



Bundesamt  
für Wirtschaft und  
Ausfuhrkontrolle



# Grundsatzstudie Energieeffizienz

Grundsatzfragen der Energieeffizienz und wissenschaftliche  
Begleitung der Umsetzung des NAPE unter besonderer  
Berücksichtigung von Stromverbrauchsentwicklung und  
-maßnahmen

---

**Nachweis:**

Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (Hrsg.), „Grundsatzstudie Energieeffizienz - Grundsatzfragen der Energieeffizienz und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des NAPE unter besonderer Berücksichtigung von Stromverbrauchsentwicklung und -maßnahmen“, Endbericht BfEE 03/15, Eschborn, 2018.

---

**Auftraggeber / konzeptionelle Begleitung:****Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)**

beim Bundesamt für Wirtschaft und  
Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Frankfurter Straße 29 –35  
D- 65760 Eschborn

<http://www.bfee-online.de>

---

**Prognos AG**

Karsten Weinert  
Friedrich Seefeldt

**Fraunhofer ISI**

Dr. Clemens Rohde  
Dr. Barbara Schlo-  
mann

**ifeu**

Dr. Martin Pehnt

**Dr. Marc Ringel GbR**

Prof. Dr. Marc Ringel

---

**Prognos AG****Hauptsitz**

Henric Petri-Str. 9  
CH-4010 Basel

**Weitere Standorte (Auswahl)**

Goethestr. 85  
D-10623 Berlin

Schwanenmarkt 21  
D-40213 Düsseldorf

[www.prognos.com](http://www.prognos.com)

**Handelsregisternummer:**

Berlin HRB 87447 B

---

**Fraunhofer-Institut für Sys-  
tem- und Innovationsfor-  
schung**

Breslauer Str. 48  
76139 Karlsruhe

[isi.fraunhofer.de](http://isi.fraunhofer.de)

**ifeu - Institut für Energie- und  
Umweltforschung Heidelberg  
GmbH**

Im Weiher 10  
69121 Heidelberg

[www.ifeu.de](http://www.ifeu.de)

**Dr. Marc Ringel GbR**

Schlehenweg 12  
73760 Ostfildern

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Ausgangslage und Zielsetzung</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>AP1 -- Allgemeine Methodologie Potenzialstudien</b>	<b>11</b>
2.1	Einleitung	11
2.2	Begriffliche Abgrenzungen	13
2.3	Methodische Herangehensweisen	14
2.4	Potenzialstudien: Literaturüberblick	20
<b>3</b>	<b>AP 1 -- Bewertung von technischen und wirtschaftlichen Effizienzpotenzialen</b>	<b>25</b>
3.1	Effizienzpotenziale in Gebäuden	26
3.2	Effizienzpotenziale in Privaten Haushalten	32
3.3	Effizienzpotenziale in der Industrie	36
3.4	Effizienzpotenziale im GHD	39
3.5	Effizienzpotenziale im Verkehr	42
<b>4</b>	<b>AP 2: Wissenschaftliche Begleitung des NAPE und Weiterentwicklung der Effizienzpolitik</b>	<b>71</b>
4.1	Hintergrundpapier Governance	71
4.2	Glossar Sektorkopplung	86
4.3	Instrumentenwelten	94
4.4	Kosten/Nutzen der Zuschussförderung	97
4.5	Gesamtwirtschaftliche Bewertung der Instrumente mit ASTRA	107
<b>5</b>	<b>AP 3: Wirkungen der Energieeffizienz auf das Energieversorgungssystem</b>	<b>111</b>
5.1	Wirkungen sinkenden Stromverbrauchs auf Erzeugungskapazitäten, Infrastruktur und Endverbrauch	111
5.2	Thesepapier zur Sektorkopplung	130
5.3	Thesepapier zum Lastmanagement	150
5.4	Thesepapier zu Strompreisen	163
5.5	Aspekte eines Anti-Effizienzscenario	173
<b>6</b>	<b>AP 4: Aktuelle und mögliche Entwicklungspfade des Stromverbrauchs bis 2050</b>	<b>181</b>
6.1	Rahmendaten	181
6.2	Referenzszenario	185
6.3	Dimensionen und Treiber des Stromverbrauchs	197
<b>7</b>	<b>AP 5: Erarbeitung und Kurzexpertisen zu aktuellen Fragestellungen</b>	<b>212</b>
7.1	Analyse der Heizwerte-Methodik in Deutschland	212
7.2	Maßnahmenbewertung Anreizprogramm	220
7.3	Instrumentenwelten	240
7.4	Monitoring Effizienznetzwerke	264

7.5	Abwärmekonzept	271
7.6	Art. 24 EED Kurzexpertise	292
7.7	Einschätzung von bivalenten Systemen im Wärmebereich	300
7.8	Bewertung der Einsparwirkung des neuen NAPE-„Maßnahmenpakets Klima/Lüftung“	308
7.9	Visualisierung von Effizienzpotenzialen mittels Vermeidungskostenkurven	319

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Annuierte Total Cost of Ownership nach Fahrleistung für batterie- (BEV) und konventionell angetriebene Pkw (klein) im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Strompreises	19
Abbildung 2-2:	Annuierte Total Cost of Ownership nach Fahrleistung für batterie- (BEV) und konventionell angetriebene Pkw (klein) im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen zum Diskontsatz	20
Abbildung 3-1:	Neuzulassungen und Bestand nach Antrieben gemäß technischem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030	44
Abbildung 3-2:	Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß technischem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030	45
Abbildung 3-3:	Verteilung der Jahresfahrleistung der Pkw nach Distanzsegment und Fahrzeuggrößenklasse	46
Abbildung 3-4:	Pkw-Neuzulassungen und daraus resultierender Pkw-Bestand nach Antrieb gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 (statistisch) bis 2030	47
Abbildung 3-5:	Inländerfahrleistung und -verbrauch nach Energieträger gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030	47
Abbildung 3-6:	Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß technischem Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw von 2015 bis 2030	49
Abbildung 3-7:	Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß wirtschaftlichem Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw von 2015 bis 2030	51
Abbildung 3-8:	Vergleich der jährlichen Fahrleistung der Haushalte mit und ohne Car-Sharing mit MIV ÖV und Car-Sharing im Jahr 2015	54
Abbildung 3-9:	Energieeinsparungen durch Car-Sharing (technisches Potenzial) in den Jahren 2020, 2025 und 2030.	55
Abbildung 3-10:	Pkw-Fahrleistung nach Distanzklassen in Deutschland.	56
Abbildung 3-11:	Pkw-Endenergieverbrauch nach Verkehrssegmenten, 2015 bis 2030.	57
Abbildung 3-12:	Verkehrsleistung, angebotene Platzkilometer und potenziell technische Verkehrsleistung im Jahr 2015.	59
Abbildung 3-13:	Endenergieverbrauch (technisches Potenzial) der Verkehrsträger vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr.	60
Abbildung 3-14:	Kostenkurven des Pkw (Allgemein und im Fernverkehr), des öffentlichen Verkehrs und der BahnCard100 in Abhängigkeit von der Jahresfahrleistung.	61
Abbildung 3-15:	Endenergieverbrauch der Verkehrsträger MIV und ÖV vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Verlagerung auf den ÖV.	62

Abbildung 3-16:	Vom MIV auf das Pedelec verlagerbare Fahrzeugkilometer nach Fahrtzweck.	64
Abbildung 3-17:	Endenergieverbrauch in PJ der Verkehrsmittel MIV und Pedelec ohne (2015) und mit (2020, 2025, 2030) Verkehrsverlagerungen durch das Pedelec.	64
Abbildung 3-18:	MIV-Verkehrsleistung des Wegezwecks Arbeit in Mrd. Personenkilometer im Jahr 2008 (nach MiD).	65
Abbildung 3-19:	Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Umsetzung des wirtschaftlichen Potenzials der Verlagerung von Verkehr auf das Pedelec	66
Abbildung 4-1	Metropolregionen in Deutschland	80
Abbildung 4-2:	BIP-Wirkungen der Instrumente	108
Abbildung 4-3:	Netto-Beschäftigungswirkungen der Instrumente im Jahr 2020	109
Abbildung 4-4:	Wirkungen auf die Netto-Investitionen durch die Instrumente im Jahr 2020	110
Abbildung 5-1:	Stromintensive Anwendungen und Branchen des jeweiligen Sektors (erster Selektionsschritt)	113
Abbildung 5-2:	Bewertung der Datenverfügbarkeit in den betrachteten Energieverbrauchssektoren	114
Abbildung 5-3:	Normierte Profile für den Sektor Private Haushalte (Tagesprofile für die Übergangszeit)	116
Abbildung 5-4:	Normierte Profile für den Sektor Private Haushalte (Tagesprofile für Winter//Übergangszeit)	116
Abbildung 5-5:	Normierte Profile für den Sektor Private GHD (Tagesprofile für die Übergangszeit)	117
Abbildung 5-6:	Stündliche Stromeinspeisung von Wind und Photovoltaik in Deutschland	119
Abbildung 5-7:	Bewertung verschiedener Anwendungen nach dem Kriterium „Abendspitze“	120
Abbildung 5-8:	Bewertung verschiedener Anwendungen nach dem Kriterium „Winterspitze“	121
Abbildung 5-9:	Jährlicher Stromverbrauch verschiedener Anwendungen, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“	122
Abbildung 5-10:	Individuelle Lastspitze verschiedener Anwendungen, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“	123
Abbildung 5-11:	Stromverbrauch verschiedener Anwendungen im Jahr 2050, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“	127
Abbildung 5-12:	Individuelle Lastspitze verschiedener Anwendungen im Jahr 2050, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“	128
Abbildung 5-13:	Sektorkopplungstechnologien	132
Abbildung 5-14:	Stromverbrauch für Wärme und Klimatisierung (TWh/a)	134

Abbildung 5-15: Stromverbrauch zur PtG-Erzeugung für die Industrie oder als Stromspeicher	134
Abbildung 5-16: Stromverbrauch im Verkehr (ohne Schienenverkehr) im Szenarienvergleich in TWh/a	135
Abbildung 5-17: Bruttostromerzeugung 2050 im Szenarienvergleich	137
Abbildung 5-18: Treibhausgasvermeidungspotenzial verschiedener Sektorkopplungstechnologien, wenn 1 kWh EE-Strom direkt oder bilanziell genutzt werden kann	139
Abbildung 5-19: Alte und neue Betriebsweise von Kühlhäusern in der Nahrungsmittelindustrie	153
Abbildung 5-20: Kraftwerkseinsatz an einem Sommertag im Jahr 2050 bei Lastverlauf ohne (links) und mit (rechts) LM	154
Abbildung 5-21: Geschätzte Gesamtkosten des Stromsystems im Jahr 2015	164
Abbildung 5-22: Schematische Darstellung der Strompreisbestandteile des Stromsystems	165
Abbildung 5-23: Effekte von Schwellenwerten bei Strompreisvergünstigungen	170
Abbildung 6-1: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Verbrauchssektoren, 2014 – 2050, in TWh	188
Abbildung 6-2: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	190
Abbildung 6-3: Private Haushalte: Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	191
Abbildung 6-4: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	202
Abbildung 6-5: Industriesektor - Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	204
Abbildung 6-6: GHD-Sektor - Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	206
Abbildung 6-7: Private Haushalte: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	208
Abbildung 6-8: Verkehrssektor: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	209
Abbildung 6-9: Mechanische Energie: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	211
Abbildung 7-1: Zur Interpretation der Einsparwirkungen	221
Abbildung 7-2: Instrumente und Maßnahmen des NAPE zur Förderung der Energieeffizienz in Deutschland	242
Abbildung 7-3: Durch die Instrumentenkombinationen adressierte Sektoren und Anwendungsfelder des Energieverbrauchs	243
Abbildung 7-4: Beispielhafte Charakterisierung der Stärke der Implementierung der Instrumente	244

Abbildung 7-5:	Status-quo: Bestehender Instrumentenrahmen nach NAPE und APK 2020	247
Abbildung 7-6:	Neue Welt 1a: Ausgeweitete Förderung (staatlich) + Stärkung der Marktakteure (NAPE+)	250
Abbildung 7-7:	Neue Welt 1b: Ausgeweitete Förderung (sonst. Finanzierung) + Stärkung der Marktakteure (NAPE+)Bewertung	251
Abbildung 7-8:	Neue Welt 2a: Preissteuerung	255
Abbildung 7-9:	Neue Welt 2b: Mengensteuerung	256
Abbildung 7-10:	Neue Welt 3 – Ordnungsrecht	260
Abbildung 7-11:	Zur Interpretation der Einsparwirkungen	293
Abbildung 7-12:	Beispielhafte Darstellung einer Kumulierung von einzelnen Förderjahren bei einer Lebensdauer der Investitionsgüter von vier Jahren über einen Betrachtungszeitraum von sieben Jahren	312
Abbildung 7-13:	Beispielhafte iterative Methodologie zur Bestimmung der Vermeidungskostenkurve	322
Abbildung 7-14:	Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Handlungsfelder im Sektor Gebäude 2030	324
Abbildung 7-15:	Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Maßnahmen bei Geräten/Beleuchtung in den Sektoren Haushalte (grün) und GHD (braun) 2030	325
Abbildung 7-16:	Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Maßnahmen im Sektor Industrie 2030	326
Abbildung 7-17:	Sektorübergreifende Vermeidungskostenkurve (ohne Verkehr) 2030	327

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Annahmen zu den Primärenergieträgerpreisen	27
Tabelle 3-2:	Ökonomische Kennwerte in den Handlungsfeldern im Sektor Gebäude	30
Tabelle 3-3:	Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Gebäude	31
Tabelle 3-4:	Technisches Potenzial im Sektor Gebäude	32
Tabelle 3-5:	Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor Private Haushalte	35
Tabelle 3-6:	Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Private Haushalte	36
Tabelle 3-7:	Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor Industrie	38
Tabelle 3-8:	Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Industrie	38
Tabelle 3-9:	Technisches Potenzial im Sektor Industrie	39
Tabelle 3-10:	Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor GHD	41
Tabelle 3-11:	Wirtschaftliches Potenzial im Sektor GHD	41



Tabelle 3-12:	Technisches Potenzial im Sektor GHD	41
Tabelle 3-13:	Energieeinsparungen in PJ je Maßnahmenfeld für die Jahre 2020, 2025 und 2030	67
Tabelle 5-1:	Szenariovergleich: Endenergiebereitstellung durch Strom im Wärme- und Verkehrssektor in verschiedenen Szenarien	147
Tabelle 5-2:	Auswirkungen von LM auf Energieeffizienz	159
Tabelle 5-3:	Auswirkungen von Energieeffizienz auf LM	160
Tabelle 5-4:	Stromkostenbestandteile für typische Abnahmefälle (Jahr 2014)	168
Tabelle 5-5:	Stromkostenbestandteile und Vergünstigungen	169
Tabelle 6-1:	Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2013 – 2050, in Mio.	181
Tabelle 6-2:	Erwerbstätige nach Branchen, 2013 – 2050, in Mio.	182
Tabelle 6-3:	Bruttowertschöpfung nach Branchen und Bruttoinlandsprodukt 2013 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR	183
Tabelle 6-4:	Weltmarktpreis für Öl in US-Dollar und Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas, Kohle, Fernwärme und Strom, 2013 – 2050, in EUR	184
Tabelle 6-5:	Gradtagszahlen (GTZ 15; Mittelwerte für Deutschland), davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren und Klimakorrekturfaktoren, 2008 – 2050	185
Tabelle 6-6:	Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern, 2014 – 2050, in PJ	186
Tabelle 6-7:	Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in PJ	187
Tabelle 6-8:	Stromverbrauch im Referenzszenario nach Verbrauchssektoren, 2014 – 2050, in TWh und in Prozent vom Gesamtverbrauch	188
Tabelle 6-9:	Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	189
Tabelle 6-10:	Stromverbrauch im Sektor Private Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	191
Tabelle 6-11:	Sektor Private Haushalte: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen und Elektro-Geräten, 2014 – 2050, in TWh	192
Tabelle 6-12:	Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	193
Tabelle 6-13:	Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Branchen, 2014 – 2050, in TWh	193
Tabelle 6-14:	Stromverbrauch im Industriesektor nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh	194
Tabelle 6-15:	Stromverbrauch im Industriesektor nach Branchen, 2014 – 2050, in TWh	195

Tabelle 6-16:	Energieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2014 – 2050, in PJ	196
Tabelle 6-17:	Stromverbrauch im Verkehrssektor nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2014 – 2050, in TWh	196
Tabelle 6-18:	Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ	203
Tabelle 7-1:	Verwendete Umsetzungsfaktoren bei den gemeldeten Maßnahmen der Bundesregierung zu Art. 7 EED	213
Tabelle 7-2:	Heizwerte ausgewählter Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2012 und nach Anhang IV EED.	215
Tabelle 7-3:	Herkunft des Erdgasaufkommens (ohne Bestandsentnahmen) in Deutschland und daraus abgeleitete Heizwerte 2010 bis 2014	216
Tabelle 7-4:	Normvorschriften für ausgewählte Energieträger	217
Tabelle 7-5:	Sortimente Braunkohlebriketts 1980 bis 2014 in Tsd. Tonnen	218
Tabelle 7-6:	Annahmen zu Emissionsfaktoren der Energieträger	224
Tabelle 7-7:	Zusammenfassung der Ergebnisse	303
Tabelle 7-8:	Übersicht über verwendete Lebensdauern (Lüftung)	310
Tabelle 7-9:	Übersicht über verwendete Lebensdauern (Kälte)	311
Tabelle 7-10:	Übersicht über verwendeten Werte für beide Szenarien und resultierende jährliche Einsparungen.	313
Tabelle 7-11:	Jährliche und kumulierte Endenergieeinsparung bei Strom und Wärme in den betrachteten Minimal- (Min) und Maximal-Szenarien (Max) in Terrajoule.	314
Tabelle 7-12:	Kumulierte Einsparungen an Primärenergie in Terrajoule	315
Tabelle 7-13:	Kumulierte Einsparungen an CO <sub>2</sub> -Emissionen in 1000 Tonnen (kt).	315
Tabelle 7-14:	Wirkmodell und prozentuale Aufteilung der gesamten Wirkung auf die Maßnahmen	316
Tabelle 7-15:	Wirkung der fünf Maßnahmen bezüglich End- und Primärenergie sowie CO <sub>2</sub> für die Jahre 2020 und 2030	317
Tabelle 7-16:	Indikator-Vorschläge für die Evaluation des Maßnahmenpakets	318
Tabelle 7-17:	Endenergieverbrauch 2030 bei dem oben beschriebenen Szenario mit autonomen technischen Fortschritt sowie im MMS-Szenario des Projektionsberichts 2017	320
Tabelle 7-18:	Relative Einsparpotentiale ggü. dem Jahr 2014	328
Tabelle 7-19:	Relative jährliche Einsparpotentiale ggü. dem Jahr 2014	328

# 1 Ausgangslage und Zielsetzung

Die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) hat ein Konsortium, bestehend aus der Prognos AG, dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, dem ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg sowie Prof. Dr. Marc Ringel mit der wissenschaftliche Begleitung, v. a. hinsichtlich folgender Themen beauftragt:

- Bewertung von technischen und wirtschaftlichen Effizienzpotenzialen,
- wissenschaftliche Begleitung des NAPE und Weiterentwicklung der Effizienzpolitik,
- Analyse der Wirkungen der Energieeffizienz auf das Energieversorgungssystem,
- aktuelle und mögliche Entwicklungspfade des Stromverbrauchs bis 2050.

Daneben waren Kurzepertisen zu ausgewählten Themen vorgesehen.

Der vorliegende Endbericht dokumentiert die seit Projektbeginn im Juni 2015 unternommenen Tätigkeiten und Ergebnisse. Die Potenzialanalyse im Kapitel 3 basiert auf Arbeiten im Jahr 2015 und berücksichtigt neuere Szenarien wie z. B. den Projektionsbericht 2016 und 2017 nicht. Die Arbeiten im Kapitel 4 und 5 dienten der wissenschaftlichen Begleitung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE) und der Vorbereitung des Grünbuchprozesses Energieeffizienz, der in der ersten Jahreshälfte 2016 gestartet wurde. Das Kapitel 6 wurde im Jahr 2017 erarbeitet und enthält eine ex-post Analyse des Stromverbrauchs bis 2015 mit dem Ziel, wesentliche Dimensionen und Treiber des Stromverbrauchs zu identifizieren. Kapitel 7 enthält die über die den gesamten Zeitraum des Projektes angefertigten Kurzepertisen zu ausgewählten Einzelfragen. Kurzepertisen 7.1 und 7.3 wurden im Jahr 2015, Kurzepertisen 7.2, 7.4, 7.5 und 7.6 im Jahr 2016, Kurzepertisen 7.7 und 7.8 im Jahr 2017 und Kurzepertise 7.9 in den Jahren 2017 und 2018 erstellt.

## 2 AP1 -- Allgemeine Methodologie Potenzialstudien

### 2.1 Einleitung

Eine Energieeffizienz-Potenzialstudie ist eine quantitative Analyse der Energieeinsparungen<sup>1</sup>, die durch die Umsetzung einer oder mehrerer Maßnahmen, Organisationsweisen und / oder Politiken erreicht werden kann.

Aus diesem Definitionsversuch kann bereits abgeleitet werden, dass Potenzialstudien zur Energieeffizienz ein breites Spektrum abdecken, je nach Zielstellung unterschiedliche Aufgaben zu erfüllen haben und dabei ein unterschiedlichen Detaillierungsgrad erreichen.

Ziel dieses Kapitels ist es, das Feld der Potenzialstudien zur Energieeffizienz zu strukturieren, dabei methodische Gemeinsamkeiten auszuloten und Qualitätskriterien aufzustellen.

#### 2.1.1 Unterschiedliche Adressaten – unterschiedliche Leitfragen

Eine Potenzialstudie wird wesentlich bestimmt durch ihren Adressaten und dem mit der Studie verbundenen Zweck.

**Energieunternehmen, Energieeffizienzdienstleister, Hersteller von Effizienztechnologien** haben typischerweise eine produktorientierte oder kundenorientierte Sicht: ausgehend von dem von ihnen vermarkteten oder geplanten Produkt (Technologie, Energie, Dienstleistung) interessieren sie sich für Marktkennzahlen: Wie viele potenzielle Kunden gibt es (noch)? Wie viele Einheiten meines Produkts kann ich absetzen? Welcher Umsatz ist erzielbar? Was ist der Kundennutzen? Wie hoch ist meine Wertschöpfung / mein Gewinn? Wie ist der Wettbewerb?

Auf der anderen Seite können Potenzialstudien auch **Energieverbraucher** (Unternehmen/Organisationen, Haushalte) adressieren. Potenzialstudien für diese Zielgruppe haben oft den Charakter einer Anleitung: Welche Maßnahmen gibt es für meinen Verbrauchsfall, welche lohnen sich? Auf welche Einflussfaktoren muss ich achten?

---

<sup>1</sup> Hiermit ist auch die Steigerung von Energieeffizienz gemeint. Siehe dazu auch Abschnitt 2.2.

Die **Politik** benötigt Effizienzpotenzialstudien zur Beantwortung von Fragen wie: Welche Endenergieeinsparung durch Energieeffizienz ist realistisch? Was ist autonomer Fortschritt, was sind politikinduzierte Einsparungen? Gibt es Effizienzmaßnahmen, die bei gleicher Einsparung „mehr“ Klima schützen? Wie viele Arbeitsplätze werden durch Energieeffizienz geschaffen? Welche Einsparungen kann durch ein neues Politik-Instrument erreicht werden?

Die unterschiedlichen Adressaten und Leitfragen führen zu unterschiedlichen methodischen Entscheidungen und Herangehensweisen, die dokumentiert werden müssen. Einige Elemente sind jedoch in jeder Potenzialstudie enthalten, die im nächsten Abschnitt erläutert werden.

### 2.1.2 Verbrauchsstruktur, Maßnahme, Kontext

Grundsätzlich führen Potenzialstudien drei Perspektiven zu einer Bewertung zusammen:

- Energieverbrauch/Zielgruppe
- Effizienzmaßnahme
- Umfeldanalyse

Bei der Perspektive **Energieverbrauch** geht es um die Zielgruppe: neben der technischen Beschaffenheit des Energieverbrauchs (welche Prozesse und Energieträger sind involviert?) sind auch zahlreiche weitere Aspekte von Interesse: Eigentumsverhältnisse, Größe des einzelnen Verbrauchers, Energieintensität, Informationsstand / Bewusstheit der Maßnahme usw.

Bei der Perspektive **Maßnahme** geht es um die Veränderung, die betrachtet wird. Dies kann zum einen eine Aufrüstung der Ausstattung/energieverbrauchenden Geräte sein (Ersatzinvestition). Ebenso ist eine Optimierung des Betriebs als Maßnahme denkbar. Eine dritte Art von Maßnahmen betrifft die Neuanschaffung: hier geht es um Energieeinsparungen, die erzielt werden, indem sich bei der Anschaffung für eine effizientere Technologie entschieden wird als üblich. Oft werden auch Bündel von Maßnahmen betrachtet.

In einer Potenzialstudie sind zahlreiche Aspekte der Maßnahme zu untersuchen, wobei der Detaillierungsgrad je nach Aufgabenstellung variieren kann. Zum einen ist die Einsparhöhe von Interesse: Wieviel (z. B. prozentual auf den adressierten Verbrauch) kann eine Maßnahme einsparen? Welche Energieträger werden eingespart? Ebenfalls von Bedeutung ist die Lebensdauer der Maßnahme, da diese Einfluss auf ihre Wirtschaftlichkeit wie auch auf die Diffusionsgeschwindigkeit etwa einer neuen Effizienztechnologie Einfluss hat.

In der Regel ist eine Betrachtung des **Umfelds** erforderlich. Hierbei geht es um weitere Faktoren, die das Einsparpotenzial beeinflussen. Beispielsweise werden hier Anlässe zur Umsetzung, organisatorische Hemmnisse (Nutzer/Investor z. B.) oder Rebound-Effekte untersucht.

## 2.2 Begriffliche Abgrenzungen

### Energieeffizienz vs. Energieeinsparung

Energieeffizienz bedeutet, den zur Erbringung einer Dienstleistung, zur Produktion von Waren oder Bereitstellung von Energie notwendigen Energieeinsatz in einem System zu optimieren. Dieses System kann ein Energiewandler sein, beispielsweise ein Fahrzeug oder ein Heizkessel, aber auch ein Gebäude, eine Firma oder eine gesamte Ökonomie (Ifeu et al. 2011). Auf der im Mittelpunkt dieser Studie stehenden Energienachfrageseite wird unter Energie- bzw. Endenergieeffizienz das Verhältnis interpretiert, wie viel Energie für die Befriedigung energierelevanter Bedürfnisse, d. h. letztlich für ein bestimmtes Maß an Energie- oder Mobilitätsdienstleistungen benötigt wird. Eine Steigerung der Endenergieeffizienz bedeutet demnach, weniger Energie für dasselbe Maß an Dienstleistung einzusetzen. Die Steigerung kann durch technische, organisatorisch-institutionelle bzw. Struktur verändernde oder auch verhaltensbezogene Maßnahmen erreicht werden.

Davon zu unterscheiden ist der Begriff der Energieeinsparung. Während der Begriff der Energieeffizienz auf eine relative Verbesserung der Energienutzung abhebt und damit einen absoluten Anstieg des Energieverbrauchs nicht ausschließt, wird die Energieeinsparung üblicherweise definiert als absolute Reduktion des Energieverbrauchs (siehe z. B. Pérez-Lombard et al. 2013).

Die genannten Begriffsabgrenzungen stimmen auch mit den in der EU-Energieeffizienzrichtlinie genannten Definitionen überein (Richtlinie 2012/27/EU, Artikel 2, Abs. 4 und 5). „Energieeffizienz“ wird hier als das Verhältnis von Ertrag an Leistung, Dienstleistungen, Waren oder Energie zu Energieeinsatz definiert. „Energieeinsparungen“ beinhalten demgegenüber die eingesparte Energiemenge, die vor und nach der Umsetzung einer Maßnahme zur Energieeffizienzverbesserung erzielt wird.

### Typen von Energieeinsparpotenzialen

In der Literatur sind zahlreiche Typen von Potenzialen zu finden, eine Auswahl wird im Folgenden kursorisch dargestellt.

- **Physikalisches Energieeinsparpotenzial:** das physikalische Potenzial gibt eine Abschätzung über die theoretisch mögliche Einsparung. Berechnet wird es z. B. mittels Carnots-Wirkungsgrad.

- **Technisches Energieeinsparpotenzial:** bei der Ermittlung des technischen Potenzial werden derzeitige ingenieurtechnische Beschränkungen der Maßnahme berücksichtigt. Beispielsweise gehen hier Annahmen bzgl. der Mindestgröße einer Anlage ein.
- **Wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial:** hier werden neben technischen Restriktionen auch wirtschaftliche Überlegungen einbezogen. Diese Überlegungen beruhen auf zusätzlichen Annahmen zur Lebensdauer der Maßnahme, sowie zu den Opportunitätskosten. Mitunter wird in der Literatur<sup>2</sup> unterschieden zwischen dem „wirtschaftlichen Potenzial hinsichtlich der Lebensdauer“ und dem „wirtschaftlich attraktiven Potenzial“, wo eine Amortisationszeit von z. B. drei Jahren angenommen wird.
- **Erreichbares Energieeinsparpotenzial:** dies beschreibt das Potenzial, welches realistisch bei „aggressivster Intervention“ erzielt werden kann. Hier werden neben wirtschaftlichen Beschränkungen auch Informationsdefizite, organisatorische Hemmnisse (Nutzer-/Investor-Dilemma) und andere Barrieren zur Umsetzung berücksichtigt. Im politischen Kontext wird mitunter auch ein „Programmpotenzial“ ermittelt<sup>3</sup>, wo zusätzlich Förderbudgets und Förderzeiträume in die Betrachtung einbezogen werden.

## 2.3 Methodische Herangehensweisen

### 2.3.1 Bestimmung des Verbrauchs ohne die Effizienzmaßnahme

Neben der Frage: „Wie könnte sich der Verbrauch entwickeln, wenn das (technische/wirtschaftliche/erreichbare, ...) Potenzial genutzt wird?“ muss jede Potenzialstudie auch die Frage beantworten: wie würde sich der Verbrauch ohne die betrachteten Maßnahme(n) entwickeln? In der Regel sind keine Daten gemessen, da Potenzialstudien eine zukünftige Entwicklung abschätzen. Typische Vorgehensweisen für die Beantwortung der zweiten Frage sind a) die Annahme einer „frozen efficiency“ Entwicklung und b) die Annahme eines „autonomen technischen Fortschritts“.

- **„frozen efficiency“:** hier wird angenommen, dass ab einem festgelegten Basisjahr kein weiterer Energieeffizienzfortschritt stattfindet und die Diffusion der Einsparoptionen auf dem Niveau des Basisjahres stagniert.
- **autonomer technischer Fortschritt:** hier wird im Gegensatz zur „frozen efficiency“ ein nicht durch Politikmaßnahmen induzierter technischer Fortschritt angenommen.

---

<sup>2</sup> siehe z. B. Chen et al. (2014): Contrasting thermodynamic, technical and economic potentials: The example of organic Rankine cycle use within UK industry. Energy Procedia 61 (2014) 225 – 229

<sup>3</sup> siehe z. B. EPA (2007): Guide for Conducting Energy Efficiency Potential Studies

Die erste Vorgehensweise ist insbesondere für Hersteller von Effizienztechnologien und Anbieter von Effizienzdienstleistungen von Interesse, weil das Potenzial dann eine Gesamtentwicklung beschreibt. Die zweite Vorgehensweise ist für Politik-Akteure interessant, da das Potenzial dann eine Aussage zu dem zusätzlich durch Politikinstrumente erreichbaren Energieeinsparungen und Energieeffizienzsteigerungen enthält.

### 2.3.2 Abgrenzung der Untersuchungseinheit

Eine grundsätzliche Entscheidung bei der Konzeption einer Potenzialstudie ist die genaue Umgrenzung des Untersuchungsfeldes. Steht eine Technologie im Zentrum, oder eine bestimmte Verbrauchergruppe, oder ist eine Aussage über Potenziale im Energiesystem insgesamt zu treffen? Die Wahl der Untersuchungseinheit beeinflusst wesentlich das methodische Vorgehen.

Ist der Startpunkt der Betrachtung eine bestimmte Effizienztechnologie oder auch organisatorische Maßnahme, wird häufig die Maßnahme ingenieurtechnisch oder mit Hilfe von Pilotprojekten genau auf ihre Wirksamkeit hin untersucht. In zweitem Schritt wird ermittelt, wo die Maßnahme umgesetzt werden kann unter Beachtung der durch die Studie gesetzten regionalen oder zielgruppenspezifischen Rahmenbedingungen.

Ist der Startpunkt der Betrachtung eine bestimmte Verbrauchergruppe, dann kann statt einer bestimmten Effizienzmaßnahme ein ganzes Bündel von Maßnahmen betrachtet werden. Das Potenzial ergibt sich in diesem Fall entweder durch eine Aggregation von Einzelpotenzialen, die durch Betrachtung von einzelnen Technologien (s.o.) hergeleitet werden, oder durch einen Vergleich innerhalb der Verbrauchergruppe (*benchmarking*). Ein Vergleich mit den „Besten“ der betrachteten Verbrauchergruppe hat den Vorteil, dass sowohl Hemmnisse bei der Umsetzung wie auch emergente Phänomene wie z. B. Effizienzgewinne aufgrund einer systemischen Optimierung in die Potenzialbetrachtung einfließen können, andererseits besteht der Nachteil, dass u. U. relativ wenig über geeignete Maßnahmen herausgefunden wird.

Ist der Startpunkt der Betrachtung das Gesamtsystem, ist eine geeignete Methode der Aggregation der Maßnahmen und Verbrauchergruppen zu finden, die einerseits eine Gesamtaussage ermöglichen, andererseits die wesentlichen Besonderheiten und Strukturen des Energiesystems berücksichtigen. Hier haben sich bottom-up Energiemodelle bewährt, die den Energieverbrauch unter szenarischen Parameterannahmen simulieren und das Potenzial als Differenz zweier Szenarien ermitteln. Während ein Szenario die Referenzentwicklung darstellt, dient das zweite Szenario zur Abbildung der möglichen Diffusion der Effizienztechnologien unter den im Rahmen der Potentialanalyse berücksichtigten Restriktionen.



### 2.3.3 Methodische Bausteine zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

#### Wirtschaftlichkeitsverfahren

In jede Wirtschaftlichkeitsrechnung gehen ein:

- Informationen zur (Mehr-)investition, die
- der Minderung der Betriebskosten (Energie, Wartung) entgegengesetzt werden,
- unter Annahme einer Nutzungsdauer,
- ggfs. Annahmen zum Diskontsatz (Ausnahme sind statische Wirtschaftlichkeitsberechnungen)

Typische Wirtschaftlichkeitsverfahren sind in der VDI 2067 dargestellt. Beispielsweise werden bei der Barwertmethode zukünftige Zahlungen oder Kosten auf den Wert zu Beginn der Betrachtungsperiode diskontiert. Der Barwert einer Zahlung in der Zukunft ist bei einem positiven Diskontsatz umso kleiner, je weiter die Zahlung in der Zukunft liegt. Bei der Annuitätenmethode wird der Barwert in gleichmäßige Zahlungen über einen Betrachtungszeitraum verteilt, die sich aus Zins und Tilgung zusammensetzen. Auf eine detailliertere Beschreibung dieser Verfahren wird an dieser Stelle verzichtet.

#### Zukünftige Entwicklung der Investitionskosten und Energieträgerpreise

Da in Potenzialstudien eine zukünftige Entwicklung eingeschätzt werden soll, sind Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Energieträgerpreise sowie der Kosten zur Umsetzung der Effizienzmaßnahme(n) zu treffen.

Die Theorie der Lernkurven hat sich in der Vergangenheit als guter Ansatz erwiesen, die Entwicklung von Investitionskosten zu beschreiben. Diesem Ansatz liegt zugrunde, dass mit zunehmender Produktion einer Technologie die Produktionskosten nach einem Potenzgesetz sinken. Es konnte empirisch belegt werden [Weiss 2009, Weiss 2010], dass dies auch für Effizienztechnologien eine treffende Beschreibung ist.

#### Diffusionsgeschwindigkeit: Aktivität / Umtauschrate

Die Einsparung / Effizienzsteigerung wird wesentlich davon beeinflusst, wie viele Maßnahmen in dem betrachteten Zeitraum umgesetzt werden. Darüber hinaus werden – wenn Lernkurven angewendet werden – auch die zukünftigen Investitions(stück)kosten von der Umsetzungsgeschwindigkeit beeinflusst. Daher sind die entsprechenden Annahmen von großem Interesse.

Eine mögliche Herangehensweise ist die Annahme, dass das Marktvolumen sich proportional zur (noch vorhandenen) Marktkapazität verhält [Fisher 1971]. Die Methode wurde bspw. zur Untersuchung des Nachfrage nach E-Mobilität verwendet [Ökol 2011]. Nachteil dieser Methode ist, dass sie nicht geeignet ist, mehr als zwei Technologien abzubilden.

Ein weiterer Ansatz ist die Betrachtung des Gesamtbestands und einer durchschnittlichen Nutzungsdauer der Technologie. Dieser Ansatz kann verfeinert werden durch eine bottom-up Modellierung von (Alters-/Technologie-) Kohorten.

### **Zur Rolle des Diskontsatzes**

Mit dem Diskontsatz werden Kosten dargestellt, die aufgrund des mit der Effizienzmaßnahme anfallenden Kapitaleinsatzes verbunden sind. In einer Potenzialstudie kann der Diskontsatz methodisch verschieden gestaltet werden (s. a. [COM 2014]). Im Folgenden werden Grundformen dargelegt.

Der Diskontsatz kann als Maß für die reinen Kapitalkosten interpretiert werden, d. h. die entgangenen Zinsen, wenn das Kapital stattdessen bei einem Kreditinstitut angelegt worden wäre. Dieser Ansatz kann weiter verfeinert werden durch eine Unterscheidung zwischen zur Finanzierung herangezogenem Eigen- und Fremdkapital (WACC – weighted average cost of capital).

Insbesondere im betriebswirtschaftlichen (mikroökonomischen) Kontext werden mit dem Diskontsatz Opportunitätskosten abgebildet. Der Diskontsatz dient hier als Maß für die entgangene Rendite, die bei Umsetzung der „nächstbesten Investition“ erzielt worden wäre. Die empirische Bestimmung gestaltet sich insbesondere bei Betrachtung eines breiten Spektrums von Verbrauchergruppen als schwierig (siehe aber z. B. [Garcia Gusano 2016]).

Das PRIMES-Modell [E3M 2014], das von der EU-Kommission sowohl für das Impact Assessment der EU-Ziele für 2030 als auch für die Erstellung von Referenzprognosen verwendet wird, verwendet sektoral differenzierte Standard-Diskontraten, die sehr hoch liegen (je nach Sektor zwischen 8 und 17 %). Damit sollen u. a. die in den einzelnen Sektoren bestehenden Hemmnisse abgebildet werden. Diese Hemmnisse können beispielsweise monetär, rechtlich oder verhaltensbasiert sein. Vernachlässigt wird bei einem solchen Vorgehen allerdings, dass je nach Szenario politische Maßnahmen unterstellt werden, die genau dem Abbau dieser Hemmnisse dienen sollen. Um diesen Einfluss abzubilden, verwenden andere Modelle (z. B. [Fraunhofer ISI 2013]) sowohl nach Sektoren als auch nach Szenarien differenziert Diskontraten, die in solchen Szenarien, die explizit den Abbau von Hemmnissen unterstellen, deutlich niedriger liegen als im PRIMES-Modell.

Des Weiteren kann der Diskontsatz als Maß für die gesellschaftliche Sicht auf zukünftige Kosten bzw. Nutzen (sog. sozialer Diskontsatz) verwendet werden, s. [COM 2014].

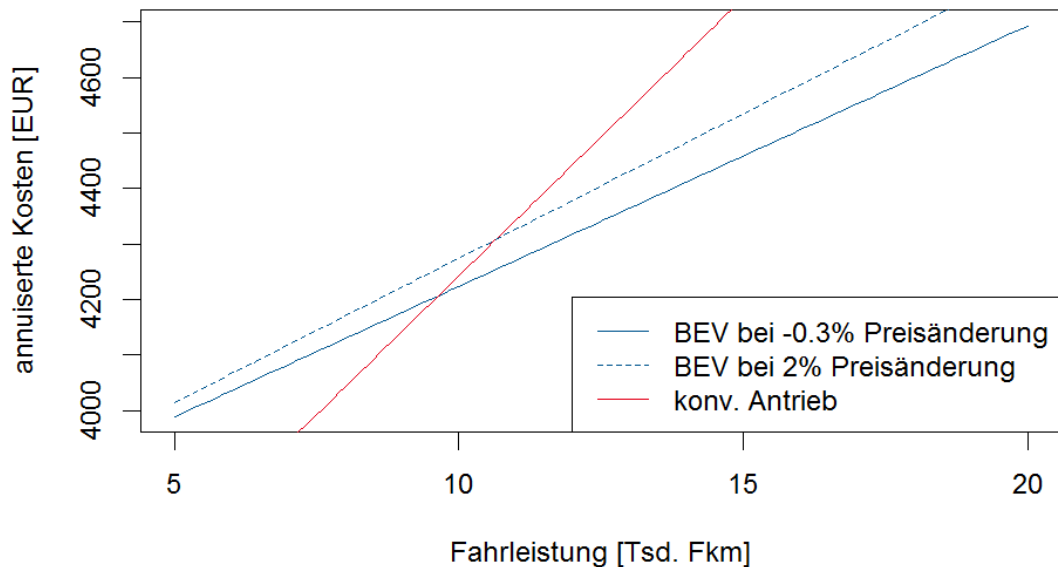
### **Veranschaulichendes Beispiel: Elektromobilität**

Als (gegenüber dem Kap. 3.6 vereinfachtes) Beispiel für die Sensitivität betrachten wir hier das wirtschaftliche Potenzial durch die Einführung von Elektromobilität. Die Kapitalkosten bestimmen sich in diesem Fall aus den Fahrzeugkosten sowie ggfs. Batteriekosten. Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus Fixkosten (Kfz-Versicherung, Wartungskosten) und variable Kosten, die durch Energieträgerpreis, spezifischer Verbrauch und Fahrleistung bestimmt sind.

Aufgrund der geringeren variablen Kosten bei höheren Fixkosten wachsen die annuisierte Kosten für Elektro-Pkw langsamer als die eines konventionell angetriebenen Pkw. Die Mindestfahrleistung, ab wann der Elektro-Pkw wirtschaftlicher ist, wird unter anderem beeinflusst durch die Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und zum Diskontsatz.

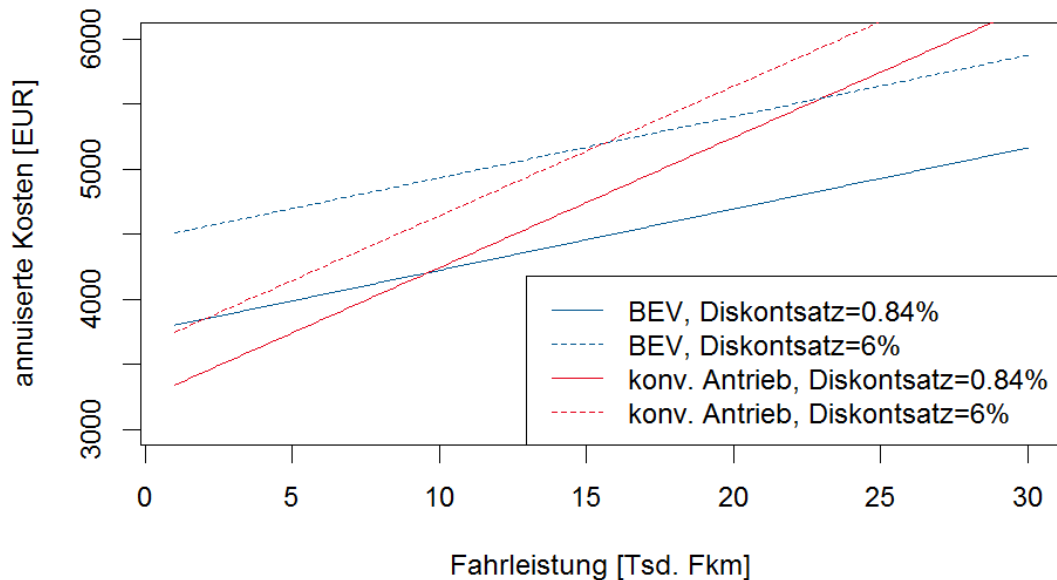
Die folgende Abbildung zeigt die Sensitivität in Bezug auf die Annahmen zur Energiepreisentwicklung. Blau dargestellt ist die Kostengerade für Elektro-Pkw, einerseits bei Annahme real leicht sinkender Strompreise (-0,3% p.a., durchgezogene Linie), andererseits bei Annahme steigender Strompreise (+2,0% p.a., gestrichelte Linie). Die Preisentwicklung für Ottokraftstoffe wurde unverändert belassen (+1,8 % p.a.), als Investitionsjahr ist das Jahr 2020 festgehalten. Zu erkennen ist, dass in diesem Beispiel die Aussagen Wirtschaftlichkeit robust gegenüber den Annahmen zur Energiepreisentwicklung sind: die erforderliche Mindestfahrleistung erhöht sich um nur etwa 500km.

Abbildung 2-1: Annuierte Total Cost of Ownership nach Fahrleistung für batterie- (BEV) und konventionell angetriebene Pkw (klein) im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung des Strompreises



Die folgende Abbildung zeigt die Sensitivität in Bezug auf die Annahmen zum Diskontsatz. Mit durchgezogener Linie durchgestellt sind die Kostengeraden bei Annahme eines Diskontsatzes von 0,84 %, der in dieser Höhe in etwa die reinen Kapitalkosten widerspiegelt. Mit gestrichelter Linie dargestellt sind die Kostengeraden bei Annahme eines Diskontsatzes von 6 %, der in dieser Höhe möglicherweise Opportunitätskosten repräsentieren kann. Zu erkennen ist, dass in diesem Beispiel die Aussagen zur Wirtschaftlichkeit vergleichsweise empfindlich gegenüber den Annahmen zum Diskontsatz sind: die betrachtete Änderung führt zu einer Erhöhung der zur Wirtschaftlichkeit des Elektro-Pkw erforderlichen Mindestfahrleistung um gut 50 %.

Abbildung 2-2: Annuierte Total Cost of Ownership nach Fahrleistung für batterie- (BEV) und konventionell angetriebene Pkw (klein) im Jahr 2020 bei unterschiedlichen Annahmen zum Diskontsatz



Das vorstehende Beispiel veranschaulicht, dass die methodischen Annahmen u.a. zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Maßnahmen durchaus einen Einfluss auf die Höhe des mit der Maßnahme einhergehenden Einsparpotenzials haben und für eine Diskussion und Vergleichbarkeit diese Annahmen transparent gemacht werden sollten.

## 2.4 Potenzialstudien: Literaturüberblick

Im Folgenden wird ein Überblick über beispielhafte Potenzialstudien sowie zu Literatur mit methodischen Hinweisen gegeben. Aufgrund des breiten Spektrums kann dieser Überblick nicht erschöpfend sein.

### 2.4.1 Literatur zur Methodik

COM (2014): Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020

E3M (2014): PRIMES model 2013-2014. Detail model description.

Fraunhofer ISI, IREES et al. (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente

Fraunhofer ISI (2001): Systematisierung der Potenziale und Optionen. Endbericht an die Enquête-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung" des Deutschen Bundestages

García-Gusano et al. (2016): The role of the discount rates in energy systems optimisation models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 59 (2016) 56–72

Weiss et al. (2009) Market diffusion, technological learning, and cost-benefit dynamics of condensing gas boilers in the Netherlands. *Energy Policy* 37 (2009) 2962–2976

Weiss et al (2010) A review of experience curve analyses for energy demand technologies. *Technological Forecasting & Social Change* 77 (2010) 411–428

VDI 2067 (2012) Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen

## **2.4.2 Literatur zu Einzeltechnologien**

### **KWK**

BEI, FhISI, IREES, EnB (2011): Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen

Prognos (2011): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien

Prognos, FhIFAM, IREES, BHKW-Consult (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014

Safarik (2010): Stand und Tendenzen der thermischen Kälteerzeugung im kleinen und mittleren Leistungsbereich

TU-Berlin (2012): Fernwärmeangetriebene Absorptionskälteanlagen zur Klimatisierung von Rechenzentren

### **Industrielle Abwärme**

Berthou (2012): Overview of waste heat in the industry in France

Bonilla et al. (1997): Technological recovery potential of waste heat in the industry of the Basque country

Campana et al. (2013): ORC waste heat recovery in European energy intensive industries: Energy and GHG savings

CGGC (2009): Recycling Industrial Waste Energy

Chen et al. (2014): Contrasting thermodynamic, technical and economic potentials: The example of organic Rankine cycle use within UK industry

DOE (2004): Energy Use, Loss and Opportunities Analysis. U.S. Manufacturing and Mining

Dupont (2009): The heat recovery potential in the French industry: which opportunities for heat pump systems?

ifeu, FhISI, IREES (2010): Die Nutzung industrieller Abwärme -- technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung

IZES (2015): Abwärmenutzung - Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge

McKenna et al. (2010): Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potentials in the UK

SAENA (2012): Technologien der Abwärmenutzung

Viklund et al. (2015): Industrial excess heat use: Systems analysis and CO2 emissions reduction

### **Elektromobilität**

Ökol (2011): Marktpotenziale und CO2-Bilanz von Elektromobilität

### **2.4.3 Literatur zu einzelnen Verbrauchergruppen**

#### **Papier**

Eproplan (2006): Systematische Ermittlung von Energieeinsparpotenzialen in Papierfabriken

Prognos (2009): Ressourcen-, Energie- und Umwelteffizienz in der Papier- und Druckindustrie. Im Auftrag des VDMA

Prognos (2008): Papierherstellung und -verarbeitung in Deutschland

#### **Handel**

BEK (2005): Lebensmittel Einzelhandel aktuell. Energiekosten senken -- Umwelt schonen

Prognos (2011): Energiemanagement im Einzelhandel

Steinmaßl (2014): Steckerfertige Kühlmöbel im LEB. Bestand - Strombedarf – Einsparpotenziale

## **Gebäude**

IWU (2012): Potentiale zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Wärmeversorgung von Gebäuden in Hessen bis 2012

Leibniz-Institut (2013): Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen

### **2.4.4 Literatur zu Gesamtsystembetrachtungen**

AEA Technology, FhISI, Universität von Utrecht (2000): Studie über Energiemanagement und Energieoptimierung in der Industrie -- Kurzbericht

allplan, UBA (AT) (2005): Energieeffiziente Technologien und effizienzsteigernde Maßnahmen

FhISI, FfE (2003): Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch

FhISI, IREES, TU Berlin (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente

FhISI, Ökol, ecofys (2012): Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland

ifeu, FhISI, Prognos, GWS (2011): Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative

ifeu, FhISI, Prognos, GWS (2009): Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland

McKinsey (2007/2009): Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland

Prognos (2009): Energieeffizienz in der Industrie. Im Auftrag des VDMA

Prognos, Ökotech (2012): Energieeffizienz in der Industrie. Im Auftrag des vbw

Prognos, Prograns, Basics (2007): Potenziale für Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen



Roland-Berger (2011): Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien. Ausblick und Handlungsstrategien bis 2050

SEC (2008): Möglichkeiten der Energieeffizienz in der Industrie durch Anwendung bester verfügbarer Technologien

Wuppertal Institut (2006): Optionen und Potenziale für Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen

### **3 AP 1 -- Bewertung von technischen und wirtschaftlichen Effizienzpotenzialen**

Bei der Bestimmung der Potenziale in den Sektoren Gebäude, Private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie wurde auf bereits vorliegende Szenarien aus anderen Vorhaben zurückgegriffen. Zur Zeit der Angebotslegung im April 2015 wurden drei Forschungsvorhaben zur Diskussion gestellt:

- Consentec / Fraunhofer ISI / ifeu: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland
- Öko-Institut / Fraunhofer ISI: Projektionsbericht 2015
- Öko-Institut / Fraunhofer ISI: Klimaszenario 2050

Hieraus wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber die Arbeiten des Klimaschutzszenario ausgewählt. Aus den Szenarienberechnungen wurden die technischen und wirtschaftlichen Potenziale einerseits gegenüber einer „frozen efficiency“ Entwicklung (dieses Kapitel) und andererseits gegenüber einer Referenzentwicklung (AMS, Kap. 7.9) abgeleitet und dargestellt.

Die Klimaschutzszenarien enthalten 3 verschiedene Szenarien:

- Aktuelle-Maßnahmen-Szenario AMS
- Klimaschutzszenario KS80
- Klimaschutzszenario KS95

Das AMS wird für die Potentialabschätzung als Referenzszenario herangezogen. Die beiden Klimaschutzszenarien werden als Grundlage für das technische und das wirtschaftliche Potential genutzt. Bei beiden Szenarien handelt es sich um Zielszenarien, bei denen ein definiertes Einsparziel im Jahr 2050 vorgegeben war.

Da die Modelle, die der Szenarienrechnung zu Grunde liegen Simulationsmodelle sind, müssen zur Zielerreichung die Parameter (insbesondere hinsichtlich der Technologiediffusion) iterativ angepasst werden, damit eine Zielerreichung erfolgt.

Für das KS95 werden die in den Modellen hinterlegten Potentiale unter Überwindung der monetären und nicht-monetären Hemmnisse weitgehend ausgenutzt. Bestehende Technologiepräferenzen werden überwunden. Damit entspricht dieses Szenario der Definition einer technischen Diffusion der Maßnahmen. Die Differenz zur Referenzentwicklung ergibt das technische Potential.

Für das KS80 müssen zur Zielerreichung die bestehenden monetären und nicht-monetären Hemmnisse nicht vollständig abgebaut werden. Insbesondere verhindern Technologiepräferenzen im Gebäudebereich den Einsatz von techno-ökonomisch optimalen Lösungen. Für die Zielerreichung in den weiteren Anwendungsbereichen werden die Least-Life-Cycle Cost Optionen genutzt. Damit entspricht dieses Szenario in seiner Ausgestaltung weitgehend einer wirtschaftlichen Diffusion. Aus der Differenz zur Referenzentwicklung leitet sich dann das wirtschaftliche Potential ab.

Die den Szenarien zugrundeliegenden Rahmendaten und Annahmen sind im Kap. 3 dargestellt und als Excelmappe der Projektdokumentation beigelegt.

### 3.1 Effizienzpotenziale in Gebäuden

#### **Steckbrief: Methodische Annahmen**

##### **Baseline:**

Frozen efficiency, umgesetzte Maßnahmen halten die gesetzlichen Anforderungen ein.

##### **Technisches Potenzial:**

Individuelle Bewertung der Lebenszykluskosten unter Berücksichtigung von Akteursverhalten (bspw. Technologiepräferenzen, Hemmnisse).

Monetäre und nicht-monetäre Hemmnisse werden weitgehend abgebaut, Technologiepräferenzen werden überwiegend überwunden.

Diffusionsgeschwindigkeit: Sanierungsrate nahe am technisch sinnvollen Zyklus

Das Niveau der Sanierungen wird gesteigert. Auf Grund der modellendogenen Technologieauswahl ändert sich der Energieträgermix maßgeblich. Innovative Heizungstechnologien werden bevorzugt.

##### **Wirtschaftliches Potenzial:**

Individuelle Bewertung der Lebenszykluskosten unter Berücksichtigung von Akteursverhalten (bspw. Technologiepräferenzen, Hemmnisse). Technologiepräferenzen verhindern den Einsatz techno-ökonomisch optimaler Lösungen.

Diffusionsgeschwindigkeit: Sanierungsrate unter dem technisch sinnvollen Zyklus

Alle Szenarien basieren auf den Modellrechnungen der zweiten Runde der Klimaschutzszenarien 2050<sup>4</sup>. Alle Annahmen und eine detaillierte Modellbeschreibung sind dem entsprechenden Bericht zu entnehmen. Eigene Modellrechnungen wurden im Rahmen dieses Vorhabens nicht durchgeführt. Vielmehr wurden die vorliegenden Modellrechnungen hinsichtlich der vorliegenden Fragestellungen ausgewertet und aufbereitet.

---

<sup>4</sup> [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht\\_Runde\\_2.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf)

Die zu Grunde liegenden Primärenergiepreise entsprechen denen der Klimaschutzszenarien 2050 und sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-1: Annahmen zu den Primärenergieträgerpreisen

		2020	2030
Fernwärme	€/MWh	93	111
Erdgas	€/MWh	87	115
Strom	€/MWh	245	255
Heizöl	€/MWh	102	134
Pellets	€/MWh	59	69
Kohle	€/MWh	486	947

Die Einsparpotenziale im Gebäudebereich wurden durch Bottom-Up Simulationen mit dem Modell Invert/EE-Lab ermittelt.

Das Modell wurde von der Energy Economics Group der Technischen Universität Wien entwickelt und ist gemeinsam mit dem Fraunhofer ISI im Rahmen vieler nationaler und europäischer Projekte eingesetzt und weiterentwickelt worden ist. Methodisch stellt Invert/ EE-Lab ein dem bottom-up Ansatz folgendes, techno-ökonomisches Simulationsmodell dar, mit dem Optionen des Energiebedarfs und dessen Deckung für Wärme (Raumwärme und Warmwasser) sowie Klimatisierung von Wohn- und Nicht-wohngebäuden ermittelt werden können. Grundlage des Modells ist eine detaillierte Darstellung des Gebäudebestands nach Gebäudetypen, Baualterklassen und Sanierungszuständen mit relevanten bauphysikalischen und ökonomischen Parametern einschließlich der Technologien zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Klimatisierung. Darauf aufbauend wird der Heiz- und Kühlenergiebedarf unter Einbeziehung von Nutzerverhalten und Klimadaten ermittelt. Die Investitionsentscheidung in Technologien und Effizienzmaßnahmen wird unter Berücksichtigung von investorenspezifischen Entscheidungskalkülen und Hemmnissen sowie Energieträgerpotenzialen ermittelt.

Da im Gebäudebereich nicht-ökonomische Hemmnisse und Technologiepräferenzen der Nutzer eine wesentliche Rolle spielen, ist eine rein ökonomische Definition des Potenzialbegriffes nicht sinnvoll. Daher ist das wirtschaftliche, wie auch das technische Potenzial unter Berücksichtigung dieser Hemmnisse ermittelt. Das für

die Potentialberechnungen verwendete Modell Invert/EE-Lab verwendet hierfür eine agentenbasierte Simulation, die das Investitionsverhalten der einzelnen Akteure detailliert abbildet. Der Entscheidungsmechanismus folgt dabei neben rein ökonomischen Betrachtungen auch anderen Kriterien, die im Rahmen der Auswahlalgorithmen berücksichtigt werden. Beispiele für diese Kriterien sind Hemmnisse auf Grund der Eigentümerstruktur, Technologiepräferenzen und Ausbau- und Verfügbarkeitsrestriktionen für einzelne Technologien.

Im Rahmen der Szenarienrechnungen wird die Sanierung der Gebäude als integrierter Prozess modelliert. Die Einsparwirkungen der einzelnen Technologien werden modellendogen mit einer Berechnung des Heizenergiebedarfs der Referenzgebäude in den einzelnen Kohorten ermittelt. Die Berechnung des Heizwärmebedarfes erfolgt entsprechend der für den Energieausweis relevanten Norm DIN EN 832:2003-06 in Verbindung mit DIN V 41086:2003-064 und DIN V 4701- 10:2003-08. Die Methode entspricht somit der Berechnung der Kenngrößen des Energieausweises.

Zu jedem Zeitschritt wird zwischen den verschiedenen Investitionsalternativen entschieden. Diese Entscheidung basiert im Detail auf einem stochastischen, nicht rekursiven, myopischen (kurzsichtigen), betriebswirtschaftlichen Optimierungsalgorithmus mit der Zielfunktion der Kostenminimierung. Nebenbedingungen bilden dabei hauptsächlich die Ressourcenverfügbarkeit, die Marktdurchdringungsrate und deren Änderung, die Austausch- und Renovierungsrate ausgedrückt als technische Lebensdauern. Die Zielsetzung wird aus Sicht des Investors unter Annahme unvollständiger Information, d.h. unter Unsicherheit, optimiert. Auf diese Weise erfolgten die Einbindung und Charakterisierung der Akteure als Entscheidungsträger für gebäudebezogene Investitionen. Der integrierte Einsatz eines multinomialen Logit-Ansatzes führt zusätzlich dazu, dass günstigere Technologien höhere Marktanteile erhalten während teurere Alternativen sich im Sinne von Nischenanwendungen positionieren können. Die beschriebene Methode wird sowohl für die Auswahl des neuen Heizsystems als auch für die Selektion der Sanierungsvariante verwendet. Als Sanierungsvarianten wird die Vollsanierung in vier verschiedenen Alternativen mit energetisch ansteigender Qualität zur Auswahl gestellt. Die Investitionen werden entsprechend der Entscheidung für Sanierungsvariante und Heizsystem bewertet.

Technologiepräferenzen der Nutzer werden somit in allen Szenarien berücksichtigt, es ergibt sich daraus auch für das technische Potenzial noch eine realistische Abschätzung der möglichen Einsparungen. Hierbei wird beispielsweise berücksichtigt, dass Nutzer in der Regel eine starke Präferenz für ihr bislang genutztes Heizsystem haben oder einzelne Technologien (bspw. solarthermische Anlagen) auch gewählt werden, wenn sie nicht die ökonomisch vorteilhafteste Lösung darstellen.

Die von im Rahmen der Simulation gewählten Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien zum Teil erheblich. Insbesondere wird im technischen Potenzial von einem höheren Einsatz von Fernwärme ausgegangen, was die geringeren spezifischen Investitionen gegenüber dem wirtschaftlichen Potenzial erklärt. Investitionen in möglicherweise notwendige Infrastruktur werden im Rahmen der Modellierung nicht erfasst. Nicht erfasst sind hier jedoch die Investitionen auf Infrastrukturseite, die sich in den höheren Energiepreisen für Fernwärme jedoch indirekt in der Bewertung niederschlagen. Ein exzessiver Ausbau zentraler Technologien mit hohem Investitionsbedarf in Infrastruktur wird durch Diffusionsrestriktionen berücksichtigt.

Eine Allokation der Einsparungen auf einzelne Technologien ist auf Grund des integrierten Modellierungsansatzes nicht möglich. Vielmehr werden erzielbare Einsparungen im Gebäudebereich technologieoffen aufgezeigt.

Beim technischen Potenzial wird davon ausgegangen, dass ein wesentlicher Teil der nicht-ökonomischen Hemmnisse überwunden wird, und daher eine weitergehende Umsetzung von Effizienzmaßnahmen erfolgt. Eine Erhöhung der Sanierungsaktivität ist nicht Teil der Potenziale.

In einer rein theoretischen, ggf. auch technologiespezifischen Betrachtung lassen sich für den Gebäudebereich deutlich höhere Einsparpotenziale ermitteln. Unter realistischen Rahmenbedingungen ist es jedoch unter marktwirtschaftlichen Bedingungen kaum darstellbar, diese kurz- bis mittelfristig durch politische Instrumente zu erschließen.

### **3.1.1 Beschreibung der Einsparoptionen**

Die Einsparoptionen umfassen:

- Heizungssystemwechsel im Rahmen der normalen Austauschzyklen
- Brennstoffwechsel im Rahmen der normalen Austauschzyklen
- Energetische Sanierung im Rahmen der normalen Sanierungszyklen (immer als Vollsanierungsäquivalente abgebildet)

Bei allen technologischen Optionen wird im Rahmen der Simulation modellendogen eine Entscheidung des Investors abgebildet. Der Wechsel der Heizungssysteme umfasst dabei als Zielsystem alle am Markt verfügbaren Systeme, die unter den für die Gebäudetypen technisch einsetzbar sind. Gleiches gilt für die Sanierungsmaßnahmen, bei denen für alle relevanten Bauteile (Dach, Fassade, Fenster) verschiedene Sanierungsniveaus zur Auswahl stehen.

Die Sanierungsrate ist von zwei Faktoren beeinflusst. Für Bauteile ab einem definierten Alter wird eine Investitionsentscheidung des Nutzers angestoßen. Über die exogene Vorgabe der Bauteillebensalter wird die maximal mögliche Sanierungsrate bestimmt. Im Rahmen der Investitionsentscheidungen wird dann ermittelt, ob eine energetische Sanierung stattfindet. Daraus ergeben sich dann die Verringerungen hinsichtlich der maximalen Sanierungsrate. Im Rahmen des wirtschaftlichen und technischen Potenzials wird davon ausgegangen, dass auch bisher nicht gemäß den Bauvorschriften durchgeführte Maßnahmen entsprechend umgesetzt werden, d. h. dass die Compliance mit der EnEV erhöht wird. Daneben wird das zu Grunde gelegte Bauteilalter von den real beobachteten Werten des Basisszenarios auf Werte innerhalb des technisch gebotenen Sanierungszyklus bzw. sogar darunter gesetzt. Daraus resultierend liegt die energetische Sanierungsrate im Basisszenario bei ~0,8 % für das Jahr 2020. Für das wirtschaftliche Potential ergibt sich eine energetische Sanierungsrate von 1,3 %; für das technische Potential beträgt diese 1,4 %. Bis zum Jahr 2030 erhöhen sich die Sanierungsraten dann auf 1,6 % (Baseline) bis zu 2,8 %.

Die im Rahmen der Modellierung erfassten Einsparoptionen umfassen ausschließlich Maßnahmen, die nach aktuellem Stand der Technik aus technischer Sicht umsetzbar sind.

In Tabelle 3-1 sind ökonomische Kennwerte in den Handlungsfeldern dargestellt. Angegeben ist in der rechten Spalte das anhand der Einsparpotenziale gewichtete Mittel der kalkulatorischen Lebensdauer der Optionen gemäß den AfA Tabellen des BMF. Die spezifischen Investitionen der einzelnen Effizienzoptionen in der linken Spalte wurden mit Hilfe der gewählten Diskontrate und der angenommenen kalkulatorischen Lebensdauer eine Annuität berechnet. Diese basiert auf den konstanten Preisen des Basisjahres, ist also für alle Jahre gleich. In der mittleren Spalte ist der Cashflow als Summe aus Annuität (negativ) und eingesparten Energiekosten im Jahr 2030. Auf Grund der Dynamik bei den Energiepreisen ist dieser Wert nicht statisch. Daher ist hier der Wert im Jahr 2030 angegeben.

Tabelle 3-2: Ökonomische Kennwerte in den Handlungsfeldern im Sektor Gebäude

	Annuität der spezifischen Investition	Cashflow (Energiekosten abzgl. Annuität)	Kalkulatorische Lebensdauer
	€/kWh	€/kWh	a
Einfamilien- und Reihenhäuser	-0,06	0,03	40
Mehrfamilienhäuser	-0,14	-0,04	40
Nichtwohngebäude	-0,06	0,05	30
<b>Summe</b>	<b>-0,08</b>	<b>0,02</b>	<b>37</b>

### 3.1.2 Ermittelte Potenziale

In den folgenden Tabellen sind die kumulierten jährlichen Einsparungen im angegebenen Jahr gegenüber einer frozen efficiency Entwicklung dargestellt. Daneben sind die kumulierten Mehrinvestitionen ausgewiesen.

Der Unterschied zwischen wirtschaftlichem und technischem Potenzial ist vergleichsweise gering, da die Abschätzung sich zu einem erheblichen Anteil auf Hemmnisüberwindungen (durch Ordnungsrecht, Informations- oder Förderinstrumente) stützt.

Ein wesentlicher Teil der Potenziale wird in Handlungsfeldern erschlossen, in denen der Eigentümer sowieso eine Investition vornimmt. Die zusätzlich erzielten Einsparungen durch eine hochwertigere Sanierung oder einen hocheffizienten Kessel im Vergleich zu Standardmaßnahmen ist eher gering. Der größere Teil der Einsparungen wird durch den Maßnahmenanteil erreicht, der der Baseline zugeordnet wird.

Die damit verbundenen Kostensteigerungen fallen auch gering aus, da in diesem Fall häufig andere Technologien gewählt werden. Beispielsweise ist die Fernwärme mit geringeren Investitionen für den Eigentümer verbunden, Infrastrukturkosten finden im Modell nur indirekt über die Energiepreise Berücksichtigung.

Tabelle 3-3: *Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Gebäude*

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
Einfamilien- und Reihenhäuser	130	96.651	316	175.525
Mehrfamilienhäuser	87	108.529	196	250.582
Nichtwohngebäude	84	51.612	257	120.135
<b>Summe</b>	<b>301</b>	<b>256.792</b>	<b>769</b>	<b>546.242</b>



Tabelle 3-4: Technisches Potenzial im Sektor Gebäude

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
Einfamilien- und Reihenhäuser	189	106.042	435	224.171
Mehrfamilienhäuser	110	115.881	255	286.465
Nichtwohngebäude	91	52.217	328	134.264
<b>Summe</b>	<b>390</b>	<b>274.140</b>	<b>1.018</b>	<b>644.900</b>

## 3.2 Effizienzpotenziale in Privaten Haushalten

### Steckbrief: Methodische Annahmen

#### Baseline:

Frozen efficiency, neue Geräte halten die aktuellen gesetzlichen Anforderungen ein, Ausstattungsdaten sind dieselben wie in den Potenzialszenarien.

#### Technisches Potenzial:

Ausschöpfen der marktverfügbaren Geräte (höchste Klasse im Labelling) gegenüber Ecodesign-Anforderungen. Kein vorzeitiger Geräte austausch berücksichtigt. Austausch der Geräte im normalen Lebensdauerzyklus.

#### Wirtschaftliches Potenzial:

Moderates Potenzial gegenüber Ecodesign-Anforderungen (denen ein Least life cycle cost Ansatz zu Grunde liegt). Kein vorzeitiger Geräte austausch berücksichtigt. Austausch der Geräte im normalen Lebensdauerzyklus.

Der überwiegende Teil der Endenergie in privaten Haushalten geht auf die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser zurück. Auf die Raumwärme entfallen dabei 70 % des Endenergieverbrauchs, auf die Warmwasserbereitstellung weitere 15 %. Die restlichen 15 % teilen sich dann auf die verschiedenen Stromwendungen auf. Gas spielt lediglich beim Kochen eine - stark untergeordnete - Rolle. Aus primärenergetischer Sicht ist daher auch dieser vergleichsweise kleine Anteil von hoher Relevanz.

Die wesentlichen Anwendungen in diesem Bereich sind Beleuchtung (2 %), IKT (4 %), Kühlgeräte (4,5 %) sowie Kochen und sonstige Weiße Ware (6,5 %).

Nahezu alle für diese Anwendungen eingesetzten Geräte unterliegen der Regulierung durch die Ökodesignverordnung der Europäischen Union. Damit sind für aktuell am Markt verfügbare Geräte

vergleichsweise ambitionierte Mindeststandards festgelegt. Ein Effizienzfortschritt über den autonomen Fortschritt hinaus ist daher nur durch den Einsatz von hocheffizienten Geräten oder (bedingt) durch den vorzeitigen Ersatz von Geräten zu erreichen.

Während die Energieeffizienz bei Weißer Ware und Beleuchtung im Rahmen der Kaufentscheidung eine Rolle spielt, ist die Anschaffung von Geräten der IKT in der Regel von funktionellen Bedürfnissen getrieben. Preisunterschiede hinsichtlich der Energieeffizienz treten auf Grund der unterschiedlichen funktionalen Anforderungen bei der Kaufentscheidung zurück.

Ein vorzeitiger Austausch führt auf Grund der vergleichsweise kurzen Lebensdauer von elektrischen Haushaltsgeräten in der Regel nur zu geringen langfristigen Einsparungen; eher besteht sogar die Gefahr eines Lock-In, wenn durch den vorzeitigen Austausch der zeitnahe Erwerb eines noch effizienteren Gerätes in der Zukunft verhindert wird.

In der nachfolgenden Abbildung ist exemplarisch die Energieeinsparung eines fiktiven Haushaltsgerätes dargestellt.

Beim vorzeitigen Austausch erfolgt der Erwerb eines Gerätes der Effizienzklasse A+ zwei Jahre vor dem regulären Austausch. Beim regulären Austausch erfolgt auf Grund des technischen Fortschrittes der Erwerb eines Gerätes der Klasse A++.

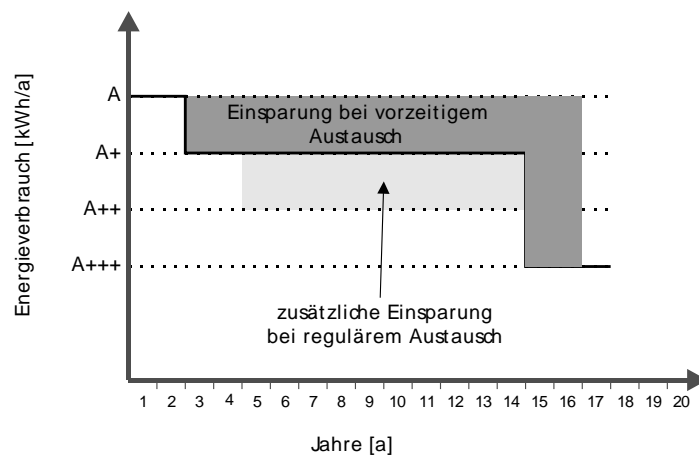
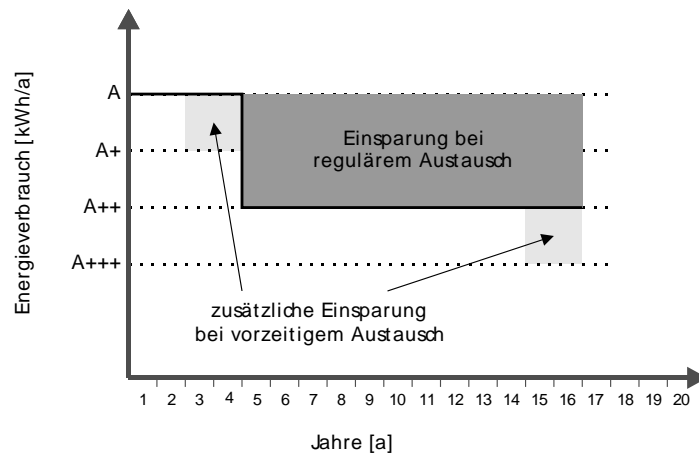
Nach zwölf Jahren Lebensdauer wird das vorzeitig ausgetauschte Gerät durch ein Gerät der Klasse A+++ ersetzt.

Im der oberen Darstellung ist die Einsparung bei regulärem Austausch dunkel hinterlegt, in der unteren die Einsparung bei vorgezogenem Austausch. Jeweils komplementär dazu ist die zusätzliche Einsparung des alternativen Szenarios dargestellt.

In der dargestellten Ausprägung kann zwar kurzfristig eine höhere Einsparung erzielt werden, ab dem vierten Jahr nach dem vorzeitigen Austausch erzielt das regulär ausgetauschte Gerät jedoch wieder höhere Einsparungen.

Die tatsächliche Ausprägung dieses Phänomens hängt maßgeblich von der Geschwindigkeit des technologischen Fortschrittes ab. Gerade bei Technologien mit einer hohen Entwicklungsdynamik kann es hier zu negativen Effekten für first-mover kommen.

Gerade bei langfristig wirksamen Maßnahmen ist daher ist vielmehr relevant, ob durch die Maßnahmen eine Kompatibilität zu den langfristigen Zielen gegeben ist. Ein Lock-In auf einen nicht zielpfadkompatiblen Zustand kann dann sogar kontraproduktiv wirken.



Die Effizienzpotenziale für den Stromverbrauch (ohne Strom für Raumwärme/-kühlung und Verkehr) basieren auf den Modellen unter der Modellplattform FORECAST des Fraunhofer ISI. Neben dem Strombedarf in privaten Haushalten und dem GHD-Sektor umfasst das unter dieser Plattform laufende Industriemodell auch den gesamten Wärmebedarf des Industriesektors für Prozess- und Querschnittstechnologien.

Die Ausweisung der Einsparpotenziale und ihrer Kosten erfolgt auf der Ebene einzelner Verwendungszwecke bzw. für die privaten Haushalte auch für verschiedene Gerätegruppen.

Dabei wird für die einzelnen Kohorten der verschiedenen Geräte der Austausch innerhalb der normalen Ersatzzyklen simuliert. Wie auch bei den Gebäuden ist das Potential als Differenz zwischen zwei Szenarien, die den autonomen technischen Fortschritt und eine wirtschaftliche bzw. technische Diffusion beschreiben ermittelt.

Für die Abschätzung der Einsparpotentiale im Bereich der IKT wurde darüber hinaus auf die Ergebnisse der entsprechenden Studie des Fraunhofer IZM zurückgegriffen<sup>5</sup>.

### 3.2.1 Beschreibung der Einsparoptionen

Die Darstellung der Potenziale erfolgt aufgegliedert in die folgenden drei Kategorien:

- Weiße Ware
  - Haushaltskühl- und Gefrierschränke
  - Haushaltswaschmaschinen
  - Haushaltswäschetrockner
  - Spülmaschinen
- IKT in Haushalten
  - Computer
  - Monitore
  - Set-Top-Boxen mit komplexer Funktion
  - Ton- und Bildausrüstung
- Beleuchtung in Haushalten

Tabelle 3-5: *Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor Private Haushalte*

	Annuität der spezifischen Investition	Cashflow (Energiekosten abzgl. Annuität)	Kalkulatorische Lebensdauer
	€/kWh	€/kWh	a
Weiße Ware	-0,11	0,16	12
IKT in Haushalten	-0,01	0,27	4
Beleuchtung in Haushalten	-0,02	0,25	12
<b>Summe</b>	<b>-0,08</b>	<b>0,20</b>	<b>11</b>

### 3.2.2 Ermittelte Potenziale

Im Rahmen der dargestellten Potenziale wird der Effekt des Erwerbs eines über den geltenden Mindeststandard hinausgehenden Gerätes betrachtet (bspw. A+++ Kühlschrank). Im Rahmen der gegenüber Frozen Efficiency ausgewiesenen Potenziale werden auch Potenziale berücksichtigt, die durch die Ökodesign Maßnahmen bereits adressiert sind und in der autonomen Entwicklung des Marktes enthalten sind (bspw. A+ Kühlschrank). Dadurch sind die wirtschaftlichen Potenziale vergleichsweise klein, da Ökodesign per Definition einen Least Life Cycle Cost Ansatz verfolgt, der erst durch den technischen Fortschritt und Lernkurven im Jahr 2030 zu relevanten Einsparpotenzialen führt. Dagegen ist das technische

<sup>5</sup> Entwicklung des IKT-bedingten Strombedarfs in Deutschland – Abschlussbericht – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Projekt-Nr. 29/14

Potenzial deutlich höher, da hier die besten am Markt verfügbaren Technologien Berücksichtigung finden (bspw. A+++ Kühlschrank).

Die dargestellten Effizienzpotenziale berücksichtigen keinen vorgezogenen Austausch. Durch einen vorgezogenen Austausch bei gleichbleibender Nutzungsdauer der Produkte kann ein einmaliger Vorzieheffekt erreicht werden. Lediglich bei einer gleichzeitigen Verkürzung der Nutzungsdauer ließen sich tatsächlich höhere Potenziale ausweisen. Auf Grund bislang nicht analysierten Auswirkungen auf den Energieverbrauch im Produktionsprozess und den starken Eingriff in das Investitionsverhalten wird diese Option nicht berücksichtigt.

Tabelle 3-6: *Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Private Haushalte*

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
Weißer Ware	3	1 072	24	8 635
IKT in Haushalten	4	43	13	123
Beleuchtung in Haushalten	2	103	11	538
<b>Summe</b>	<b>9</b>	<b>1 218</b>	<b>48</b>	<b>9 296</b>

### 3.3 Effizienzpotenziale in der Industrie

#### Steckbrief: Methodische Annahmen

##### Baseline:

Frozen efficiency, neue Geräte und Anlagen haben dieselbe Effizienz wie die bisherigen Anlagen bzw. halten bei Vorhandensein die aktuellen gesetzlichen Anforderungen ein. Ausstattungsraten sind dieselben wie in den Potenzialszenarien.

##### Technisches Potenzial:

Ausschöpfen der marktverfügbaren Technologien gegenüber der Baseline. Kein vorzeitiger Anlagen- und Geräteaustausch berücksichtigt. Austausch und Upgrade der Anlagen und Geräte im normalen Lebensdauerzyklus. Monetäre Hemmnisse werden weitgehend überwunden.

##### Wirtschaftliches Potenzial:

Auswahl der Technologien entsprechend einem Least life cycle cost Ansatz unter Berücksichtigung der aktuell üblichen Adressierung von Hemmnissen durch politische Instrumente. Kein vorzeitiger Anlagen- und Geräteaustausch berücksichtigt. Austausch und Upgrade der Anlagen und Geräte im normalen Lebensdauerzyklus.

### 3.3.1 Beschreibung der Einsparoptionen

#### Prozesstechnologien

Prozesstechnologien finden sich insbesondere in den energieintensiven Sektoren und sind spezifisch für die dort hergestellten Produkte. Daher werden die Effizienzoptionen für die Prozesstechnologien in zwei Dimensionen gegliedert. Die erste Gliederung orientiert sich an der sektoralen Gliederung der Potenziale und ist im Folgenden dargestellt.

- Ernährungsgewerbe
- Glas
- Grundstoffchemie
- Keramik
- Kunststoffverarbeitung
- Metallerzeugung
- Nicht-Eisen Metalle
- Papiergewerbe
- Steine-Erden

Daneben steht eine technologische Gliederung, die über die Sektoren hinweg, die Effizienzpotenziale nach ihren technischen Charakteristika gliedert.

- Abwärmerückgewinnung
- Prozesstechnologien - Einsatz BVT
- Prozesstechnologien - Optimierte Betriebsführung
- Prozessinnovationen

Abwärmerückgewinnung umfasst hier die prozessspezifische Nutzung von Abwärme im selben oder in einem direkt vor- oder nachgelagerten Prozess. Weitergehende Abwärmerückgewinnung findet sich im Bereich der Querschnittstechnologien.

Für bestehende Systeme ist der Einsatz von bester verfügbarer Technologie (BVT) eine weitere Effizienzoption. Daneben können bestehende Systeme durch eine optimierte Betriebsführung in ihrer Energieeffizienz gesteigert werden.

Werden Prozesse grundlegend in ihrem Wirkungsprinzip verändert oder durch andere Prozesse substituiert, spricht man von Prozessinnovationen, die in dem entsprechenden Punkt zusammengefasst sind.

#### Querschnittstechnologien

Querschnittstechnologien werden über alle Sektoren hinweg eingesetzt. Im Bereich der elektrischen Anwendungen sind dies alle elektromotorgetriebenen Nutzungen, wie Pumpen, Kompressoren etc. Im Bereich der Wärmeanwendungen sind dies insbesondere die Öfen und Dampferzeuger.

Die Abwärmerückgewinnung ist daneben ein weiteres Feld der Energieeffizienzoptionen, das in seinen Ausprägungen über alle Sektoren hinweg Anwendung findet. Abzugrenzen ist es dabei von der prozessspezifischen Abwärmerückgewinnung, die im Bereich der Prozesstechnologien adressiert ist.

- Elektrische Anwendungen - Einsatz BVT
- Elektrische Anwendungen - Optimierte Betriebsführung
- Querschnittstechnologien (Wärme) - Einsatz BVT
- Abwärmerückgewinnung

Tabelle 3-7: *Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor Industrie*

	Annuität der spezifischen Investition	Cashflow (Energiekosten abzgl. Annuität)	Kalkulatorische Lebensdauer
	€/kWh	€/kWh	a
Prozessinnovationen	-0,02	0,03	18
Abwärmerückgewinnung	-0,02	0,06	14
Prozesstechnologien - Einsatz BVT	-0,01	0,04	18
Prozesstechnologien - Optimierte Betriebsführung	-0,02	0,04	12
Elektrische Anwendungen - Einsatz BVT	-0,03	0,14	12
Elektrische Anwendungen - Optimierte Betriebsführung	-0,01	0,17	12
Querschnittstechnologien (Wärme) - Einsatz BVT	-0,03	0,01	17
<b>Summe</b>	<b>-0,02</b>	<b>0,07</b>	<b>15</b>

### 3.3.2 Ermittelte Potenziale

Tabelle 3-8: *Wirtschaftliches Potenzial im Sektor Industrie*

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
Prozessinnovationen	4	605	28	2 259
Abwärmerückgewinnung	27	1 749	66	3 678
Prozesstechnologien - Einsatz BVT	18	1 471	51	3 117
Prozesstechnologien - Optimierte Betriebsführung	9	582	22	1 151
Elektrische Anwendungen - Einsatz BVT	55	6 381	122	11 797
Elektrische Anwendungen - Optimierte Betriebsführung	10	275	22	513
Querschnittstechnologien (Wärme) - Einsatz BVT	32	6 930	64	6 927
<b>Summe</b>	<b>155</b>	<b>17 993</b>	<b>375</b>	<b>29 442</b>

Tabelle 3-9: Technisches Potenzial im Sektor Industrie

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
Prozessinnovationen	6	1 146	28	3 262
Abwärmerückgewinnung	70	4 951	140	9 476
Prozesstechnologien - Einsatz BVT	20	1 777	51	3 790
Prozesstechnologien - Optimierte Betriebsführung	10	672	22	1 379
Elektrische Anwendungen - Einsatz BVT	62	9 220	122	16 340
Elektrische Anwendungen - Optimierte Betriebsführung	11	346	22	1 972
Querschnittstechnologien (Wärme) - Einsatz BVT	47	9 665	93	12 725
<b>Summe</b>	<b>226</b>	<b>27 777</b>	<b>478</b>	<b>48 944</b>

### 3.4 Effizienzpotenziale im GHD

#### Steckbrief: Methodische Annahmen

##### Baseline:

Frozen efficiency, neue Geräte und Anlagen haben dieselbe Effizienz wie die bisherigen Anlagen bzw. halten bei Vorhandensein die aktuellen gesetzlichen Anforderungen ein. Ausstattungsraten sind dieselben wie in den Potenzialszenarien.

##### Technisches Potenzial:

Ausschöpfen der marktverfügbaren Technologien gegenüber der Baseline. Kein vorzeitiger Anlagen- und Geräteaustausch berücksichtigt. Austausch und Upgrade der Anlagen und Geräte im normalen Lebensdauerzyklus. Monetäre Hemmnisse werden weitgehend überwunden.

##### Wirtschaftliches Potenzial:

Auswahl der Technologien entsprechend einem Least life cycle cost Ansatz unter Berücksichtigung der aktuell üblichen Adressierung von Hemmnissen durch politische Instrumente. Kein vorzeitiger Anlagen- und Geräteaustausch berücksichtigt. Austausch und Upgrade der Anlagen und Geräte im normalen Lebensdauerzyklus.

Ähnlich wie im Gebäudesektor entfällt ein Großteil des Energieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) auf den Gebäudebereich. Der Anteil der sonstigen Anwendungen ist jedoch mit 45 % etwa dreimal größer als in den privaten Haushalten. Anders als in den privaten Haushalten konzentrieren sich



diese Anwendungen nicht ausschließlich auf elektrische Anwendungen. Im Bereich der mechanischen Energie und der Prozesswärme spielen fossile Brennstoffe eine wesentliche Rolle.

Immerhin ein Siebtel des Mineralöls wird für die Umwandlung in mechanische Energie eingesetzt. Ursächlich hierfür ist insbesondere die Bauwirtschaft. Im Bereich der Prozesswärme dominieren Gas und Öl gegenüber den Stromanwendungen.

Bei den elektrischen Anwendungen sind die Motoranwendungen (7 %), die Beleuchtung (14 %), die Klima- und Kältetechnik und die IKT (6 %) zu nennen.

### 3.4.1 Beschreibung der Einsparoptionen

Die Potenziale sind wie folgt gegliedert.

- Elektrische Anwendungen (GHD)
  - Kochen
  - Aufzüge
  - Gebäudetechnik
  - Gew. Kühlgeräte
  - Belüftung und Klimakälte
- IKT im GHD
  - IKT Rechenzentren
  - IKT Büro
  - IKT Telekommunikation
- Beleuchtung (GHD)
  - Beleuchtung (GHD)
  - Straßenbeleuchtung

Wie im Bereich der privaten Haushalte und der Industrie wird nicht von einem vorzeitigen Austausch von Komponenten ausgegangen. Die Potenziale ergeben sich aus dem Einsatz von bestverfügbarer Technologie und betrieblicher Optimierungen unter der Annahme realistischer Marktdiffusionen. Die Unterschiede zwischen wirtschaftlichem und technischem Potenzial liegen wiederum in der unterschiedlichen Berücksichtigung von monetären und nicht-monetären Hemmnissen zu Grunde, die eine Umsetzung der Maßnahmen in der autonomen Entwicklung begrenzen.

Der Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie ist – wie auch bei den privaten Haushalten – stark funktions- und technologiegetrieben. Die Mehrkosten für Energieeffizienztechnologien sind in den überwiegenden Fällen gering. Die Nutzung der Potenziale wird durch nicht monetäre Hemmnisse verhindert.

Tabelle 3-10: *Ökonomische Kennwerte der Maßnahmen im Sektor GHD*

	Annuität der spezifischen Investition	Cashflow (Energiekosten abzgl. Annuität)	Kalkulatorische Lebensdauer
	€/kWh	€/kWh	a
IKT im GHD	-0,01	0,20	4
Beleuchtung (GHD)	-0,02	0,18	12
Elektrische Anwendungen (GHD)	-0,05	0,16	12
<b>Summe</b>	<b>-0,03</b>	<b>0,17</b>	<b>11</b>

### 3.4.2 Ermittelte Potenziale

Tabelle 3-11: *Wirtschaftliches Potenzial im Sektor GHD*

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
IKT im GHD	12	132	29	355
Beleuchtung (GHD)	84	6 150	64	4 791
Elektrische Anwendungen (GHD)	48	5 842	78	10 459
<b>Summe</b>	<b>144</b>	<b>12 124</b>	<b>171</b>	<b>15 605</b>

Tabelle 3-12: *Technisches Potenzial im Sektor GHD*

	2020		2030	
	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen	Einsparpotenzial	(Differenz-) Investitionen
	PJ	M€	PJ	M€
IKT im GHD	19	417	42	1 032
Beleuchtung (GHD)	72	9 768	126	18 809
Elektrische Anwendungen (GHD)	73	19 686	121	35 970
<b>Summe</b>	<b>164</b>	<b>29 871</b>	<b>289</b>	<b>55 811</b>

### 3.5 Effizienzpotenziale im Verkehr

Nach Absprache mit dem Auftraggeber sind für den Sektor fünf konkrete Maßnahmen quantitativ und weitere zwei Maßnahmen qualitativ betrachtet worden.

Die Auswahl der Maßnahmen ist willkürlich und soll keineswegs den Eindruck erwecken, dass sich die Energieeffizienzpotenziale auf einzelne Verkehrsträger wie die Straße oder nur auf Verkehrsverbesserung und -verlagerung beschränken. Insbesondere dass die hier quantitativ betrachteten Maßnahmen sich ausschließlich auf den Personenverkehr beziehen, bedeutet nicht, dass im Güterverkehr überhaupt keine Potenziale liegen. Gerade im Güterverkehr und auch im Handlungsfeld Verkehrsvermeidung gibt es zahlreiche wirtschaftliche und politisch erschließbare Potenziale wie z. B. kurze Wege durch integrierte Stadtplanung, Digitalisierung/Telearbeit, Verringerung von Leerfahrten in der Logistik.

#### Ökonomische Annahmen zum Diskontsatz

Für die Ermittlung von Barwerten bzw. Annuitäten ist ein Zinssatz zur Diskontierung festzulegen. Analog zum Monitoring der KfW-Programme (Energieeffizient Bauen & Sanieren, Energieeffizienzprogramm) wird hier der durchschnittliche Zinssatz langfristiger Bundesanleihen verwendet, der um die Inflationsrate bereinigt wird. Die Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / börsennotierter Bundeswertpapiere mit einer mittleren Restlaufzeit von über 15 bis 30 Jahre lag im Jahr 2015 zwischen 0,5 % und 1,41 % [Dt. Bundesbank 2016], im Mittel bei 1,07 %. Als Inflationsrate wird die durchschnittliche Inflation 2015 in Höhe von 0,23 % angesetzt [Triami 2014]. Mithin wird in dieser Untersuchung mit einem Diskontsatz von 0,84 % gerechnet.

Der verwendete Diskontsatz bildet also lediglich die Kapitalkosten ab. Eine Betrachtung von Opportunitätskosten oder eine Integration nicht-monetärer Hemmnisse in den Diskontsatz erfolgt nicht.

### 3.5.1 Elektrifizierung bei Pkw

#### Steckbrief: Methodische Annahmen

##### Baseline:

Frozen efficiency, derzeitiger Modal-Split

##### Technisches Potenzial:

Nutzungsprofil, wo selten Distanzen über 100km gefahren werden.

Diffusionsgeschwindigkeit: 100 % Neuzulassungsanteil der BEV-angetriebenen Fahrzeuge im geeigneten Distanzsegment.

##### Wirtschaftliches Potenzial: Total Cost of Ownership Ansatz.

Investitionskosten: differenziert nach Fahrzeuggröße; Lernkurve für Batterien

Betriebskosten: Fahrleistung differenziert nach Fahrzeuggröße, Energiepreise nach aktualisierter Energierferenzprognose

Diskontsatz: 0,84 % real

Diffusionsgeschwindigkeit: auf Basis der Wirtschaftlichkeit (18 % in 2020, 70 % in 2030)

Elektrofahrzeuge ermöglichen eine Diversifizierung der Energieträger im Verkehrssektor und die Reduktion des Endenergieverbrauchs. Durch die höhere Energieeffizienz von Elektromotoren gegenüber Verbrennungsmotoren und die Möglichkeit der Rückgewinnung von Bremsenergie kann die Elektrifizierung einen wesentlichen Beitrag zur Minderung des Endenergieverbrauchs liefern.

Die Nutzung von Elektrofahrzeugen ist jedoch nicht bei allen Nutzersegmenten gleich attraktiv. Aufgrund der einerseits höheren Investitionskosten und andererseits niedrigeren Kosten im Betrieb amortisieren sich die Fahrzeuge nur bei einer hohen jährlichen Fahrleistung. Gleichzeitig sind die Fahrzeuge aufgrund ihrer Reichweitenbeschränkung eher für urbane Räume mit kurzen Wegedistanzen geeignet. Gewerbliche Flotten bieten dabei z. B. wegen klar definierter Einsatzprofile und oft hohen Fahrleistungen ein Potenzial für die Nutzung von batterieelektrischen Fahrzeugen. Gleichzeitig spielen Wirtschaftlichkeitsrechnungen bei Flottenfahrzeugen eine größere Rolle als bei privaten Nutzern.

#### Technisches Potenzial Elektrifizierung

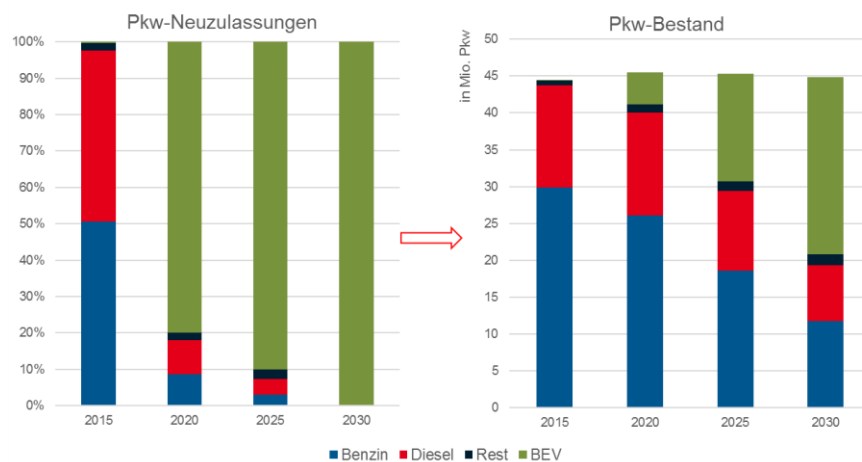
Beim technischen Potenzial wird angenommen, dass alle Pkw-Neuzulassungen ab 2020 grundsätzlich einen elektrischen Antrieb haben. Die Einschränkung besteht bei Nutzungsprofilen, bei denen regelmäßig Distanzen von über 100 km gefahren werden. Gemäß [MiD 2008] sind nur rund 1,7 % der Wege im Motorisierten Individualverkehr länger als 100 km. Da aktuell nicht davon ausgegangen werden kann, dass unterwegs oder am Zielort das Elektrofahrzeug geladen werden kann, sind diese Wege technologisch nicht

für den rein elektrischen Antrieb (BEV – Battery Electric Vehicle) geeignet. Wie viele Pkw für solche Distanzen regelmäßig genutzt werden, erschließt sich aus den Statistiken nicht. Wir gehen davon aus, dass rund 20 % der Pkw regelmäßig in diesem Distanzsegment eingesetzt werden.

Die Reichweiten von Elektro-Pkw werden sich zukünftig erhöhen und außerdem wird die Ladeinfrastruktur ausgebaut, so dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen weitere Nutzungsmuster abdecken. Bei der Ermittlung des technologischen Potenzials der Elektrifizierung von Pkw wird angenommen, dass ab 2030 alle Neuzulassungen durch rein elektrische Pkw erfolgen.

In der nachfolgenden Abbildung sind die konkreten Annahmen zur Struktur der Neuzulassungen sowie der daraus resultierenden Diffusion im Fahrzeugbestand nach Antrieben gemäß technischem Potenzial der Elektrifizierung bei Pkw dargestellt.

*Abbildung 3-1: Neuzulassungen und Bestand nach Antrieben gemäß technischem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030*



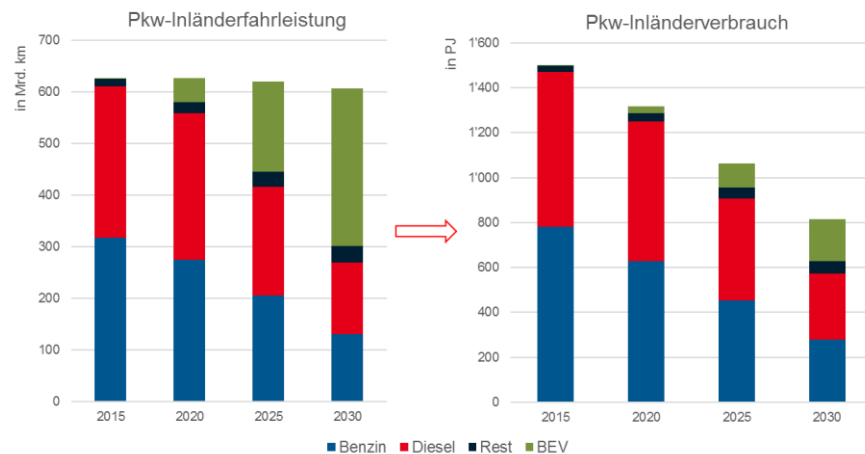
© Prognos AG

In einem Kohortenmodell wird der Pkw-Bestand nach Alter und Antrieb realitätsnah nachgebildet. Ausgehend von den jährlichen Neuzulassungen sowie den geschätzten Fahrzeugabmeldungen, wird der Fahrzeugbestand für zukünftige Jahre nach Alter und Antrieb modelliert. Gemäß dieser rein technischen Potenzialberechnung haben die BEV im Jahr 2020 einen Bestandsanteil von 10 % (bei einem Neuzulassungsanteil von 80 %) und im Jahr 2030 von 54 % (bei einem Neuzulassungsanteil von 100 %).

Die Fahrleistung mit Pkw nimmt gemäß aktualisierter Verkehrsmengenprognose bis 2020 noch leicht zu, danach wird eine (leicht) abnehmende Fahrleistung bei Pkw prognostiziert. Die Verteilung

der Fahrleistung nach Antrieben orientiert sich an der Bestandsstruktur, wobei antriebstypische durchschnittliche Jahresfahrleistungen unterstellt werden.

*Abbildung 3-2: Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß technischem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030*



© Prognos AG

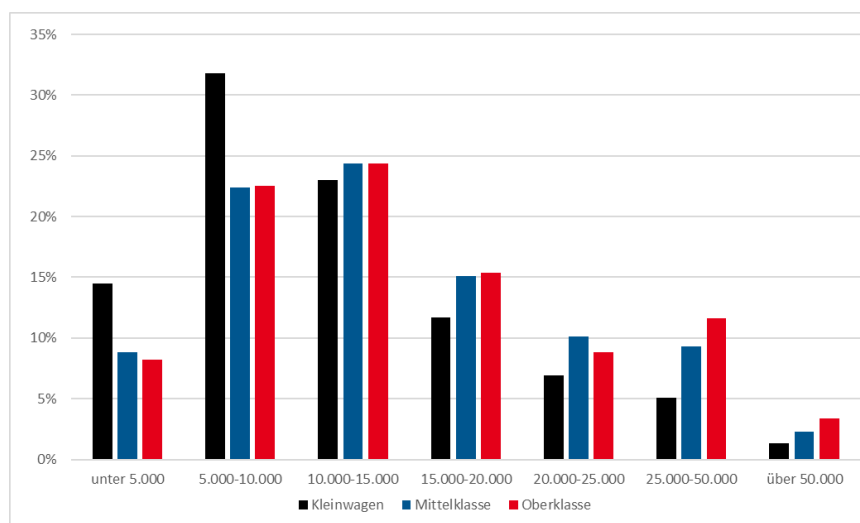
Bedingt durch die Verlagerung der Fahrleistung hin zu elektrischen und damit energieeffizienteren Antrieben, wird eine Reduktion beim Endenergieverbrauch der Pkw von rund 180 PJ im Jahr 2020 ggü. 2015 berechnet. Im Jahr 2020 liegt die Nachfrage nach Strom um rund 30 PJ höher, dafür können rund 210 PJ bei den anderen Energieträgern (Benzin, Diesel, CNG und LPG) eingespart werden. Gemäß technischem Potenzial liegt die Stromnachfrage im Jahr 2030 bei rund 190 PJ und die Einsparung bei den anderen Energieträgern bei rund 870 PJ (Nettoeinsparung von 680 PJ) gegenüber 2015.

### Wirtschaftliches Potenzial Elektrifizierung

Beim wirtschaftlichen Potenzial wird abgeschätzt, für welche Pkw-Nutzer ein batterieelektrisches Fahrzeug wirtschaftlich interessant ist. Dabei wird ein Total Cost of Ownership- (TCO-) Modell angewendet, welches je nach Fahrzeuggröße (klein, mittel, groß) und Jahresfahrleistung den wirtschaftlich günstigsten Antrieb für die Jahre 2020, 2025 und 2030 bestimmt. Als Antriebe stehen Benzin, Diesel oder Elektro zur Wahl.

In einem ersten Schritt wird die Verteilung der Jahresfahrleistung nach Pkw-Größe gemäß [MiD 2008] bestimmt. Diese Verteilungen sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt:

Abbildung 3-3: Verteilung der Jahresfahrleistung der Pkw nach Distanzsegment und Fahrzeuggrößenklasse



gemäß [Infas/DLR 2009]

Die durchschnittliche Pkw-Jahresfahrleistung beträgt in Deutschland 14.100 km im Jahr 2014 [BMVI 2015]. Je nach Antrieb und Fahrzeuggröße unterscheiden sich die durchschnittlichen Jahresfahrleistungen. Grundsätzlich erkennt man aus der Abbildung 3-3, dass die durchschnittliche Jahresfahrleistung mit steigender Fahrzeuggröße zunimmt.

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit ist auch die Entwicklung der Energiepreise relevant. Sowohl die Preisepfade für Benzin und Diesel, wie auch für Haushaltsstrom<sup>6</sup> liegen bei der Prognos bis 2050 in Szenarien vor. Für diese Abschätzung wird ein aktualisierter Preispfad gemäß Energierferenzprognose [Prognos 2014] verwendet.

Die Anschaffungskosten haben einen bedeutenden Einfluss auf die Gesamtkosten der Pkw. Elektrofahrzeuge sind in der Anschaffung teurer, hauptsächlich aufgrund der teuren Batterie. Begründet durch Skaleneffekte, gehen wir von sinkenden Batteriepreisen aus und stützen uns dabei auf die Batteriepreiseentwicklung nach einer aktuellen Metastudie „Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles“ [Nykvist & Nilsson 2015].

Die sinkenden Batteriepreise sowie stärkere Preissteigerungen bei den Energieträgern Benzin und Diesel gegenüber Strom führen dazu, dass Elektrofahrzeuge zukünftig aus wirtschaftlicher Perspektive attraktiver werden. Gemäß dieser TCO-Rechnung erreicht der Elektro-Pkw bereits im Jahr 2020 rund 18 % der Neuzulassungen<sup>7</sup>. Bis im Jahr 2030 erhöht sich dieser Anteil auf rund

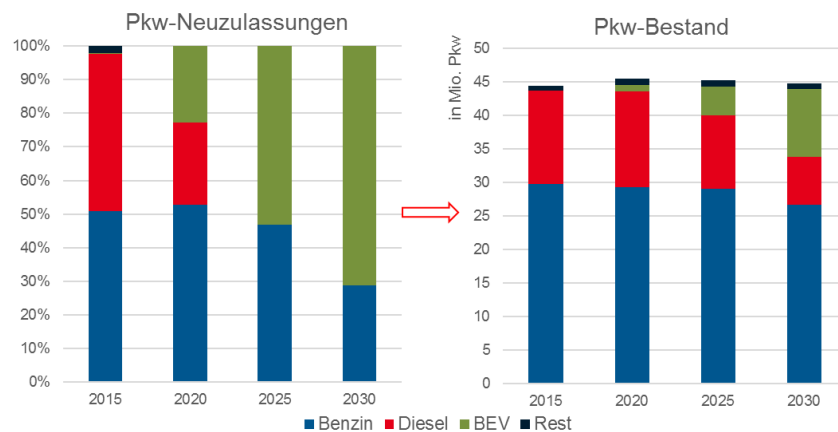
<sup>6</sup> Für die Beladung der BEV wird ein Haushaltsstromtarif angesetzt, da bisher noch kein (einheitlicher) Tankstellenstrompreis verfügbar ist. Ausserdem wird das Elektro-Auto wohl häufig zuhause geladen.

<sup>7</sup> Hier zeigt sich

70 %, wobei der Elektroantrieb tendenziell bei hohen Jahresfahrleistungen und kleiner Fahrzeuggröße günstiger ist. Zu beachten ist, dass bei dieser Rechnung rein monetäre Faktoren berücksichtigt werden. Einschränkungen bezüglich der Reichweite, der Modellverfügbarkeit sowie die (noch) nicht flächendeckend ausgebaute Tankstelleninfrastruktur für Elektro-Pkw, wurden beim wirtschaftlichen Potenzial nicht berücksichtigt.

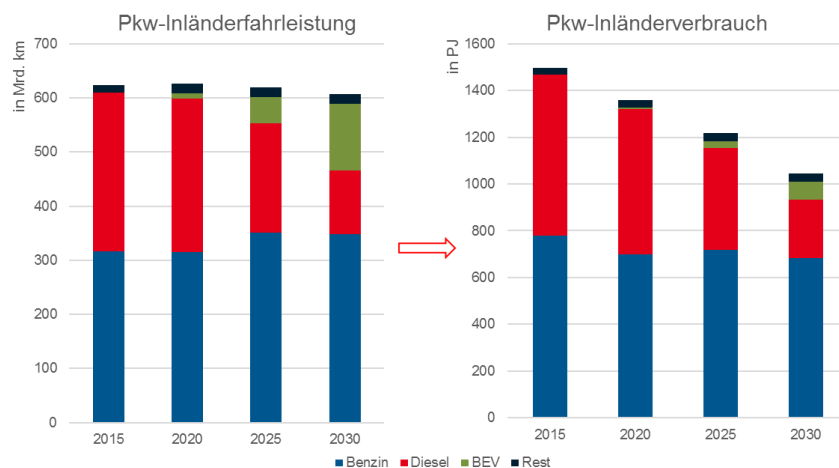
Die nachfolgende Abbildung zeigt die Struktur der Neuzulassungen nach Antrieb sowie die Diffusion der Antriebsstruktur im Fahrzeugbestand bis 2030. Zu erkennen, dass aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Verdrängung vornehmlich der Dieselantriebe durch BEV-Fahrzeuge erfolgt.

*Abbildung 3-4: Pkw-Neuzulassungen und daraus resultierender Pkw-Bestand nach Antrieb gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 (statistisch) bis 2030*



© Prognos AG

*Abbildung 3-5: Inländerfahrleistung und -verbrauch nach Energieträger gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw von 2015 bis 2030*



© Prognos AG



Die Inländerfahrleistung der Elektro-Pkw beträgt im Jahr 2030 rund 124 Mrd. km. Damit haben sie einen Anteil von 20 % an der gesamten Pkw-Inländerfahrleistung im Jahr 2030, bei einem Bestandsanteil von 23 %. Den geringeren Anteil bei der Fahrleistung resultiert aus der tieferen durchschnittlichen Jahresfahrleistung von Elektro-Pkw.

Gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei Elektrifizierung der Pkw reduziert sich der Inländerverbrauch um rund 136 PJ bzw. 10 % im Jahr 2020 und um rund ein Drittel bzw. 453 PJ im Jahr 2030 ggü. 2015. Gegenüber dem technischen Potenzial, bei dem bis 2030 rund 680 PJ ggü. 2015 eingespart wird, ist das wirtschaftliche Potenzial der Elektrifizierung bei Pkw bedeutend kleiner. Die genannten Zahlen beziehen sich auf den Endenergieverbrauch ggü. frozen efficiency Annahme (Effizienz und modal split wie im Jahr 2015).

Die oben genannten Einsparungen beziehen sich auf den Endenergieverbrauch. Die Änderung des Primärenergieverbrauchs, d. h. insbesondere der Energieaufwand zur Strombereitstellung, ist nicht Gegenstand der Untersuchung. Zudem sei darauf verwiesen, dass das erreichbare Potenzial niedriger als das wirtschaftliche Potenzial sein dürfte, weil nicht alle Akteure nach rein wirtschaftlichen Kriterien handeln.

### 3.5.2 Einsatz von Erdgas bei den Pkw

#### **Steckbrief: Methodische Annahmen**

##### **Baseline:**

Frozen efficiency, derzeitiger Modal-Split

##### **Technisches Potenzial:**

Kurzfristige Verfügbarkeitsbeschränkungen aufgrund begrenztem Fahrzeugangebot und noch nicht flächendeckende Infrastruktur); langfristig (2030) keine Beschränkungen  
Diffusionsgeschwindigkeit: Neuzulassungsanteil der CNG-angetriebenen Fahrzeuge erhöht sich bis 2030 auf 100 %.

##### **Wirtschaftliches Potenzial:** Total Cost of Ownership Ansatz.

Investitionskosten: auch langfristig teurer als konventionelle Antriebe, keine Lernkurveneffekte

Betriebskosten: Überdurchschnittliche Fahrleistung, Energiepreise nach aktualisierter Energiereferenzprognose

Diskontsatz: 0,84 % real

Diffusionsgeschwindigkeit: auf Basis der Wirtschaftlichkeit

Begründet mit Umweltvorteilen, werden die Kraftstoffe CNG (Compressed Natural Gas) und LPG (Liquefied Petroleum Gas) über

das Energiesteuergesetz (EnergieStG) bis zum 31.12.2018 mit einem vergünstigten Mineralölsteuersatz gefördert.

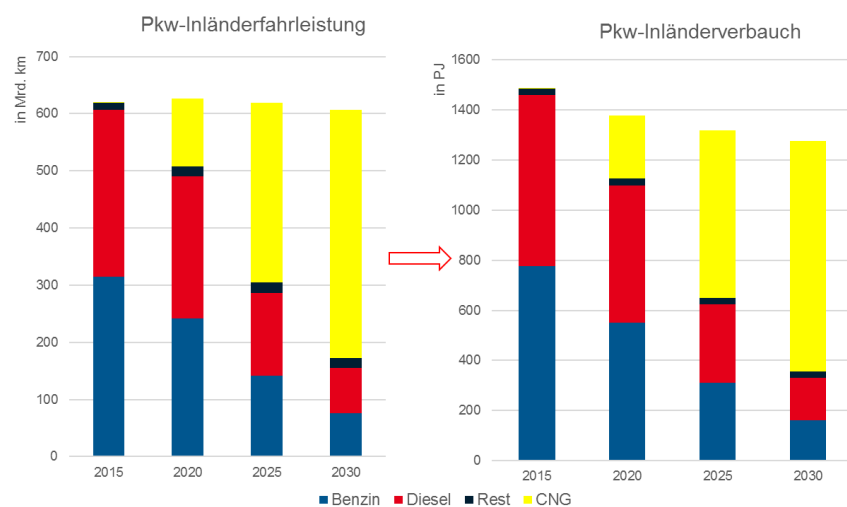
### Technisches Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw

Analog zum Vorgehen beim Elektrifizierungspotenzial, wird auch beim Einsatz von Erdgas-Pkw davon ausgegangen, dass grundsätzlich alle Pkw ab 2020 mit CNG-Antrieb neu zugelassen werden. Kurzfristig werden jedoch gewisse technische Einschränkungen unterstellt, wie z. B. ein begrenztes Fahrzeugangebot, keine flächendeckende Tankstelleninfrastruktur oder der erhöhte Platzbedarf für den Erdgas-Tank. Langfristig (im Jahr 2030) wird ein theoretisches technisches Potenzial von 100 % CNG-Anteil bei den Pkw-Neuzulassungen angenommen.

Die erhöhte Nachfrage von Erdgas-Fahrzeugen substituiert die Nachfrage nach konventionellen Benzin- und Diesel-Antrieben. Die absolute Anzahl an Neuzulassungen pro Jahr (rund 3 Mio. Pkw) bleibt dabei unverändert. Die Bestandsstruktur nach Antrieb bis 2030 ergibt sich analog der Entwicklung des technischen Potenzials der Elektrifizierung (vgl. Abbildung 3-6). Der Bestand an Erdgas-Pkw steigt bis zum Jahr 2030 auf rund 24 Mio. Pkw an.

Folglich steigen die Fahrleistungsanteile von CNG-Pkw und der Inländerverbrauch beim Energieträger Erdgas. Demgegenüber sinken die Fahrleistungsanteile bei den konventionellen Antrieben (Benzin und Diesel) sowie die Nachfrage nach diesen Energieträgern bei den Pkw bis zum Jahr 2030.

*Abbildung 3-6: Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß technischem Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw von 2015 bis 2030*



© Prognos AG

Die Erdgas-Pkw werden tendenziell von Nutzern mit hohen jährlichen Fahrleistungen genutzt. Bei den CNG-Pkw werden deshalb überdurchschnittliche Jahresfahrleistungen angenommen. Die

Fahrleistungsanteile sind deshalb höher als die Bestandsanteile beim Erdgasantrieb.

Aufgrund der tendenziell höheren Energieeffizienz bei CNG-Antrieben ggü. Benzin- oder Diesel-Pkw, kann eine Substitution durch den Einsatz von CNG-Pkw den Endenergieverbrauch senken und damit die Energieeffizienz beim Pkw-Verkehr erhöhen. Bis 2020 beträgt die Einsparung beim technischen Potenzial rund 110 PJ und bis 2030 sind es rund 210 PJ. Damit liegt das technische Potenzial von Erdgas deutlich unter dem der Elektrifizierung (minus 210 PJ im Jahr 2020 bzw. minus 680 PJ im Jahr 2030). Dieser Unterschied begründet sich hauptsächlich durch den höheren Motorenwirkungsgrad des Elektromotors gegenüber dem Verbrennungsmotor.

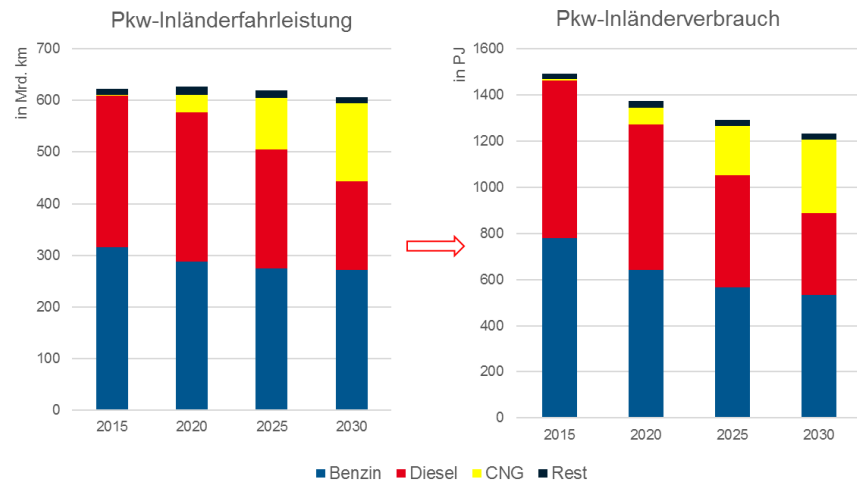
### **Wirtschaftliches Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw**

Gasantriebe werden tendenziell bei Fahrzeugen mit hohen Jahresfahrleistungen eingesetzt, da sie – wie auch Elektrofahrzeuge – gegenüber Benzin-Pkw tiefere kilometerbezogene Kosten haben. Die Reichweiten von CNG-Fahrzeugen liegen deutlich über denen von Elektrofahrzeugen und das Betanken der Fahrzeuge dauert nicht länger als bei konventionellen Benzin- oder Diesel-Fahrzeugen. Diese Eigenschaften machen Gasantriebe beispielsweise bei Taxis oder Bussen beliebt.

CNG als Antrieb bietet jedoch nicht nur Vorteile. Das Tankstellennetz ist weniger dicht ausgebaut als für konventionelle Kraftstoffe (auch viel weniger gegenüber LPG-Tankstellen). Zudem sind bivalente Fahrzeuge teurer in der Anschaffung. Außerdem ist die volumetrische Energiedichte von CNG geringer als bei Benzin oder Diesel, was zur Folge hat, dass ein CNG-Tank mehr Platz in Anspruch nimmt. Auf Basis dieser Antriebscharakteristik wird das CNG-Potenzial bei den Pkw abgeschätzt.

Nach rein wirtschaftlichen Kriterien ermittelt, haben Erdgas-Pkw einen Neuzulassungsanteil von 21 % im Jahr 2020 und 29 % im Jahr 2030. Über den Kohorten-Effekt ergibt sich einen Bestandsanteil von 6,7 Mio. Pkw (15 %). Über die Verteilung der Fahrleistung nach Antrieben ergibt sich der Energieverbrauch der Pkw nach Antrieben, bzw. die Energieeinsparung aufgrund stärkerer Durchdringung von CNG-Pkw.

Abbildung 3-7: Inländerfahrleistung nach Antrieb und Inländerverbrauch nach Energieträger gemäß wirtschaftlichem Potenzial beim Einsatz von Erdgas-Pkw von 2015 bis 2030



© Prognos AG

Nach wirtschaftlichem Potenzial kann der Inländerverbrauch um 260 PJ im Jahr 2030 gegenüber 2015 reduziert werden. Dabei steigt die Nachfrage nach Erdgas um rund 320 PJ an, während der Verbrauch von Benzin und Diesel um rund 890 PJ abnimmt.

### 3.5.3 Potenzial von Car-Sharing

#### Steckbrief: Methodische Annahmen

##### Baseline:

Frozen efficiency, derzeitiger Modal-Split

##### Technisches Potenzial:

Angebot kurzfristig für 70 %, langfristig für 80 % der Haushalte verfügbar.

Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Nutzung von Car-Sharing wo Angebot verfügbar

##### Wirtschaftliches Potenzial:

Investitionskosten: Abschaffung von Pkw mit einer Jahresfahrleistung von weniger als 10 Tsd. km

Betriebskosten: höheres Verkehrsaufkommen in Haushalten mit Car-Sharing, höhere Effizienz bei Car-Sharing-Pkw, teilweise Verlagerung hin zum ÖPV

Diskontsatz: 0,84 % real

Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Nutzung von Car-Sharing wo Angebot verfügbar

Durch Car-Sharing entsteht ein neues, alternatives Mobilitätsangebot. Um die damit verbundenen Auswirkungen auf das Mobilitätsverhalten der einzelnen Personen und Haushalte zu ermitteln, müssen die Verhaltensmuster berücksichtigt werden. Dabei ist die zentrale Frage, wie sich das Mobilitätsverhalten durch Car-Sharing bei den Nutzern geändert hat, bzw. wie ihr Mobilitätsverhalten heute aussehen würde, ohne Car-Sharing.

Beim technischen Potenzial wird ermittelt, für wie viele Haushalte ein Car-Sharing Angebot zur Verfügung steht und wie sich die Mobilitätsmuster unterscheiden. Beim wirtschaftlichen Potenzial wird untersucht, ab welcher Jahresfahrleistung sich die Haltung eines privaten Pkw gegenüber Car-Sharing wirtschaftlich rechnet.

#### Technisches Potenzial Car-Sharing

Für diese technische Potenzialabschätzung gehen wir davon aus, dass Car-Sharing Angebote aktuell für rund 70 % der Haushalte verfügbar sind und theoretisch genutzt werden können. Unter der Annahme, dass sich das Angebot weiter ausbaut werden im Jahr 2030 80 % der Haushalte erreicht. Einschränkungen bestehen bei ländlichen Regionen in denen sich kein Angebot lohnt.

Das energetische Potenzial von Car-Sharing ergibt sich über die Verlagerung der Pkw-Fahrleistung zu Car-Sharing und öffentlichem Verkehr. Dabei bietet sich eine Analyse der Wirkung auf die

verfügbaren Mobilitätswerkzeuge<sup>8</sup> an. Haushalte mit Auto-Besitz weisen ein signifikant unterschiedliches Mobilitätsverhalten auf als Haushalte ohne Pkw. Sofern Car-Sharing dazu führt, dass kein neues Auto angeschafft wird oder gar ein in Betrieb stehendes Fahrzeug durch Car-Sharing ersetzt wird, können die Auswirkungen auf das Mobilitätsverhalten dieser Personen fundamental verändert werden.

Eine breit angelegte Car-Sharing-Untersuchung aus der Schweiz hat gezeigt, dass bei immerhin 22 % der Befragten<sup>9</sup> im (hypothetischen) Fall ohne Car-Sharing ein (zusätzliches) Motorfahrzeug angeschafft würde [Interface 2011]. Die Auswertung der Online-Befragung zeigt weiter, dass 70 % der befragten Car-Sharing-Kunden weder ein Auto noch ein Motorrad besitzen. Für den Zeitraum, bevor sie Car-Sharing-Kunde waren, trifft dies für 54 % zu. Dass die Ergebnisse mit Deutschland vergleichbar sind, hat eine Befragung von DriveNow ergeben: 37 % der befragten Car-Sharing-Nutzer haben in den vergangenen Jahren ein Fahrzeug abgeschafft, die Hälfte davon aus dem Grund, weil sie durch Car-Sharing auf das eigene Auto verzichten können/wollen [DriveNow 2015].

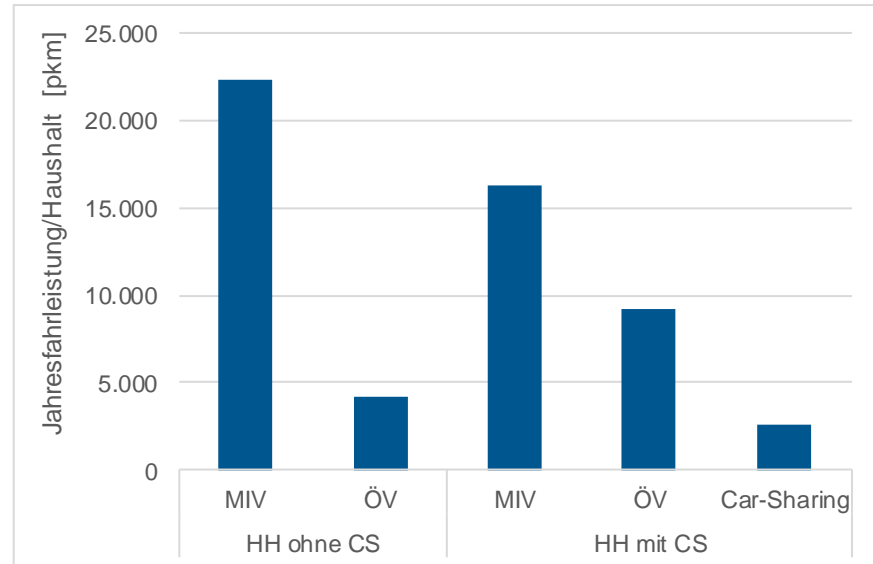
Daraus kann man schließen, dass Car-Sharing bei den Nutzern einen substanziellen Einfluss auf die Mobilitätswerkzeuge hat – in dem Sinne, dass ein zusätzliches Mobilitätswerkzeug (Car-Sharing) zumindest teilweise einen Pkw-Besitz substituiert. Das Mobilitätsverhalten von Haushalten mit und ohne Car-Sharing wird in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

---

<sup>8</sup> Mobilitätswerkzeuge können Verkehrsmittel (Pkw, Fahrrad usw.) sein aber auch Abonnements für den öffentlichen Verkehr (Bahncard)

<sup>9</sup> Datenbasis: Onlinebefragung bei 1.171 Privatkunden

Abbildung 3-8: Vergleich der jährlichen Fahrleistung der Haushalte mit und ohne Car-Sharing mit MIV ÖV und Car-Sharing im Jahr 2015



MIV: Motorisierter Individualverkehr

CS: Car Sharing

ÖV: Öffentlicher Verkehr

Quelle: Prognos in Anlehnung an [Interface 2011]

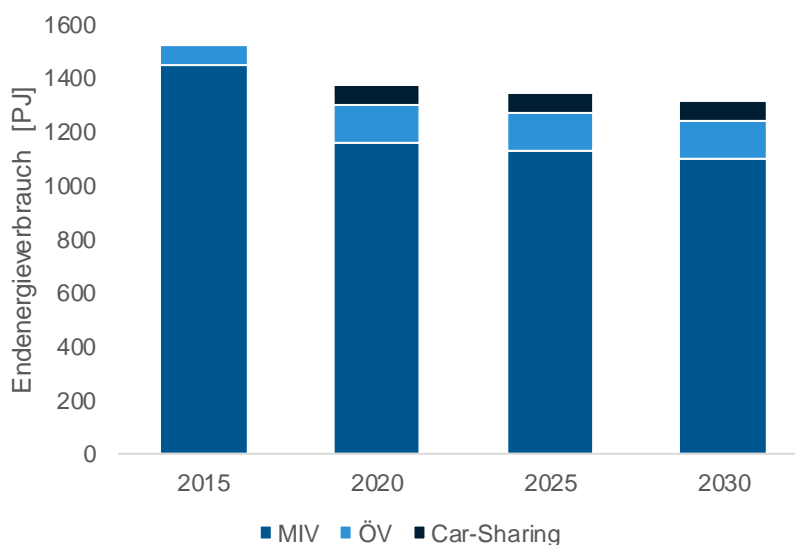
Zusätzliche Mobilitätsangebote führen erfahrungsgemäß zu einem erhöhten Verkehrsaufkommen. Für diese Potenzialbetrachtung wird angenommen, dass sich die Verkehrsleistung bei Haushalten mit Car-Sharing insgesamt um 6 % erhöht (induzierter Verkehr) in Anlehnung an [Interface 2011]. Die Fahrleistung im motorisierten Individualverkehr verringert sich, während die Verkehrsleistung mit öffentlichen Verkehrsmitteln zunimmt<sup>10</sup> bei Haushalten mit Car-Sharing. Car-Sharing wird bei den Haushalten für rund 14 % der motorisierten Fahrleistung genutzt, der Rest erfolgt weiterhin über privat gehaltene Verkehrsmittel. Im Gegenzug steigen die jährlichen ÖV-Verkehrsleistungen von rund 4.000 km auf rund 9.000 km bei Haushalten mit Car-Sharing Mitgliedschaft.

Über die Veränderungen im Mobilitätsverhalten durch Car-Sharing ergeben sich die energetischen Potenziale. Bezogen auf die Verkehrsleistung (Personenkilometer) ist der öffentliche Verkehr energieeffizienter und auch bei den Car-Sharing-Pkw wurde festgestellt, dass diese im Mittel rund 25 % weniger Kraftstoff verbrauchen als der Flottendurchschnitt [ARE 2006]<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> vgl. [Interface 2011]

<sup>11</sup> Die hier angestellten Untersuchungen wurden im Zeitraum 2016 bis Febr. 2017 angestellt. Inzwischen sind einige neue Studie veröffentlicht worden (WiMobil, EVA-CS, bcs, carplus, civity), die insbesondere Unterschiede zwischen stationsgebundenen CS-Angeboten und sog. Free-float-Angeboten untersuchen. Grundsätzlich bleibt die Argumentation in dieser Studie plausibel.

Abbildung 3-9: Energieeinsparungen durch Car-Sharing (technisches Potenzial) in den Jahren 2020, 2025 und 2030.



© Prognos AG

Weiterhin entfällt ein Großteil des Endenergieverbrauchs auf den MIV, jedoch ergibt sich unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Car-Sharing ein technisches Einsparpotenzial von 164 PJ im Jahr 2020 und von 170 PJ im Jahr 2030.

### Wirtschaftliches Potenzial Car Sharing

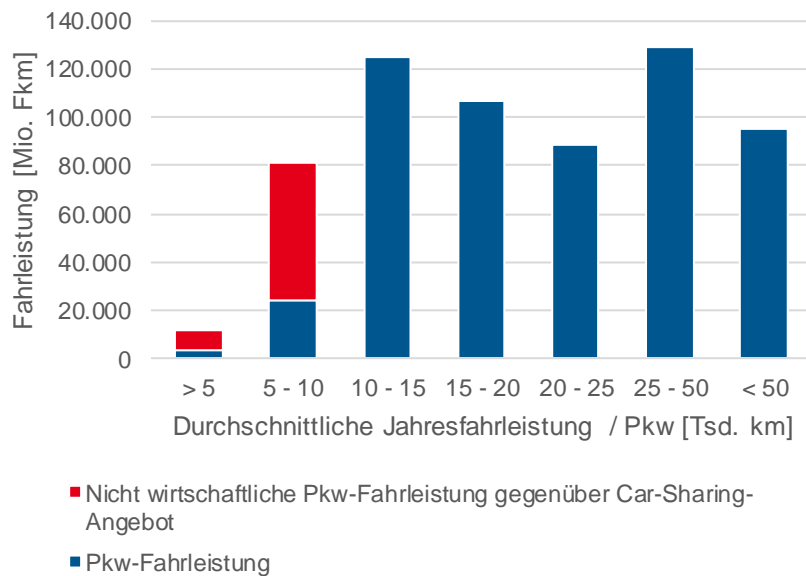
Beim Konzept Car-Sharing sind die Fixkosten im Vergleich zum Fahrzeugbesitz deutlich tiefer, dafür bezahlt man bei der Fahrzeugnutzung mehr (höhere variabler Kostenanteil). Dies hat zur Folge, dass bei der Modalwahl die öffentlichen Verkehrsmittel konkurrenzfähiger sind. Aufgrund der relativ hohen Fixkosten ist die Haltung eines Privat-Pkw erst ab einer gewissen Jahresfahrleistung wirtschaftlich. Dies wurde vielfach untersucht und je nach betrachteten Fahrzeugen und Car-Sharing-Modellen unterschiedlich bewertet (u.a. Durth 2013; Bert et al. 2016; Finanztest 2012). Für diese Potenzialabschätzung wurde eine eher untere Wirtschaftlichkeitsgrenze von 10.000 km Jahresfahrleistung angenommen. Die Anzahl Pkw mit einer Jahresfahrleistung kleiner 10.000 km kann über die Erhebung Mobilität in Deutschland (MiD) 2008 (Infas/DLR 2009, 2010) ermittelt werden. Gemäß MiD betrifft dies rund 37 % der Pkw im Fahrzeugbestand im Jahr 2008. Dieser Anteil wird über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Pkw mit einer geringeren Jahresfahrleistung sind somit gegenüber Car-Sharing nicht wirtschaftlich und werden abgeschafft.

Zusätzlich wird das wirtschaftliche Potenzial über den Raumfaktor (vgl. technisches Potenzial) geschmälert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Verteilung der durchschnittlichen Jahresfahrleistung



der Pkw nach Distanzklassen und die wirtschaftlich potenziell verlagerebare Pkw-Fahrleistung.

Abbildung 3-10: Pkw-Fahrleistung nach Distanzklassen in Deutschland.

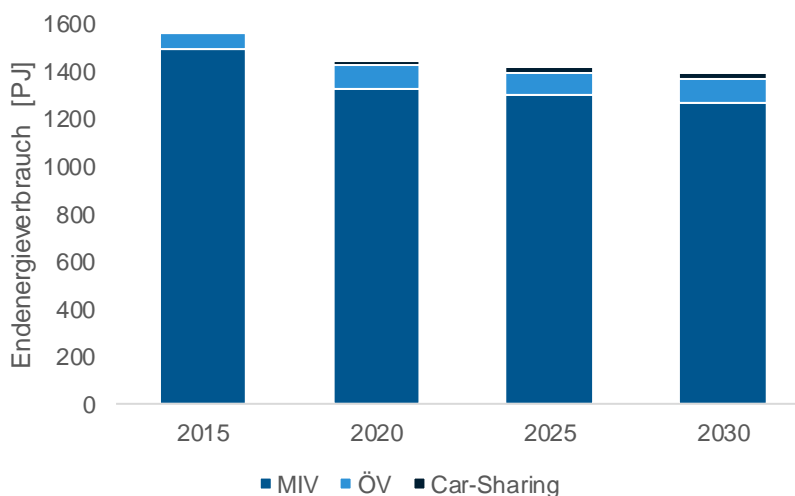


© Prognos AG

Gemäß dieser Potenzialberechnung ergibt sich eine Pkw-Fahrleistung von rund 71 Mrd. km im Jahr 2020 und rund 75 Mrd. km im Jahr 2030, welche gegenüber dem Car-Sharing-Angebot nicht wirtschaftlich ist. Entsprechend wird angenommen, dass diese Fahrleistung durch Car-Sharing und ÖV ersetzt werden. Dabei stützen wir uns auf Ergebnisse der Untersuchung Mobilität in Städten 2013 (Ließke & Wittwer 2015). Durch das Abmelden des privaten Pkw resultiert eine tiefere Verkehrsleistung bei diesen Personen, welche auf den öffentlichen Verkehr und ein kleinerer Teil auf das Car-Sharing verlagert wird.

Aus Abbildung 3-11 wird ersichtlich, dass der Endenergieverbrauch noch immer vom MIV dominiert wird, da die Pkw mit geringer Jahresfahrleistung zwar über ein Drittel des Pkw-Bestands stellen, aber nur für 14,5 % der Fahrleistung verantwortlich sind. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Car-Sharing in Abhängigkeit von der Raumstruktur sinkt dieser Anteil auf 10,2 %.

Abbildung 3-11: Pkw-Endenergieverbrauch nach Verkehrssegmenten, 2015 bis 2030.



© Prognos AG

Unter den oben genannten Annahmen zur Entwicklung des Car-Sharing-Angebots sowie der Implikationen auf das Mobilitätsverhalten der betroffenen Personen, beträgt das wirtschaftliche Einsparpotenzial für Car-Sharing 124 PJ im Jahr 2020 und 131 PJ im Jahr 2030.

### 3.5.4 Modal Split Verschiebungen zu mehr öffentlichem Verkehr durch Verlagerung von Pkw-Verkehr

#### Steckbrief: Methodische Annahmen

##### Baseline:

Frozen efficiency, derzeitiger Modal-Split

##### Technisches Potenzial bei derzeit vorgehaltener Kapazität:

Verlagerung zum ÖV, so dass eine Auslastung von 90 % erreicht wird  
Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Verlagerung zum ÖV

##### Wirtschaftliches Potenzial ohne Einbezug von Kapazitätsgrenzen:

Total Cost of Ownership Ansatz.  
Investitionskosten: real konstante Investitionen für Pkw, keine Lernkurveneffekte  
Betriebskosten: Kfz-Steuer, fahrleistungsabhängige Kraftstoffkosten für Pkw; Bahn-card100 für ÖV  
Diskontsatz: 0,84 % real  
Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Verlagerung zum ÖV wo Wirtschaftlichkeit gegeben ist

Der öffentliche Verkehr (ÖV) kann generell in Nah- und Fernverkehr unterteilt werden, wobei der Nahverkehr insbesondere in urbanen Räumen zum Tragen kommt. Von Fernverkehr spricht man ab einer Wegedistanz von 50 km. Im Vergleich zum Pkw hat der öffentliche Nah- und Fernverkehr bezogen auf die Personenkilometer eine deutlich höhere Energieeffizienz. Aus Sicht der Allgemeinheit bietet der öffentliche Verkehr gegenüber dem motorisierten Individualverkehr weitere Vorteile wie geringerer Platzbedarf und Emissionen (z. B. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> aber auch Lärmemissionen) je Personenkilometer. Damit ergeben sich hohe Effizienzpotenziale in der Verlagerung von Pkw-Verkehr auf den ÖV.

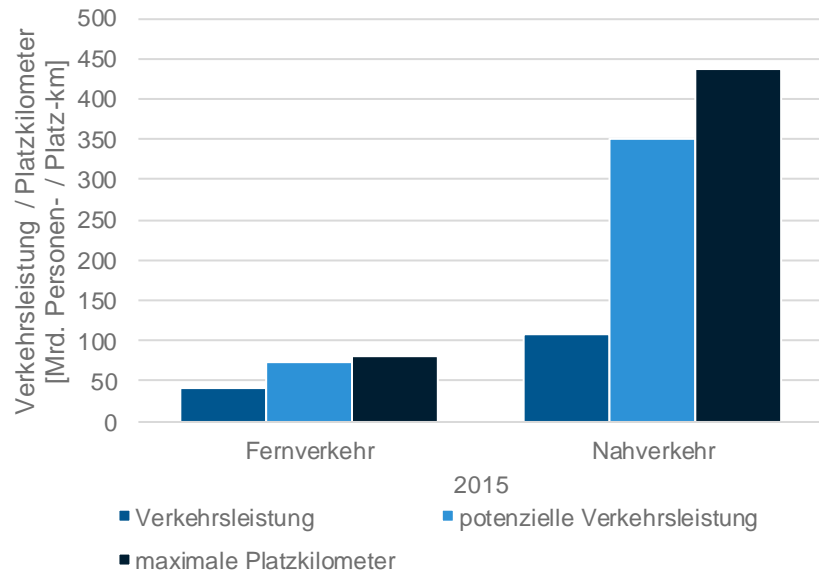
Die Berechnung des wirtschaftlichen und technischen Potenzials im öffentlichen Verkehr erfolgt über unterschiedliche Ansätze. Das wirtschaftliche Potenzial wurde über Kostenkurven bestimmt, wohingegen das technische Potenzial über die Auslastung der öffentlichen Verkehrsmittel berechnet wurde.

### **Technisches Potenzial Verlagerung ÖV aus Sicht derzeit vorgehaltener Kapazität**

Aktuell betragen die Auslastungen im öffentlichen Verkehr 51 % im Fernverkehr (Bahn und Fernbus) bzw. 27 % im Regionalverkehr und 23 % im Öffentlichen Straßenpersonenverkehr im Jahr 2015 (GENESIS-Online). Das technische Potenzial wird unter der Annahme ermittelt, dass eine Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr nur bis zum Erreichen einer Auslastungsgrenze von 90 % im Fernverkehr und 80 % im Nahverkehr möglich ist. Diese Auslastungsgrenze wird gewählt, da wir nicht davon ausgehen, dass eine Auslastung von 100 % realistisch ist.

Auf Basis der derzeitigen Verkehrsleistungen und der angebotenen Platzkilometer im Nah- und Fernverkehr werden die im öffentlichen Verkehr zur Verfügung stehenden freien Kapazitäten in Personenkilometern errechnet (Abbildung 3-12).

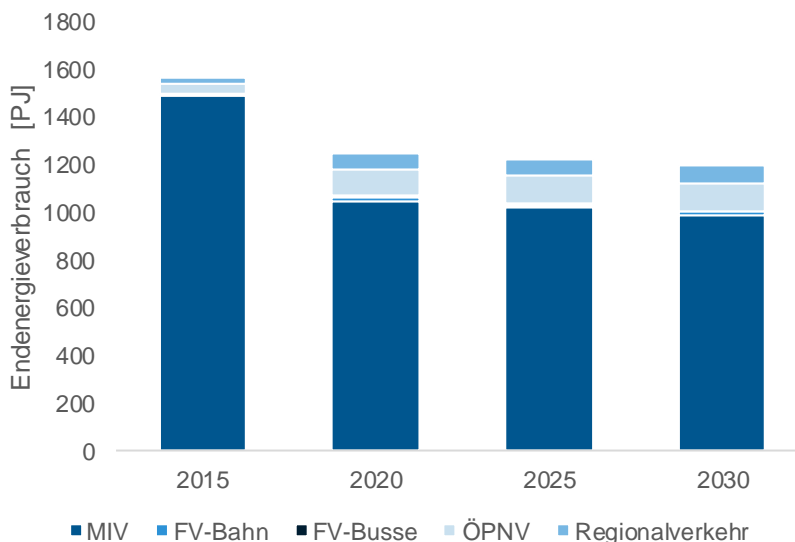
Abbildung 3-12: Verkehrsleistung, angebotene Platzkilometer und potenziell technische Verkehrsleistung im Jahr 2015.



© Prognos AG

Für den öffentlichen Fernverkehr würde dies ungefähr eine Verdoppelung auf ca. 75 Mrd. pkm und für den öffentlichen Nahverkehr sogar eine Verdreifachung auf ca. 359 Mrd. pkm der Verkehrsleistung im Jahr 2020 bedeuten. Das Verlagerungspotenzial – vom Pkw auf den öffentlichen Nah- und Fernverkehr – bemisst sich gemäß dieser Betrachtung auf ca. 187 Mrd. Pkw-Fahrzeugkilometer (ca. 30 % der Pkw-Inländerfahrleistung).

Abbildung 3-13: Endenergieverbrauch (technisches Potenzial) der Verkehrsträger vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Verlagerung auf den öffentlichen Verkehr.



© Prognos AG

Das technische Potenzial von 320 PJ im Jahr 2020 und 330 PJ im Jahr 2030 ergibt sich über die Differenz des eingesparten Endenergieverbrauchs (EEV) der verlagerten (und damit eingesparten) Pkw-Fahrzeugkilometer und des EEV der zusätzlichen Personenkilometer im öffentlichen Verkehr. Die neue Zusammensetzung des EEV ist weiterhin vom MIV dominiert, jedoch sind insbesondere die Anteile des öffentlichen Nahverkehrs deutlich gestiegen (siehe Abbildung 3-13).

### Wirtschaftliches Potenzial ohne Einbezug von Kapazitätsgrenzen

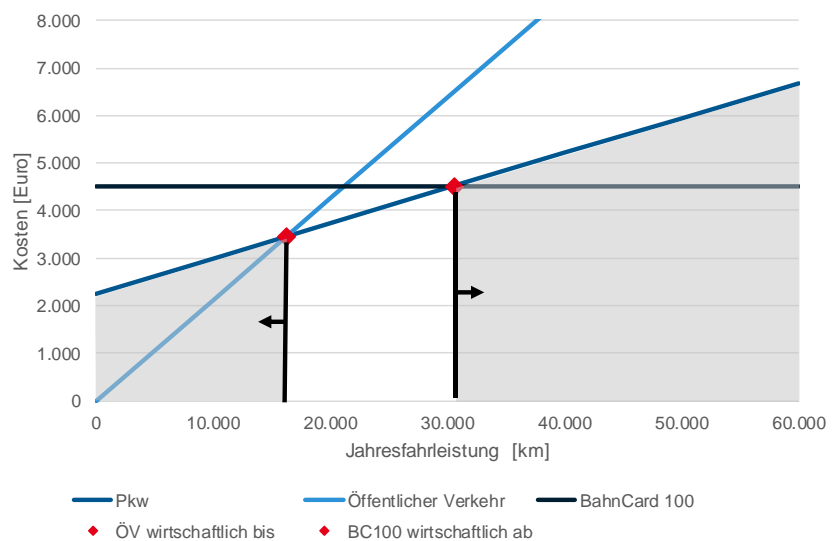
Das wirtschaftliche Potenzial wird über einen TCO-Ansatz ermittelt. In Abhängigkeit der jährlichen Mobilitätsleistung werden die Kosten für die Verkehrsmittel Pkw, öffentlicher Nah- und Fernverkehr (Bahncard 100) ermittelt<sup>12</sup>.

Beim Pkw werden die jährlichen Fixkosten (u. a. Abschreibungen, Kfz-Steuer) und die Betriebskosten (hauptsächlich Kraftstoffkosten) in Abhängigkeit von der Jahresfahrleistung berücksichtigt. Zur Vergleichbarkeit mit dem öffentlichen Verkehr werden die Betriebskosten des Pkw mit dem durchschnittlichen Besetzungsgrad (1,5 Personen pro Auto) verrechnet. Die Kilometerkosten für den öffentlichen Verkehr werden über durchschnittliche Kilometerkosten im Nahverkehr [BSL 2016] und Fernverkehr gemittelt.

<sup>12</sup> Eventuelle Preissteigerungen der Bahncard 100 aufgrund von Infrastrukturausbau bleiben unberücksichtigt.

Die Investitionskosten des Pkw werden über eine durchschnittliche Lebensdauer von 10 Jahren und einem kalkulatorischen Zinssatz von 0,84 % auf die Lebensdauer verzinst umgelegt. Die Pkw Kosten, werden mit dem Preis für eine BahnCard100 verglichen, welche sich ab sehr hohen Jahresfahrleistungen gegenüber dem Pkw wirtschaftlich rechnet.

Abbildung 3-14: Kostenkurven des Pkw (Allgemein und im Fernverkehr), des öffentlichen Verkehrs und der BahnCard100 in Abhängigkeit von der Jahresfahrleistung.



© Prognos AG

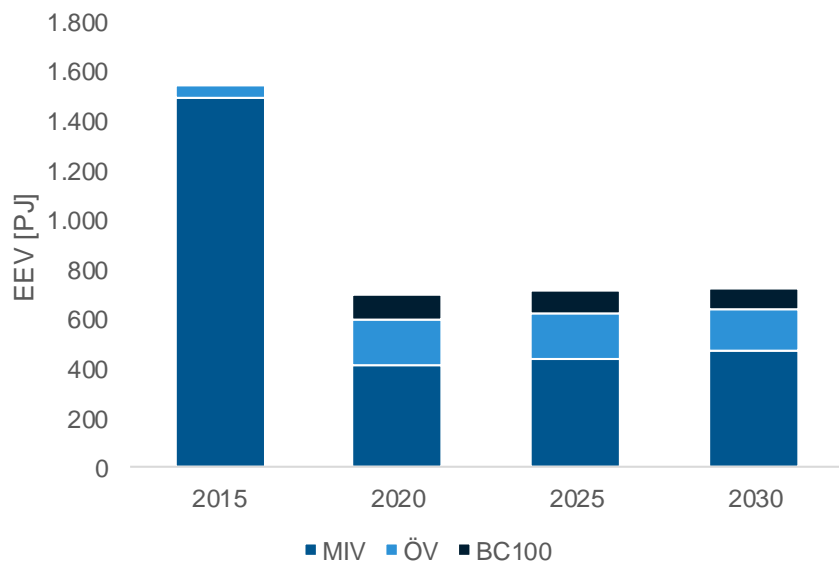
Die grauen Flächen zeigen die Bereiche an, in denen ein Privat-Pkw unwirtschaftlich ist. Die Schnittpunkte der Kostengeraden zeigen die untere (ca. 16.300 km) und obere (ca. 30.600 km) Wirtschaftlichkeitsgrenze des Privat-Pkw nach Jahresfahrleistung an (Abbildung 3-14 für 2020).

Mittels der Verteilung der deutschen Pkw auf Jahresfahrleistungsgruppen [Infas/DLR 2010] und der durchschnittlichen Jahresfahrleistung dieser Gruppen, werden die wirtschaftlich verlagerbaren Fahrzeugkilometer über den Pkw-Bestand hochgerechnet. Zur Potenzialbestimmung wird angenommen, dass diese nicht wirtschaftlichen Privat-Pkw abgeschafft werden und die entsprechende Verkehrsleistung mit dem ÖV erbracht wird. Insgesamt könnten nach diesen Berechnungen im Jahr 2020 ca. 452 Mrd. fkm (ca. 72 % der Inländer Fahrleistung in 2020) wirtschaftlich auf öffentliche Verkehrsmittel verlagert werden.

Zu beachten ist, dass dies eine reine Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellt. Faktoren wie Reisezeit, Komfort, persönliche Vorlieben, etc., welche das Potenzial beeinflussen, werden nicht beachtet. Bei der Wirtschaftlichkeit eines Pkw spielen außerdem der Anschaffungspreis und Besetzungsgrad eine wichtige Rolle. Bei der

Wirtschaftlichkeit der BahnCard100 ist zu beachten, dass vor allem im urbanen öffentlichen Nahverkehr Kosten entstehen können, welche nicht berücksichtigt wurden. Diese Faktoren können einen Einfluss haben, konnten aber im Rahmen dieser Potenzialbetrachtung nicht berücksichtigt werden.

Abbildung 3-15: Endenergieverbrauch der Verkehrsträger MIV und ÖV vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Verlagerung auf den ÖV.



© Prognos AG

Durch die unterschiedlichen Berechnungsarten im wirtschaftlichen und technischen Potenzial liegt das wirtschaftliche Potenzial rechnerisch mit 854 PJ im Jahr 2020 bzw. 777 PJ im Jahr 2030 deutlich über dem technischen Potenzial (534 PJ in 2020 bzw. 447 PJ in 2030). Dies bedeutet zum einen, dass wirtschaftlich mehr Verkehre verlagerbar sind, als Kapazitäten im öffentlichen Verkehr bestehen. Das bedeutet zum anderen, dass das realisierbare Potenzial allein aus Kapazitätsgründen unter dem wirtschaftlichen Potenzial liegt. Hinzu kommt, dass ein Teil der Wechsel ihr Fahrzeug vermutlich nicht verkaufen würden, auch wenn die Kapazitäten im ÖV da wären und die Pkw-Nutzung unwirtschaftlich wäre.

### 3.5.5 Verlagerung von Pkw-Fahrleistung auf elektrische Zweiräder

#### **Steckbrief: Methodische Annahmen**

##### **Baseline:**

Frozen efficiency, derzeitiger Modal-Split

##### **Technisches Potenzial bei derzeit vorgehaltener Kapazität:**

Verlagerung aller MIV-Wege kürzer als 10 km auf Pedelec

Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Verlagerung

##### **Wirtschaftliches Potenzial ohne Einbezug von Kapazitätsgrenzen:**

Investitionskosten: keine Lernkurveneffekte, weder beim Pedelec noch beim Pkw

Betriebskosten: Kraftstoffkosten des Pkw für den Arbeitsweg, sofern dieser kürzer als 10km ist; keine Betriebskosten beim Pedelec

Diskontsatz: 0,84 % real

Diffusionsgeschwindigkeit: keine Diffusion; sofortige Anschaffung eines Pedelec, sobald dieses für den Arbeitsweg wirtschaftlich ist

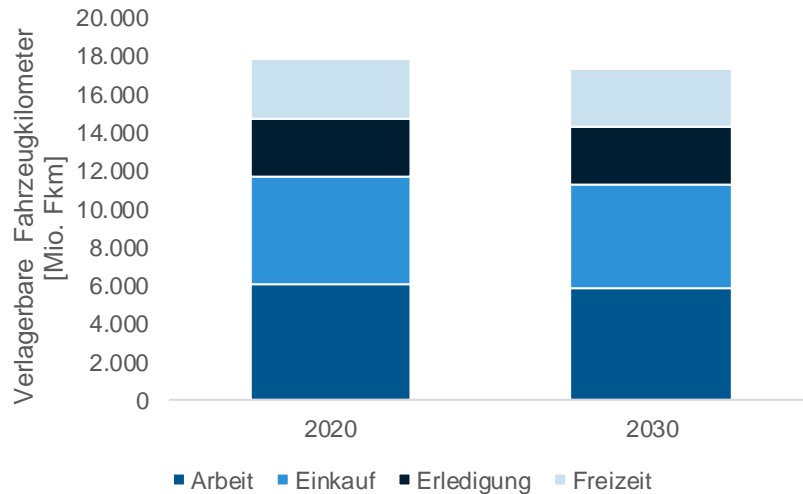
Bei der Verlagerung von Verkehr auf elektrische Zweiräder sind im Wesentlichen Pedelecs (Fahrräder mit unterstützendem Elektroantrieb) relevant. Pedelecs erhöhen die Reichweite des klassischen Fahrrads signifikant und ermöglichen es auch längere Strecken mit Steigung ohne größere Kraftanstrengungen zu bewältigen. Der Markt für Pedelecs wächst beständig und findet inzwischen nicht nur im Freizeitverkehr, sondern zunehmend im Alltagsverkehr Anwendung. Bis 2030 könnte der Pedelec-Bestand bis zu 8,8 Millionen Pedelecs umfassen (ITD/IFEU 2015).

#### **Technisches Potenzial**

Die Berechnung des technischen Potenzials der Verkehrsverlagerung zum Pedelec folgt der Herangehensweise der Pedelec-Studie (ITD/IFEU 2015). Es wird angenommen, dass bis zu einer Entfernung von 10 km alle MIV-Wege mit dem Pedelec zurückgelegt werden können. Aus MiD (Infas/DLR 2009, 2010) ist die Fahrleistung von MIV-Wege nach Zweck und Längenklassen bekannt. Unter Berücksichtigung von gemessenen Verlagerungsfaktoren, dem Besetzungsgrad, der Ersetzungsmöglichkeit und den Ersetzungstagen wurden die potenziell ersetzbaren Fahrzeugkilometer für die Wegezwecke Arbeit, Einkauf, Erledigung und Freizeit ermittelt (Abbildung 3-16).



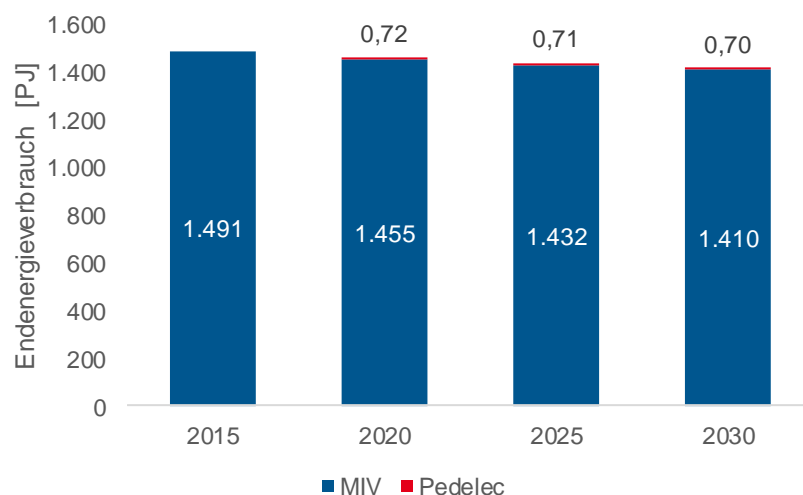
Abbildung 3-16: Vom MIV auf das Pedelec verlagerbare Fahrzeugkilometer nach Fahrtzweck.



© Prognos AG

Es ist erkennbar, dass die Anzahl der ersetzbaren Fahrzeugkilometer und folglich das Effizienzpotenzial für die Wegezwecke Arbeit und Einkauf am höchsten ist. Im Jahr 2020 können rund 18 Mrd. Fahrzeugkilometer (ca. 3 % der Pkw-Fahrleistung in 2020) mit dem Pedelec, anstatt dem Pkw zurückgelegt werden, davon ca. 12 Mrd. im Berufs- und Einkaufsverkehr. Die verlagerbaren Fahrzeugkilometer sind im Jahr 2030 leicht tiefer als im Jahr 2020, dies ist eine Folge der abnehmend prognostizierten Pkw-Fahrleistung in diesem Zeitraum.

Abbildung 3-17: Endenergieverbrauch in PJ der Verkehrsmittel MIV und Pedelec ohne (2015) und mit (2020, 2025, 2030) Verkehrsverlagerungen durch das Pedelec.



© Prognos AG

Aus den Verlagerungen ergibt sich über die (konstant gehaltenen) spezifischen Verbräuche das Effizienzpotenzial von 42 PJ im Jahr 2020 und 41 PJ im Jahr 2030 (Abbildung 3-17).

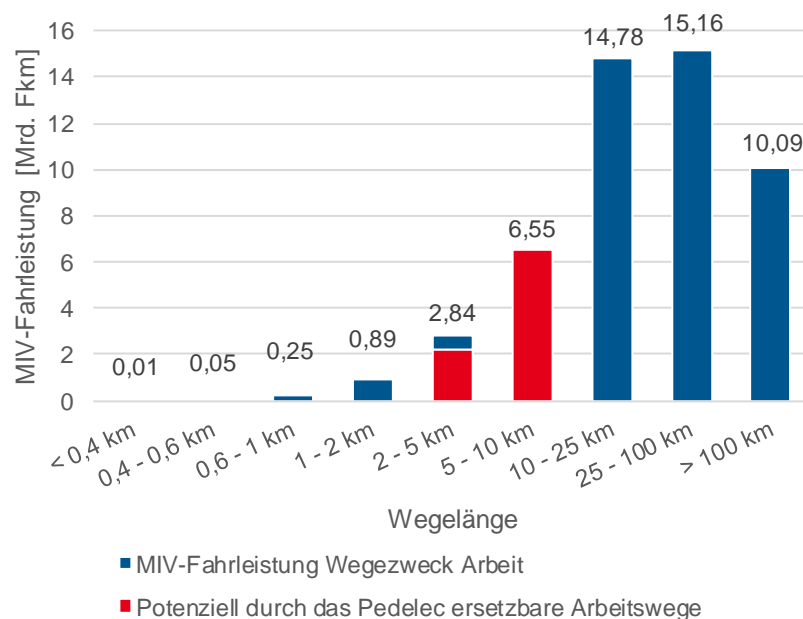
### Wirtschaftliches Potenzial

Zur Potenzialabschätzung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Ausgehend von vorliegenden Modal-Shifts (ITD/IFEU 2015) sind für das wirtschaftliche Potenzial nur vom MIV verlagerte Fahrten relevant. Vom ÖV verlagerte Fahrten bleiben unberücksichtigt.
- Aufgrund der relativ hohen Bedeutung des Pedelecs als Pendlerfahrzeug (vgl. technisches Potenzial) wird die Wirtschaftlichkeitsanalyse auf die Pendlerfahrten begrenzt.
- Wege über 10 km werden – wie auch beim technischen Potenzial – nicht betrachtet.

Das wirtschaftliche Potenzial des Pedelecs wird dementsprechend über die Länge der wirtschaftlich zurücklegbaren Arbeitswege ermittelt. Hierzu wurde die Mindestlänge des einfachen täglichen Arbeitswegs (bei 200 Arbeitstagen) ermittelt, bei dem sich die Anschaffung eines Pedelecs – gegenüber der Nutzung eines Autos – wirtschaftlich rechnet. Relevant bei dieser Rechnung sind die Kosteneinsparung pro Pkw-Kilometer (variable Kosten) im Vergleich zu den Investitionskosten eines Pedelecs.

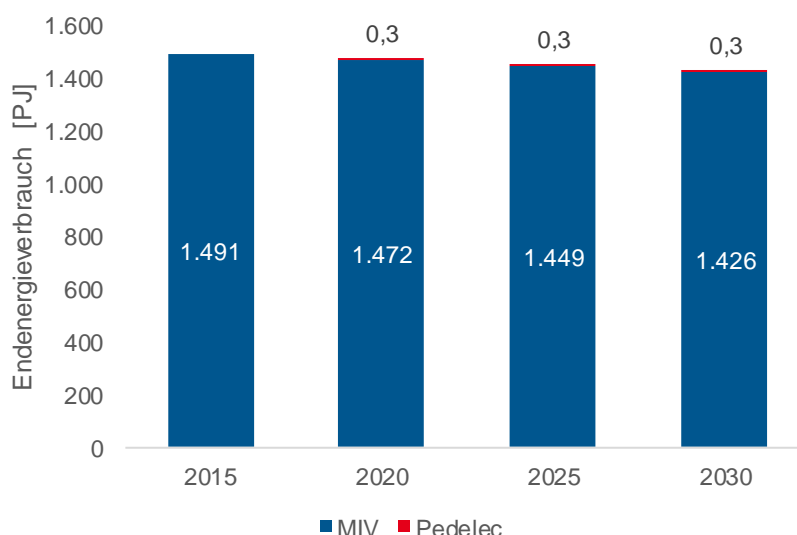
Abbildung 3-18: MIV-Verkehrsleistung des Wegezwecks Arbeit in Mrd. Personenkilometer im Jahr 2008 (nach MiD).



Für die Potenzialberechnung wird angenommen, dass alle Arbeitswege bis maximal zehn Kilometer mit dem Pedelec statt dem MIV zurückgelegt werden, sofern sie länger sind als 2,7 km im Jahr 2020 bzw. 2,6 km im Jahr 2030. Dies entspricht im Jahr 2020 ca. 8,8 Mrd. Arbeitswege-Kilometer, die wirtschaftlich vom MIV auf das Pedelec verlagert werden können.

Da dies eine reine Wirtschaftlichkeitsrechnung darstellt, werden die Verlagerungsfaktoren (vgl. technisches Potenzial) aus ITD/IFEU (2015) nicht einbezogen, wodurch die ersetzbaren Fahrzeugkilometer des Wegezwecks Arbeit im wirtschaftlichen Potenzial (ca. 8,8 Mrd. Fzg-km) über denen des technischen Potenzials (ca. 6 Mrd. Fzg-km) liegen.

*Abbildung 3-19: Zusammensetzung des Endenergieverbrauchs vor (2015) und nach (2020, 2025, 2030) der Umsetzung des wirtschaftlichen Potenzials der Verlagerung von Verkehr auf das Pedelec*



© Prognos AG

Über die verlagerten MIV-Fahrzeugkilometer ergeben sich die energetischen Einsparpotenziale. Das wirtschaftliche Potenzial des Pedelecs im Vergleich zum Jahr 2015 beträgt im Jahr 2020 20,7 PJ und 20,4 PJ im Jahr 2030.

### 3.5.6 Die quantifizierten Effizienzpotenziale im Verkehr

Die einzelnen Maßnahmen im Sektor Verkehr lassen sich teilweise gut miteinander kombinieren, teilweise beeinflussen sie sich auch gegenseitig positiv (z. B. Car-Sharing und Elektrifizierung).

Trotzdem lassen sich die ausgewiesenen technischen und wirtschaftlichen Potenziale der einzelnen Maßnahmen nicht einfach kumulieren. Beispielsweise kann nicht gleichzeitig das gesamte

Elektrifizierungs- und CNG-Potenzial gehoben, da beide Maßnahmen die Neuzulassungsstruktur beeinflussen. Ebenfalls verringert eine Verlagerung hin zum ÖV die hebbaren Potenziale der Maßnahmen Elektrifizierung und CNG.

In der nachstehenden Tabelle werden die energetischen Einsparpotenziale der definierten Maßnahmenfelder für den Verkehrssektor dargestellt.

Tabelle 3-13: *Energieeinsparungen in PJ je Maßnahmenfeld für die Jahre 2020, 2025 und 2030*

Maßnahmenfeld Einsparung [in PJ]	Wirtschaftliches Potenzial			Technisches Potenzial		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Elektrifizierung	142	268	412	185	423	640
Erdgas	129	193	222	123	167	178
Car-Sharing	124	127	131	164	167	170
Verlagerung ÖV*	854	815	777	319	325	330
Pedelec	21	20	20	42	41	41

\* bei „Verlagerung ÖV“ ist das wirtschaftliche Potenzial ohne Einbezug von Kapazitätsgrenzen, das technische Potenzial angesichts der derzeit vorgehaltenen Kapazität bestimmt.

Mit Abstand das größte energetische Einsparpotenzial im Sektor Verkehr ergibt sich aus dem wirtschaftlichen Potenzial bei Verlagerung von MIV-Fahrleistung zum öffentlichen Verkehr. Dieses Potenzial versteht sich jedoch als reine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und berücksichtigt keine qualitativen Faktoren wie die Individualität, Komfortverluste durch Umsteigezeit, Verspätungen usw.

Bis 2030 sind gemäß wirtschaftlichem Potenzial bei der Elektrifizierung der Pkw nicht unwesentliche Einsparpotenziale zu heben. Auch eine Substitution zu Erdgas ist bezogen auf den Energieverbrauch der Pkw sinnvoll. Bezüglich der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist das Einsparpotenzial bei der Elektrifizierung (durch die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen) jedoch höher als beim Erdgas.

Die energetischen Potenziale beim Car-Sharing ergeben sich über die Änderung im Mobilitätsverhalten bei Haushalten und Personen, welche Car-Sharing nutzen und dadurch auf die private Haltung eines Pkw verzichten. Einsparpotenziale durch Car-Sharing sind durchaus vorhanden aber mit rund 130 PJ bis max. 170 PJ Einsparung deutlich weniger stark als bei anderen Maßnahmen. Nicht zu unterschätzen ist jedoch die positive Koppelwirkung von Car-Sharing und Pkw-Elektrifizierung, welche gemäß dieser Potenzialabschätzung ein substantielles Einsparpotenzial aufweist.

Bei der Verlagerung von Pkw-Fahrleistung auf ein Pedelec werden nur Verkehre mit einer Wegelänge von max. 10 km betrachtet. Das Potenzial zur Einsparung von Energie ist dementsprechend klein.

Zu beachten ist, dass durch die Verlagerung auf elektrische Zweiräder das Verkehrsgeschehen im urbanen Raum angesprochen wird. In dichtbesiedelten Gebieten hat das Fahrrad gegenüber dem Pkw weitere (gesamtwirtschaftliche) Vorteile wie Flächeneffizienz, positiver Gesundheitsnutzen, weniger Verkehrslärmemissionen und viele weitere.

Neben der Wirkung auf den Energieverbrauch und die Treibhausmissionen haben die Maßnahmen im Verkehrssektor zusätzliche Nutzen im Bereich Luftqualität, Lärm, Verkehrssicherheit oder sonstige Lebensqualität (z. B. bessere Zeitausnutzung) aus, vgl. [Löschel et al. 2016].

### **3.5.7 Qualitative Einschätzung von weiteren verhaltensorientierten Maßnahmen im Verkehr**

#### **Effizienzpotenziale beim schweren Straßengüterverkehr**

Auch beim Straßengüterverkehr sind noch erhebliche Energieeffizienzpotenziale zu heben. Neben der klassischen Maßnahme – der Verlagerung von Gütern auf die Schiene – sind es aktuell die Oberleitungs-Lkw und die Lang-Lkw, welche bezüglich Energieeffizienzpotenziale beim Güterverkehr für Diskussionsstoff sorgen. Bei beiden Themen laufen aktuell Forschungsvorhaben zur Abschätzung der verkehrlichen wie auch der energetischen Wirkungen. Da die Wirkungen bislang noch nicht hinreichend erforscht sind, erfolgt für diese Themen keine Quantifizierung im Rahmen dieses Projektes. Nachfolgend werden die Themen kurz qualitativ eingeordnet.

- **Oberleitungs-Lkw:** Die Straßeninfrastruktur mit Oberstraßen auszubauen ist sicherlich eine umstrittene Maßnahme. Klar ist, dass die Kosten für die öffentliche Hand erheblich sein werden. Demgegenüber stehen (potenzielle) Umweltvorteile und womöglich auch tiefere kilometerbezogene Energiekosten für die Transportwirtschaft. Zu prüfen ist auch, inwiefern Oberleitungen bei der Straßeninfrastruktur Bahnverkehre auch die Straße verlagern würden.
- **Lang-Lkw:** Das Marktpotenzial und die technischen Besonderheiten von Lang-Lkw wurden jüngst in einem Feldversuch untersucht. Zu den verkehrlichen und den ökologischen Auswirkungen von Lang-Lkw läuft aktuell bei der Prognos AG eine Untersuchung im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt). Ergebnisse werden Anfang des Jahres 2017 erwartet. Nach aktuellen Einschätzungen wird ein Marktpotenzial für Lang-Lkw von 2 % bis 9 % abgeschätzt. Dadurch könnten Fahrzeugkilometer eingespart werden, was sich auch in einer höheren Energieeffizienz der Transporte widerspiegeln würde (BASt, 2014). Auf der Gegenseite wird argumentiert, dass Lang-Lkw Verkehre von der Bahn auf die Straße zurückverlagern und somit –

bezogen auf die Energieeffizienz – einen negativen Effekt haben.

### 3.5.8 Literatur

Dt. Bundesbank (2016): Zeitreihe BBK01.WU3975: Umlaufrenditen incl. Inhaberschulv. / Börsennotierte Bundeswertpapiere / Mittlere RLZ von über 15 bis 30 Jahre / Monatswerte

Triami (2014): Historische Inflation Deutschland (VPI) – pro Jahr

ARE (2006): Bundesamt für Raumentwicklung (ARE): Evaluation Car Sharing Bern

BCG (2016): The Boston Consulting Group (BCG): What's Ahead for Car Sharing? - The New Mobility and Its Impact on Vehicle Sales München

BMVI (2015): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur: Verkehr in Zahlen 2015/2016 Berlin

BSL (2016): BSL Transportation Consultants GmbH & Co. KG: Marktreport SPNV 2015/16 - Ein Lagebericht zum Schienenpersonennahverkehr in Deutschland Hamburg, Berlin

DriveNow (2015): DriveNow GmbH: Jahresbilanz 2014 - DriveNow profitabel und auf Expansionskurs München

Durth (2013): KfW Economic Research (41): Wie kann Car-Sharing bei der Energiewende helfen?

Finanztest (2012): Finanztest (03): Teile und spare

GENESIS-Online: Statistisches Bundesamt (StBA): GENESIS-Online Datenbank Wiesbaden

Infas/DLR (2009): Infas, DLR: Mobilität in Deutschland (MiD) 2008 Bonn/Berlin

Infas/DLR (2010): Infas, DLR: Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht - Struktur, Aufkommen, Emissionen, Trends Berlin, Bonn

Interface (2011): Interface: Aktualisierung Evaluation Car Sharing Luzern

Interface (2014): Interface: Summary: Evaluation Car-Sharing Luzern

ITD/IFEU (2015): Institut für Transportation Design (Hochschule für Bildende Künste Braunschweig), Institut für Energie- und Um-

weltforschung (ifeu) Heidelberg GmbH: Pedelec - Verlagerungs- und Klimaeffekte durch Pedelec-Nutzung im Individualverkehr Braunschweig, Heidelberg

Ließke & Wittwer (2015): Technische Universität Dresden: Alles bleibt anders - Aktuelle Erkenntnisse zur Entwicklung des Verkehrsverhaltens auf Basis des Projektes "Mobilität in Städten - SrV 2013" Dresden

Löschel et al (2016): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ - Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015

Nykvist & Nilsson (2015): Nature Climate Change 5: Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles

Prognos (2014): Prognos, EWI, GWS: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose Basel, Berlin

StBA (2011): Statistisches Bundesamt (StBA): Bevölkerung und Erwerbstätigkeit - Entwicklung der Privathaushalte bis 2030 - Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung Wiesbaden

StBA (2015): Statistisches Bundesamt (StBA): Boom bei Linienfernbusen hält an: 16 Millionen Fahrgäste im Jahr 2014 Wiesbaden

## 4 AP 2: Wissenschaftliche Begleitung des NAPE und Weiterentwicklung der Effizienzpolitik

Teile des Arbeitspaketes 2 wurden umgewidmet in die wissenschaftliche Begleitung der Konzeption des Grünbuchs Energieeffizienz. Der Startschuss hierzu fiel beim Arbeitstreffen am 26.11.2015. Das Projektteam traf sich am 7.1.16 zu einer internen Klausur. Ergebnis war ein Thesenpapier, welches für die vier Themenschwerpunkte des Grünbuchs:

- Instrumentierung: Wo stoßen wir an die Grenzen unseres üblichen Instrumentenkanons? Welche neuen Impulse können weiterhelfen?
- Effiziente Sektorkopplung
- Efficiency First / Efficiency is the first fuel, welche Fragestellungen sind damit verbunden?
- EU-Politik auf eher abstrakter Ebene (d.h. nicht auf die Diskussion zur Gebäuderichtlinie oder EED eingehen, sondern eher auf die Frage, was auf welche Weise auf europäischer Ebene adressiert werden kann)

jeweils einen Problemaufriss sowie Leitfragen / Leitthesen für die Konsultation enthielt.

Zudem wurden zu ausgewählten Themen Hintergrundpapiere und Beispielrechnungen erstellt, die im Folgenden wiedergegeben sind.

### 4.1 Hintergrundpapier Governance

#### 4.1.1 Ausgangslage & Zielsetzung

Formal sind Zuständigkeiten und Abstimmungsverfahren zwischen Bund, Ländern und Kommunen im Bereich Energieeffizienz klar bestimmt. Gleiches gilt für einen Dialog mit der europäischen Ebene über die Ausgestaltung europäischer Rahmensetzungen der Energieeffizienzpolitik. Entsprechend basiert das vorliegende Papier auf der **These**, dass die **formalen Abstimmungsstrukturen für Energieeffizienz in Deutschland gut etabliert** sind.

Allerdings scheint mit zunehmender Eingriffsintensität des energiepolitischen Instrumentariums eine **informelle Einbindung aller Akteursgruppen** von zunehmender Bedeutung, um Akzeptanz und Wirksamkeit der Maßnahmen zu sichern. Hierfür existieren



bereits eine Reihe von Mechanismen bzw. wurden diese im Rahmen der Entwicklung des "Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz" (NAPE) geschaffen.

Weitere Aufgabe einer erhöhten Koordinierung ist es, Fehlanreize zu vermeiden oder möglichst schnell zu korrigieren. Ziel ist mithin eine möglichst systematische, zeitnahe, flächendeckende Einrichtung und Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen.

Damit stellt sich die Frage der sogenannten. „Governance“, d.h. die Suche nach möglichst gut funktionierenden Steuerungs- und Regelungsmechanismen zwischen den einzelnen Körperschaften und Akteuren. Diese **Steuerung von Energieeffizienzpolitik** betrifft

- die **Strukturen der Koordinierung** (d.h. welche Körperschaft bzw. welcher Akteur ist für welche Aufgabe zuständig), sowie
- die **Ablauforganisation** (z. B. Beteiligung in Gesetzgebungs- und Umsetzungsverfahren oder Rückkopplungsmechanismen bei Umsetzungsproblemen und Barrieren).

Aufbauend auf einer Skizzierung der bestehenden Governance-Strukturen der Energieeffizienzpolitik in Deutschland wirft das vorliegende Papier eine Reihe von Leitfragen auf, die als Grundlage für eine Diskussion dienen soll, wie die aktuellen Governance-Strukturen gestärkt und ausgebaut werden kann.

#### **4.1.2 Abstimmungsstrukturen zwischen bestehenden Akteuren**

##### *4.1.2.1 Energieeffizienz in der EU*

Gemäß Artikel 194 AEUV besitzt die Europäische Union eine eigene Kompetenz zur Förderung von Energieeffizienz und von Energieeinsparungen. Neben den politischen Zielvorgaben für die Jahre 2020 und 2030 sind vor allem die Richtlinien über Gebäude, Energieverbrauchskennzeichnung, die Ökodesign-Richtlinie und ihre Ausführungsverordnungen sowie die Energieeffizienzrichtlinie (EED) [EU 2010, EU 2010a, EU 2009, EU 2012] zu wesentlichen Bestimmungsfaktoren der deutschen Energieeffizienzpolitik geworden.

Im Optimalfall sollen die europäischen Regelungen einen geeigneten Rahmen für den Ausbau und die Weiterentwicklung der deutschen Energieeffizienzpolitik bieten. Demgegenüber argumentieren einige Akteure [BDI 2012], dass die Vorgaben und Ansätze der Europäischen Kommission nur bedingt unterstützend für einen Ausbau der deutschen Energieeffizienzpolitik sind.

Damit stellt sich die Frage, ob und wie eine bessere **Verzahnung von europäischen und deutschen Energieeffizienzaktivitäten** möglich ist.

Aktuell erfolgt die **formale Abstimmung** beider Ebenen im Wesentlichen auf zwei Ebenen. Auf der politischen Ebene werden nationale Änderungswünsche bzw. Ergänzungen des europäischen Instrumentariums (Ausbau Ökodesign, EU-Zielvorgaben für Energieeffizienz) auf Basis des Koalitionsvertrags vorgebracht und mit der Europäischen Kommission abgestimmt.

Auf der Arbeitsebene erfolgt die Abstimmung der deutschen Energieeffizienzpolitik mit der Europäischen Kommission im Wesentlichen im Rahmen des formalisierten Gesetzgebungsverfahrens. Das federführende BMWi bzw. die jeweils zuständigen nachgeordneten Behörden (BfEE, BAM bzw. UBA) beteiligen sich an der Verhandlung der europäischen Richtlinien und Verordnungen sowie deren Umsetzung (delegierte Rechtsakte).

Eine **informelle Abstimmung** zu einzelnen Themen erfolgt in ad hoc-Gesprächen, die sich in der Regel auf einzelne spezielle Themen beziehen (etwa Umsetzung Artikel 7 EED), allerdings weniger die strategische Ausrichtung der europäischen Energieeffizienzpolitik oder Fragen der Arbeitsteilung betreffen.

**Frage: Sollte eine Abstimmung mit der Europäischen Kommission bzw. anderen Vertretern der europäischen Ebene stärker informell jenseits der Ratsverhandlungen erfolgen?**

→ Andere EU-Mitgliedstaaten praktizieren regelmäßige informelle Gespräche auf Abteilungsleiter-/Direktorebene über die Ausrichtung der Energieeffizienzpolitik bzw. dem Zusammenspiel von europäischen und nationalen Vorgaben.

→ Ziel regelmäßiger Konsultationen, wie etwa von Schweden oder den Niederlanden praktiziert, könnte eine möglichst frühzeitige Einbringung „deutscher“ Anliegen bzw. Bedarfe in die europäische Politik sein, möglichst vor dem Entwurf europäischer Strategiedokumente oder vor Richtlinien-Entwürfen.

Neben der Abstimmung der Energieeffizienzpolitik mit der Kommission gewinnt der **Austausch mit anderen Mitgliedstaaten** über die Umsetzung einzelner Richtlinien zunehmend an Bedeutung. Rahmen hierfür sind die informellen Treffen der „Concerted Action on the Energy Efficiency Directive“ bzw. der „Concerted Action EPBD“, die sich mit Umsetzungsfragen der Energieeffizienz- und der Gebäuderichtlinie befassen und einem Austausch über beste Praktiken bzw. neue Energieeffizienzmaßnahmen dienen sollen.

In einem weiteren Rahmen findet ein ähnlicher Austausch auf der Basis der Energy Efficiency Working Group der Internationalen

Energieagentur (IEA) statt. Eine darüber hinaus bilaterale Koordination mit anderen Mitgliedstaaten bzw. ein Erfahrungsaustausch ist aktuell auf regelmäßiger Basis nicht vorgesehen. Auch ein Austausch mit europäischen Energieeffizienz-Stakeholdern existiert bislang nicht systematisch.

**Frage: Sollte eine stärkere Einbeziehung der anderen EU-Mitgliedstaaten oder europäischer Energieeffizienz-Stakeholder erfolgen, um die nationale Energieeffizienzpolitik zu unterstützen bzw. für die deutsche Effizienzpolitik als europäisches Modell zu werben?**

→ Über regelmäßige bilaterale oder multilaterale Abstimmung mit Staaten die ähnliche Energieeffizienzstrategien wie Deutschland verfolgen, könnte ein Erfahrungsaustausch, aber auch eine Koalitionsbildung in Brüssel erleichtert werden.

→ Denkbar wäre analog zu den Länder-Reviews der IEA ein fokussierter Review der deutschen Energieeffizienzmaßnahmen mit dem Ziel, Schwächen des aktuellen Regelwerks aufzudecken und beste Praktiken zu finden.

→ Die europäische Vernetzung europäischer Energieeffizienz-Stakeholder (ecee etc.) könnte zur Erstellung einer eigenen Wissensbasis über Nutzen/Kosten einzelner Instrumente genutzt werden bzw. zur Vermittlung deutscher Erfahrungen an die europäische Ebene.

Jenseits des Erfahrungsaustauschs und der Koordinierung mit europäischen Akteuren sind weitere Ansatzpunkte denkbar, um EU-Strukturen für die deutsche Energieeffizienzpolitik zu nutzen. Dies betrifft zum einen finanzielle Förderungsmöglichkeiten und zum anderen die Nutzung europäischer Informations- und Netzwerkstrukturen.

In finanzieller Hinsicht sind auf europäischer Ebene **Fördermittel für Energieeffizienz** vorhanden [EU-COM 2015], die stärker zur Unterstützung deutscher Energieeffizienzprojekte genutzt werden könnten. Während die Möglichkeiten der Mittelnutzung der europäischen Strukturfonds (EFRE und ESF) vergleichsweise gut genutzt sein dürften, erscheint eine stärkere Nutzung der EU-Mittel für Forschungs- und Anwendungsförderung möglich.

Die Vergabe von Horizon 2020-Mitteln erfolgt im Rahmen europäischer Bieterwettbewerbe auf Ausschreibungen zu bestimmten Projekten. Gefördert werden neben Leuchtturmprojekten und Grundlagenforschung auch Anwendungs- und Umsetzungsstrategien, z. B. die Erarbeitung von Musterverträgen oder Finanzierungslösungen im Bereich Contracting. Eine systematische Unterstützung deutscher Antragssteller existiert bislang nur in einzelnen Bundesländern, jedoch nicht flächendeckend.

**Frage: Ist eine stärkere Unterstützung deutscher Antragsteller geeignet, um durch EU-finanzierte Projekte für den Ausbau von Pilotvorhaben im Energieeffizienzbereich in Deutschland zu nutzen?**

→ Durch z. B. Beratungsdienstleistungen bei der Antragstellung und der Abwicklung der Forschungs- und Anwendungsprojekte kann die Chance auf die erfolgreiche Mitteleinwerbung erhöht werden. In einzelnen Bundesländern (z. B. Baden-Württemberg) bestehen entsprechende Rahmensetzungen schon.

Jenseits der finanziellen Förderung bietet die europäische Ebene im Bereich Energieeffizienz **Vernetzungsangebote**, die stark auf lokale Akteure (Städte, Gemeinden und Kommunen) zugeschnitten sind [Konvent der Bürgermeister 2015<sup>13</sup>, EEA 2015<sup>14</sup>, EU-COM 2015a]. In den genannten Programmen verpflichten sich lokale Akteure zu Zielen und Maßnahmen im Bereich Klimaschutz bzw. nachhaltige Energie und erhalten Hilfestellung bei der Umsetzung ihrer Strategien.

Eine Nutzung dieser Strukturen bzw. deren Anpassung an die Erfordernisse der nationalen Energieeffizienzpolitik könnte eine stärkere Umsetzung von Energieeffizienz und eine bessere Vernetzung auf kommunaler Ebene ermöglichen (siehe auch Abschnitt 4.2.4).

**Frage: Können europäische Netzwerk-Instrumente wie der Konvent der Bürgermeister stärker zur Kapazitätsbildung und Vernetzung der Städte und Kommunen in Deutschland genutzt werden?**

#### 4.1.2.2 Bundesebene

Auf Bundesebene regelt die Gemeinsame Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO) klar die Federführung und Zusammenarbeit der Ressorts. In dieser Hinsicht sind auch für die Energieeffizienzpolitik Strukturen und Abläufe formal definiert.

Spielraum besteht in dem Ausmaß der Institutionalisierung der **Ressortzusammenarbeit** beim Thema Energieeffizienz. Zu überlegen wäre, die bislang auf Legislativvorhaben bzw. die Erstellung von Strategie- und Berichtsdokumenten fokussierte Zusammenarbeit stärker dauerhaft zu institutionalisieren.

---

<sup>13</sup> 72 Unterzeichnende Kommunen aus Deutschland mit zusammen 18,8 Mio. Einwohnern

<sup>14</sup> 263 Städte und Gemeinden sowie 46 Kreise bzw. Landkreise aus Deutschland mit zusammen über 25 Mio. Einwohnern

**Frage: Böte eine stärkere Institutionalisierung der Zusammenarbeit der Bundesministerien bzw. obersten Bundesbehörden im Rahmen einer „IMA<sup>15</sup> Energieeffizienz“ ein Mehrwert gegenüber der aktuellen Koordinierungsstruktur?**

→ Ziel einer dauerhaft institutionalisierten Zusammenarbeit könnte der Austausch und die Arbeitsteilung bei der Umsetzung und der Auswertung von Pilotprojekten auf Bundesebene sein (etwa Feinsteuerung und Anpassung der Mission E der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben [BlmA o.J.]).

Die Energieeffizienzpolitik wird durch eine Reihe **nachgeordneter Behörden und Projektträger der Bundesministerien** unterstützt. Auf der Ebene der nachgeordneten Behörden (BfEE, UBA, BAM) bzw. Projektträger (PTKA, PTJ) erfolgt ein Informationsaustausch häufig nur im Rahmen der Zusammenarbeit an bestimmten Legislativvorschlägen oder deren Umsetzung. Zu hinterfragen wäre hier, ob eine stärkere Vernetzung der nachgeordneten Behörden einen Mehrwert generieren könnte oder ob eine Schärfung des Profils der einzelnen Behörden durch die Fokussierung auf einzelne Energieeffizienz-Themenfelder sinnvoll sein könnte.

**Frage: Macht aufgrund der gestiegenen Anforderungen der Energieeffizienzpolitik eine Spezialisierung/Fokussierung des Energieeffizienz-Arbeitsbereichs der nachgeordneten Behörden Sinn?**

→ Über eine Arbeitsteilung (etwa: BfEE-Grundsatzfragen, Industrie, Energiedienstleistungsmärkte, BAM – Produkte/Ökodesign, UBA - Verbraucherfragen, Verbindung zu Klimaschutzmaßnahmen) könnten Ressourcen fokussierter eingesetzt werden.

→ Andere EU-Mitgliedstaaten mit vergleichbar ambitionierten Energieeffizienzpolitiken wie Deutschland weisen institutionell eine klare Trennung in politische Ebene (Ministerien) und eine technische Ebene (nachgeordnete Behörden/staatliche Energieagentur) auf. Beispiele hierfür sind etwa Dänemark (ENS – Energi styrelsen), Schweden (Energimyndigheten), Finnland (Motiva), Irland (Sustainable Energy Ireland) oder Frankreich (ADEME). Ziel dieser Trennung ist neben dem Aufbau technischer Kapazität die Sicherstellung Ausreichender Personalressourcen für das Monitoring von Energieeffizienzpolitik.

#### 4.1.2.3 Bundesländer

Jenseits des formellen Gesetzgebungsverfahrens erfolgt eine vertikale **Abstimmung der Energieeffizienzpolitik mit den Ländern** über den Bund-Länder-Arbeitskreis Energieeffizienz. Über diesen Arbeitskreis sind die für Energieeffizienz zuständigen Fachministe-

<sup>15</sup> IMA: Interministerielle Arbeitsgruppe

rien der Bundesländer in einen Dialog mit dem BMWi eingebunden. Ziel ist neben dem Informationsaustausch eine vergleichsweise lose Koordinierung der Energieeffizienzstrategien auf Bundes- und Landesebene. Speziell für die Meldung von Energieeinsparungen im Rahmen von Artikel 7 der Energieeffizienzrichtlinie an die Europäische Kommission wurde durch die Wirtschaftsministerkonferenz ein einheitliches Monitoring und ein formaler Austausch von Daten beschlossen [Wirtschaftsministerkonferenz 2013].

Neben der vertikalen Koordinierung wurde zur **horizontalen Koordinierung zwischen den federführenden Länderministerien** ein Abteilungsleiterdialog „Energie“ ins Leben gerufen. Dieser Dialog soll jenseits der klassischen Abstimmungsstrukturen der Wirtschafts- bzw. Umweltministerkonferenz ein Forum für die für Energieeffizienz zuständigen hohen Beamten bieten. Damit soll sichergestellt werden, dass ein Austausch über Politiken und Instrumente im Energieeffizienzbereich auch dann gewährleistet ist, wenn die Zuständigkeit für Energiefragen von unterschiedlichen Fachministerien wahrgenommen wird (z. B. im Umweltressort in Baden-Württemberg und Bayern, bzw. im Wirtschaftsministerium in Nordrhein-Westfalen).

Von Seiten Bayerns und Baden-Württembergs wurde die Einrichtung einer ständigen Energieministerkonferenz als Abstimmungsforum in die Diskussion gebracht, um neben der vertikalen Koordination mit dem Bund die horizontale Abstimmung zwischen den Ländern zu erleichtern [LandesReg BW/BY 2014].

**Frage: Bietet der Bund-Länder-Arbeitskreis Energieeffizienz weiterhin einen geeigneten Rahmen, um die Energieeffizienz-Strategien der Bundesländer mit den Effizienzzielen der Energiestrategie des Bundes abzustimmen?**

→ Das Thema Energieeffizienz wird mittlerweile als strategisches Ziel in den Energie- und Klimaschutzstrategien nahezu aller Bundesländer angesprochen. Eine gestärkte vertikale Koordinierung könnte die Beiträge der Bundesländer zu den Energieeffizienzzielen stärker herausarbeiten und verdeutlichen.

**Frage: Welchen Mehrwert könnte eine stärkere Institutionalisierung der horizontalen Zusammenarbeit zwischen den für Energieeffizienz federführenden Länderministerien gegenüber der aktuellen Koordinierung erzeugen?**

→ Jenseits der Koordinierung der Landespolitiken könnte eine verbesserte horizontale Abstimmung genutzt werden, um in Form von Clustern einzelne Energieeffizienzmaßnahmen zu testen oder zu fördern. So haben etwa Hessen und Baden-Württemberg im Bereich Contracting verstärkte Anstrengungen unternommen, was ein

gemeinsames Vorgehen als „Contracting-Cluster“ nahelegen könnte.

→ Analog zu den ursprünglichen E-Energy Wettbewerben oder den Modellregionen für Elektromobilität könnten in Modellregionen neue Energieeffizienzinstrumente vor einer bundesweiten Einführung getestet werden (z. B. Einsparzähler, weiße Zertifikate, Einspartarife bei Lastmanagement).

#### 4.1.2.4 Städte und Kommunen

Die Abstimmung und **Einbindung der Kommunen in die Energieeffizienzpolitik** des Bundes erfolgt jenseits der hoheitlichen Umsetzung von Rechtsakten im Wesentlichen indirekt über die Bundesländer bzw. über den Dialog mit den kommunalen Spitzenverbänden (Deutscher Städtetag etc.).

Speziell für den öffentlichen Sektor und die Umsetzung von Energieeffizienzstrategien bei den Endverbrauchern besitzt die lokale Ebene eine Schlüsselfunktion. Über Informationen und Wettbewerbe, etwa im Rahmen des Portals energieeffiziente Kommune der dena [dena 2015], sollen die vorhandenen Energieeffizienzpotenziale ausgeschöpft und ein Austausch von besten Praktiken erleichtert werden.

Im Rahmen von **Energie- und/oder Klimaschutzkonzepten** (European Energy Award, Energy Cities [Energy Cities 2015]) haben viele Städte und Gemeinden als Unterpunkt auch einzelne Ziele oder Maßnahmen im Energieeinsparbereich. Allerdings scheint eine systematische Erschließung des vorhandenen Einsparpotenzials bislang noch nicht flächendeckend gelungen.

So zeigt eine Analyse der lokalen Aktionspläne für nachhaltige Energie (Sustainable Energy Action Plans, SEAPs), die im Rahmen der Zugehörigkeit zum EU-Konvent der Bürgermeister verpflichtend erstellt werden müssen, dass von den 56 deutschen Teilnehmerge Gemeinden lediglich 8 Städte und Gemeinden eigene Energieeffizienzziele aufgestellt haben [Ringel 2015]. Auffällig ist weiterhin, dass die Ansprache von Städten und Kommunen oftmals ähnlich ist und nicht nach Kriterien wie Größe, (Wirtschafts-) Struktur oder personeller Kapazität differenziert.

**Frage: Kann die Bildung bzw. Nutzung einer Dachmarke wie des Konvents der Bürgermeister Energieeffizienz stärker in die lokale Entscheidungsfindung und Umsetzung einbinden?**

→ Formate wie der europäische Konvent der Bürgermeister könnten mit dem Fokus Energieeffizienz speziell für die deutschen Ziele modifiziert und als Austauschplattform genutzt werden.

→ Ziel wäre eine klare Fokussierung auf die Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Im aktuellen Format „CO<sub>2</sub>-

Reduktion“ sind diese Bereiche zwar enthalten, treten aber häufig gegenüber anderen Aktivitäten wie Klimaanpassung oder Mobilität in den Hintergrund.

→ Über die modifizierte Nutzung der europäischen Dachmarke „Konvent der Bürgermeister“ wäre ein Austausch von besten Praktiken europaweit ermöglicht.

**Frage: Sollten für die deutsche Energieeffizienzpolitik einzelne Städte/Gemeinden als Leuchttürme für die lokale Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen hervorgehoben werden?**

→ Die Nutzung von Leuchtturmfunktionen einzelner Gemeinden und Regionen ist in Deutschland bereits gut etabliert und wird europaweit im Rahmen der Smart Cities and Communities vorangetrieben.

→ Dies könnte im Bereich Energieeffizienz weiter ausgebaut werden, indem in Leuchtturmgemeinden Maßnahmen oder Förderprogramme lokal vor einer bundesweiten Einführung als Feldversuch getestet werden.

**Frage: Sollte eine stärkere Feinraasterung der lokalen Akteure erfolgen, um stärker den unterschiedlichen Rahmenbedingungen von Großstädten/kleineren Städten/Kommunen im ländlichen Raum Rechnung zu tragen?**

→ Denkbar wäre eine Vernetzung oder Clusterung von z. B. Großstädten oder Städten mit ähnlichen Industrie- und Energieverbrauchsprofilen.

→ Analog zu den klassischen Energieeffizienznetzwerken könnten Städte-Energieeffizienznetzwerke eingerichtet werden, die dezidiert die Bedürfnisse von Städten und Kommunen adressieren.

#### 4.1.3 Einbindung und Einrichtung neuer Akteursstrukturen

Über die Betrachtung bestehender Akteursstrukturen hinaus scheint im Rahmen der Analyse der Energieeffizienz-Governance auch die Diskussion der Schaffung oder Einbeziehung neuer Akteure und Akteursstrukturen sinnvoll. Dies soll im Folgenden schlaglichtartig für die Bereiche Modellregionen, Energieagenturen und die strukturelle Neuvernetzung einzelner Akteure diskutiert werden.

##### 4.1.3.1 Metropolregionen

Wie in Abschnitt 4.2.4 diskutiert, kann es geboten sein, zwischen Städten und Gemeinden im ländlichen Raum zu unterscheiden, da Energieeffizienzmaßnahmen hier unterschiedlich wirken (z. B. Sanierung von Einzelobjekten in Gemeinden gegenüber der Quartierssanierung in Städten; Sanierungsstrategien, die unterschiedlichen Immobilienpreisen Rechnung tragen müssen; Umfang von



Mobilitätskonzepten, wie etwa durch den Zugang bzw. die Nutzung von Elektromobilität u. ä.).

Vor diesem Hintergrund wäre es vollstellbar, dass Energieeffizienzpolitik direkt **Ballungsräume/Metropolregionen als Umsetzungsstruktur** adressiert. Hier könnten Energieeffizienzlösungen koordiniert mit benachbarten Politikfeldern (Klimaschutz, IKT, Mobilität, Sozialpolitik/Energiearmut) umgesetzt werden bzw. **thematische Cluster** zwischen den Regionen gebildet werden. Eine Übersicht über die deutschen Metropolregionen gibt Abbildung 4-1.

Abbildung 4-1 Metropolregionen in Deutschland



Quelle: [Wikipedia]

**Frage: Bietet die Ansprache von Metropolregionen als informelle Akteursstruktur einen Mehrwert gegenüber der formellen Struktur Bund-Länder-Gemeinden?**

→ Für den Adressatenkreis „Metropolregion“ spricht die zielgerichtete Ansprache von Ballungsräumen, die eine Kombination verschiedener Politikfelder erlaubt und damit Synergien für die Energieeffizienzpolitik erschließt.

→ Verbunden damit ist, dass die Akteurspluralität zu einem erhöhten Koordinierungsaufwand führt und die Gefahr des „Zerfaserns“ der Energieeffizienzpolitik gegeben sein könnte.

#### 4.1.3.2 Energieagenturen

Im Rahmen weiterer Akteursstrukturen wäre zu überlegen, die bislang **informale Zusammenarbeit der verschiedenen Energieagenturen stärker zu formalisieren** bzw. durch bundesweite Kampagnen zu stärken. Zwar besteht mit dem Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands (eaD) ein Akteur, der 39 Energieagenturen bündelt [eaD 2015], eine umfassende Strukturierung der Energieagenturen in Regional- und Landesverbände bzw. eine flächendeckende Erfassung in einer **Dachmarke** ist nicht systematisch vorhanden.

**Frage: Kann über eine stärkere Vernetzung der Energieagenturen oder eine formale Einbindung in die Energieeffizienzpolitik ein zusätzlicher Kapazitätsaufbau geleistet werden?**

→ Auch wenn die meisten Energieagenturen Kompetenzfelder in allen Energieeffizienzbereichen besitzen, ist häufig dennoch eine Spezialisierung bzw. Fokussierung auf einzelne Bereiche zu erkennen. Durch eine Netzbildung könnte ein weiterer Kapazitätsaufbau bzw. eine stärkere Spezialisierung gewährleistet werden.

#### 4.1.3.3 Vernetzung einzelner Akteure

Auf europäischer Ebene wird mit der Förderlinie „Horizon 2020 – Energieeffizienz“ (früher als Programm „Intelligente Energie Europa“) die Vernetzung von einzelnen Akteuren zur Umsetzung von **Demonstrations- und Anwendungsvorhaben** gefördert.

Hierbei werden in Förderwettbewerben in thematischen Ausschreibungen Bietergemeinschaften ausgewählt, die bestimmte Voraussetzungen erfüllen müssen (Mindestteilnehmer, Mindest-Erfolgsindikatoren in Form von Energieeinsparungen und sensibilisierten Endverbrauchern). Die Projekte müssen geeignet sein, ähnliche Akteure zur Nachahmung des Pilotprojekts anzuregen und als Blaupause für ähnliche Projekte zu dienen.

Entgegen der klassischen Forschungsförderung basieren die geförderten Projekte auf der Anwendung und Nutzung bereits existierender Technologien und Verfahren. Damit wird eine Schnittstelle zwischen Forschung und Einsatz am Markt geschaffen bzw. für eine breitere Verwendung bestehender Technologien und Verfahren gesorgt.

Eine vergleichbare Unterstützung der Partnernetzwerke existiert in Deutschland aktuell in einigen Bundesländern bzw. Regionen [Minus Energie 2015], ist aber nicht systematisch bundesweit vorhanden.

**Frage: Ist die Einrichtung und Förderung von Bieterwettbewerben für Anwendungs- und Demonstrationsprojekte geeignet, um durch projektbezogene Zusammenarbeit einen weiteren Kapazitätsaufbau für Energieeffizienz in Deutschland zu leisten?**

→ Jenseits lokaler und regionaler Energieeffizienznetzwerke kann so die überregionale Zusammenarbeit zu einzelnen Themen umgesetzt werden. Denkbar wäre auch die Unterstützung der Vernetzung durch eine überregionale Projektbörse, etwa geführt durch PTJ/PTKA.

#### 4.1.4 Ablauforganisation

Neben der Analyse der Akteursstrukturen umfasst das Gebiet Governance auch die Sichtung der Abläufe bei der Beteiligung einzelner Akteure. Formal sind die Beteiligungsabläufe durch das allgemeine Gesetzgebungsverfahren geregelt. Dabei sind in der Regel nach Verabschiedung eines Gesetzes die Länder bzw. zum Teil die Kommunen für den Vollzug der Vorschriften verantwortlich.

Während mit diesem Mechanismus der formale Vollzug einer Rechtsvorschrift gesichert ist, führt dies nicht zwangsläufig zu **Rückkopplungen über Vollzugsprobleme** oder bestehende, vor allem lokale, Barrieren, die den Einsatz des Energieeffizienzinstrumentariums abschwächen.

Ein solches Feedback könnte geeignet sein, um frühzeitig auf Barrieren oder unerwünschte Nebenwirkungen (etwa: Gentrifizierung) bei der Umsetzung der Energieeffizienzpolitik aufmerksam zu werden.

**Frage: Bietet die Einrichtung eines Feedback-Kanals für Kommunen und Länder an den Bund bei der Umsetzung von Energieeffizienzpolitik eine Möglichkeit, möglichst frühzeitig auf lokale Umsetzungshindernisse reagieren zu können?**

→ Ähnlich wie Schlichtungsstellen für Energiedienstleistungen Rückkopplungen über gängige Probleme auf den EDL-Märkten erlauben, könnte ein (online-)Rückkopplungssystem für Umsetzungshindernisse oder Marktbarrieren die Markttransparenz stärken und eine möglichst frühzeitige Anpassung der jeweiligen Rechtsvorschriften ermöglichen.

In gewisser Hinsicht bieten die eingerichteten **Energieeffizienz-Plattformen** solche Rückkopplungsmöglichkeiten. Darüber hinaus stellen die verschiedenen Plattformen eine frühzeitige Beteiligung der verschiedenen Akteure sicher und sind damit eine klare Weiterentwicklung der bislang praktizierten Verbändeanhörungen.

**Frage: Sollte die bereits für den NAPE praktizierte Einbindung der Interessenvertreter weiter ausgebaut werden?**

→ Jenseits der Diskussion um weitere Maßnahmen zum Erreichen der Energieeffizienzziele könnten die Plattformen einen Best practice-Austausch befördern bzw. eine Vernetzung zwischen den Akteuren aus Wirtschaft, NROs, Verbraucherverbänden und Wissenschaft unterstützen.

→ Eine stärkere Nutzung der öffentlichen Konsultationen auch im Energieeffizienzbereich könnte eine stärkere Bürgerbeteiligung und Bürgersensibilisierung für Energieeinsparpotenziale ermöglichen.

#### 4.1.5 Vorläufiges Fazit

Die vorangegangene Diskussion zeigt, dass die formalen Abstimmungsstrukturen für Energieeffizienz in Deutschland gut etabliert und im Wesentlichen erfolgreich sind.

Aufgrund der Tatsache, dass für den weiteren ambitionierten Ausbau der Energieeffizienz in Deutschland über die formale Koordination hinaus eine informale Unterstützung zunehmend an Bedeutung gewinnt, werden eine Reihe von Fragen aufgezeigt, wie die aktuellen Koordinierungsstrukturen und Abläufe auf allen Ebenen vor allem in folgender Hinsicht ergänzt werden könnten:

- Stärkere **Nutzung der europäischen Ebene für die deutsche Energieeffizienzpolitik**, sowohl im Hinblick auf die Gestaltung der Rahmenbedingungen, als auch in finanzieller und informatorischer Hinsicht.
- Überprüfung einer stärkeren **Formalisierung der informellen Abstimmungsmechanismen auf Bundesebene** sowie Prüfung von Synergien und **Arbeitsteilungsmöglichkeiten der nachgeordneten Behörden**.
- Stärkung der horizontalen Koordination und **Clusterbildung der Bundesländer im Energieeffizienzbereich** zur Umsetzung von Modellregionen.
- Differenziertere Ansprache der lokalen Ebene, etwa über **Leuchtturmgemeinden** oder die **Schaffung einer Dachmarke für Energieeffizienz auf lokaler Ebene**.
- Schaffung von **Rückkopplungsmechanismen** zu Umsetzungsproblemen und Energieeffizienzbarrieren auf lokaler Ebene bzw. stärkere Zusammenarbeit beim Monitoring von Energieeffizienzmaßnahmen.

Die Einbindung bzw. Einrichtung neuer Akteure bzw. deren Vernetzung ist bislang nur vereinzelt vertieft wissenschaftlich untersucht [Johnson 2013]. Speziell im Rahmen einer Verknüpfung von Energieeffizienzpolitik mit anderen Politikfeldern wie IKT, Mobilität und Klimaschutz wäre etwa die Ansprache von Metropolregionen und Ballungsräumen als neue Akteursstruktur interessant. Hierdurch könnten zum einen stärker Modellregionen eingerichtet wer-

den, um innovative Instrumente und Verfahren zu testen. Zum anderen würde diese Struktur direkt ein Großteil der Bevölkerung ansprechen, was zu einer Skalierung der Energieeffizienzpolitik beitragen kann.

#### 4.1.6 Literatur

BDI (2012): Pressemitteilung. BDI gegen eine EU-Energieeffizienzbürokratie. Verfügbar unter:

[http://www.bdi.eu/download\\_content/BDI\\_gegen\\_EU\\_Energieeffizienz\\_Buerokratie.PDF](http://www.bdi.eu/download_content/BDI_gegen_EU_Energieeffizienz_Buerokratie.PDF)

BlmA (o.J.): Mission E – Die Kampagne. Verfügbar unter:

<https://missione.bundesimmobilien.de/519166/Kampagne>

dena (2015): Energie- und Klimaschutzmanagement. Verfügbar unter: <http://www.energieeffiziente-kommune.de/energiemanagement/energie-und-klimaschutzmanagement/>

eaD(2015): Darstellung des Bundesverbands der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands, verfügbar unter

<http://www.energieagenturen.de/index.php/cat/27/title/Wir>

EEA (2015): About the EEA. Verfügbar unter: <http://www.european-energy-award.org/european-energy-award/>

Energy Cities (2015): About Energy Cities. Verfügbar unter:

<http://www.energy-cities.eu/>

EU (2009): Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte, ABI EG L 285, S. 10-35

EU (2010): Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18.06.2010 über die Gesamteffizienz von Gebäuden, ABI EU Nr. L 153

EU (2010a): Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen, ABI EU Nr. L 153, 1-12

EU (2012): Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABI. EU Nr. L 315, 1

EU-COM (2015): Financing energy efficiency. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/financing-energy-efficiency>

EU-COM (2015a): Smart cities and communities – what is it? Verfügbar unter: [http://ec.europa.eu/eip/smartcities/about-partnership/what-is-it/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/eip/smartcities/about-partnership/what-is-it/index_en.htm)

Johnson et al. (2013): Scaling up multifamily energy efficiency programs: A metropolitan area assessment. ACEEE report, 135, März 2013

Konvent der Bürgermeister (2015): Darstellung des Konvents. Verfügbar unter: [http://www.konventderbuergermeister.eu/about/covenant-of-mayors\\_de.html](http://www.konventderbuergermeister.eu/about/covenant-of-mayors_de.html)

LandesReg BW/BY (2014): Gemeinsames Positionspapier: Energie für Deutschlands starken Süden. Verfügbar unter: [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/140128\\_Positionspapier\\_Energiewende.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/PDF/140128_Positionspapier_Energiewende.pdf)

Minus Energie (2015): Projektbörse Energieeffizienz für Berlin-Brandenburg, verfügbar unter: <http://www.minus-energie.de/front-end/index.cfm?tlid=1&lid=1&rbid=47&bid=24&mid=0>

Ringel (2015): Energy policy governance for energy efficiency. Analysis of the Sustainable Energy Action Plans. In: GIZ et al., MultiEE-Project. Veröffentlichung Dez. 2015.

Wikipedia: Metropolregionen in Deutschland, verfügbar unter Wikimedia Commons - [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Karte\\_Metropolregionen.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Karte_Metropolregionen.svg)

Wirtschaftsministerkonferenz (2013): Beschluss-Sammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 5./6. Juni 2013 in Warnemünde, K11, Band 153, Punkt 6.7 der Tagesordnung: Nationale Umsetzung der EU-Effizienz-Richtlinie.

## 4.2 Glossar Sektorkopplung

### 4.2.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen nehmen unter Aufwendung technischer Arbeit Wärme niedriger Temperaturen z. B. aus der Umgebungsluft oder oberflächennahe Erdwärme (Wärmequelle) auf und erzeugen unter Zuhilfenahme von Antriebsenergie (in der Regel: Strom, seltener: Erdgas) Wärme auf dem Temperaturniveau der benötigten Raumwärme (Wärmesenke). In den meisten Wärmepumpentypen wird hierzu auf der Wärmequellenseite ein Kältemittel verdampft. Durch Druckerhöhung mittels eines Kompressors kann der Dampf bei erhöhter Temperatur wieder kondensiert werden. Die frei werdende Kondensationswärme kann dann an die Wärmesenke abgegeben werden.

Die Effizienz von Wärmepumpen wird mit Hilfe der Jahresarbeitszahl (JAZ<sup>16</sup>) ausgedrückt. Abhängig von der Art der Wärmepumpe, vom zu beheizenden Gebäude und der fachgerechten Installationen können sehr unterschiedliche JAZ realisiert werden, wobei der Mittelwert in etwa bei 2,7 bis 3,9 anzusiedeln ist.<sup>17</sup> Die Jahresarbeitszahl ist von der erforderlichen Vorlauftemperatur und der Qualität der Wärmequelle abhängig. Insbesondere geht die Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen, die die Umweltwärme lediglich aus der Umgebungsluft beziehen, im Winter stark zurück. Zukünftig sind beispielsweise durch die Einführung von leistungsgeregelten Anlagen weitere Verbesserungen der JAZ möglich.

Der Stromverbrauch von Wärmepumpen wird sich bis 2050 in etwa verdoppeln. Dies wird jedoch teilweise durch den Rückbau von direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicherheizungen kompensiert, so dass der Stromverbrauch zur Raumwärmeerzeugung voraussichtlich in etwa auf heutigem Niveau liegen wird.<sup>18</sup>

#### Flexibilität

In Zeiten hoher Wärmelast, insbesondere bei sehr kalter Witterung eher gering, da die meisten Wärmepumpensysteme eher knapp dimensioniert sind. Ansonsten ist ohne Komfortverlust eine Lastverschiebung von 3-4 Stunden möglich. In der Regel wird ein Pufferspeicher beim Betrieb einer Wärmepumpe vorgesehen, um eine Vergleichmäßigung der Schaltzeiten zu erreichen. Dies ermöglicht auch die netzseitige Ansteuerung als stundenweise abschaltbare Last.

---

<sup>16</sup> Die Jahresarbeitszahl gibt das Verhältnis der über das Jahr abgegebenen Wärme zur aufgenommenen elektrischen Energie an.

<sup>17</sup> Prognos, ifeu, IWU. 2015. Wissenschaftliche Begleitforschung zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Unveröffentlichte Kurzexpertise zum Stand von Wärmepumpen.

<sup>18</sup> Prognos, ifeu, IWU. 2015. Wissenschaftliche Begleitforschung zur Energieeffizienzstrategie Gebäude.

### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Hoch, da sie aufgrund der Abhängigkeit von der Außentemperatur eine hohe Gleichzeitigkeit an sehr kalten Tagen aufweisen.

### **Luft-Wasser-Wärmepumpe**

Die Luft-Wasser-Wärmepumpe verwendet als Wärmequelle die Umgebungsluft. Im Vergleich zur Sole-Wasser-WP und Wasser-Wasser-WP benötigt sie weniger Platz. Darüber hinaus ist sie nahezu überall und mit geringem Aufwand einsetzbar und daher insbesondere für die Sanierung bestehender Gebäude oder Heizungsanlagen interessant. Ihre Effizienz ist jedoch abhängig von der Außenlufttemperatur. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen der Außenluft und der geforderten Heizwärme ist, desto schlechter die Jahresarbeitszahl. Daher sind sie für gänzlich sanierte Bestandsgebäude wenig geeignet.

Die Jahresarbeitszahl liegt im Schnitt zwischen 2,9 und 3,1. Bei sehr kalten Außentemperaturen kann die Tagesarbeitszahl aber auch wesentlich geringer ausfallen.

### **Sole-Wasser-Wärmepumpe**

Die Sole-Wasser-Wärmepumpe nutzt die im Boden gespeicherte Wärme als Wärmequelle. Die Wärmequelle wird meist entweder durch Erdwärmesonden oder über einen Erdwärmekollektor erschlossen.

- Der Erdwärmekollektor wird in Schleifen in einer Tiefe von etwa 1,2 bis 2 Metern verlegt. Die benötigte Fläche ergibt sich aus der Bodenbeschaffenheit und der Heizlast des zu beheizenden Objekts. Die erzielbaren Wärmeerträge liegen etwa zwischen 8 und 40 W/m<sup>2</sup>. Aufgrund des relativ hohen Flächenbedarfs ist diese Bauweise für dichter besiedelte Gebiete nur eingeschränkt geeignet.
- Im Gegensatz zu Erdwärmekollektoren ist der Platzbedarf für Erdwärmesonden deutlich geringer. Erdwärmesonden werden in vertikale, bis zu 250 m tiefe Bohrungen eingebracht. Ohne bergbaurechtliche Sondergenehmigung sind jedoch nur Bohrtiefen von bis zu 100 m möglich. Insbesondere für die Beheizung von Mehrfamilienhäusern in dichter besiedelten Gebieten ist die so erzielbare Wärmebereitstellung häufig nicht ausreichend, da Mindestabstände von 5 bis 6 Metern zwischen 2 Sondenbohrungen eingehalten werden müssen.

Das oberflächennahe Erdreich ist im Vergleich zur Außenluft wesentlich weniger stark von Temperaturschwankungen gekennzeichnet. Die JAZ von Sole-Wasser-Wärmepumpen liegt daher im



Mittel höher als die der Luft-Wasser-Wärmepumpen. Erdwärmesonden ermöglichen im Vergleich zu Erdwärmekollektoren höhere JAZ, da der Erdboden in größeren Tiefen im Winter deutlich weniger auskühlt. Die Bandbreite der JAZ von Sole-Wasser-Wärmepumpen liegt in einem Bereich von 3,5 bis 5,4. Im Mittel liegt sie bei 4,3 (ISE, 2015).

### **Wasser-Wasser-Wärmepumpe**

Bei Wasser-Wasser-Wärmepumpen dient in der Regel Grundwasser als Wärmequelle. Dieses ist allerdings nicht überall in geeigneter Menge und Wasserqualität sowie in nicht allzu großer Tiefe verfügbar. Die JAZ von Wasser-Wasser-Wärmepumpen liegt in etwa in der Größenordnung von Sole-Wasser-Wärmepumpen und sind zwischen 2 und 4,4 anzusiedeln.

### **4.2.2 Nachtspeicherheizungen**

Nachtspeicherheizungen sind elektrisch betriebene Heizungen, bei denen nachts mit Hilfe von Strom ein Wärmespeicher aufgeheizt wird, so dass tagsüber Wärme abgegeben werden kann. Entsprechende Heizungen wurden vor allem in den 1950er bis 70er Jahren mit dem Ziel eingebaut, die Auslastung von Kohle- und Atomkraftwerken zu verstetigen. Der sogenannte Nachtstrom war als Niedertarif zu beziehen und damit vergleichsweise günstig. Inzwischen bieten Nachtspeicherheizungen gegenüber alternativen Heizungen in der Regel keine Kostenvorteile. Darüber hinaus sind sie nur schlecht regelbar. Ihr Wirkungsgrad<sup>19</sup> liegt bezogen auf die Einzelanlage in etwa bei 100 %. Damit liegen sie unter Wirkungsgrad von strombetriebenen Wärmepumpen<sup>20</sup> und sind mithin deutlich ineffizienter.

### **Flexibilität**

Eher gering. Nachtspeicherheizungen sind nur eingeschränkt regelbar, ältere Anlagen sind zum Teil nicht mit einer Außentemperatursteuerung ausgestattet, so dass die Regelung manuell erfolgen muss. Eine Aufladung des Speichers abhängig von der gegenwärtigen Lastsituation im Stromnetz wäre nur durch den Einbau zusätzlicher Mess- und Regelungstechnik möglich. Neuere Anlagen verfügen häufiger über eine außentemperaturgeregelte Aufladesteuerung, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, zumindest eingeschränkt auf das Betriebsverhalten Einfluss zu nehmen. Dennoch werden die Speicherheizungen in der Regel in mehr oder weniger fixen Zeiträumen aufgeladen, die sich am jeweils bezogenen Tarif orientieren. An kalten Tagen ist davon auszugehen, dass Nachtspeicherheizungen nicht nur in den Nachtstunden, sondern

---

<sup>19</sup> Wirkungsgrad als Verhältnis zwischen Nutzenergie (vor Verteilverlusten) und eingesetzter Endenergie.

<sup>20</sup> Wirkungsgrad als Verhältnis zwischen Nutzenergie (vor Verteilverlusten) und eingesetzter Endenergie ohne Umweltwärme. Dieses Verhältnis wird bei Wärmepumpen typischerweise durch die Jahresarbeitszahl ausgedrückt.

auch über den Tag verteilt Strom nachfragen, da die gespeicherte Wärme häufig nicht ausreicht und nachgeheizt werden muss.

Auch solare und interne Wärmegewinne können regelungstechnisch nicht berücksichtigt werden.

### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Die Aufladung von Nachtspeicherheizungen erfolgt üblicherweise zwischen 19 Uhr und 8 Uhr morgens, ggf. ist eine Tagnachladung zwischen 12 Uhr und 18 Uhr erforderlich, jedoch ist davon auszugehen, dass Nachtspeicherheizungen auch im Tagesverlauf bei kälteren Temperaturen durchgängig Strom beziehen. Die Strombezugsleistung steigt mit sinkender Temperatur deutlich an. Im Vergleich zu direktelektrischen Heizungen sind sie aufgrund der Wärmespeicherfähigkeit aber zumindest eingeschränkt steuerbar.

### **4.2.3 Direktelektrische Heizung**

Die direktelektrische Heizung erzeugt im Gegensatz zur Nachtspeicherheizung sofort nach Einschalten Wärme. Unter direktelektrische Heizungen werden hier Konvektoren, Schnellheizer, Natursteinheizung, Flächenspeicherheizungen, Deckenstrahlheizungen, Flächenheizungen und Infrartheizungen verstanden. Die Wirkungsgrade liegen in etwa bei 100 %, liegen damit deutlich unter den Wirkungsgraden von strombetriebenen Wärmepumpen und sind mithin deutlich ineffizienter.

### **Flexibilität**

Gering, da die Stromnachfrage stark temperaturabhängig ist und eine Speicherung der Wärme nicht vorgesehen ist. Eine Lastverschiebung ist daher nicht möglich.

### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Hoch. Stromdirektheizungen werden überwiegend abends und abhängig von der Außentemperatur betrieben.

### **4.2.4 Heizstab**

Mit Hilfe eines Heizstabs, der in einem Heizungspufferspeicher oder Trinkwarmwasserspeicher positioniert wird, lässt sich überschüssiger Strom von PV-Dachanlagen im selben Gebäude insbesondere zur Warmwasserzeugung nutzen. Die Nutzung des PV-Stroms im Heizstab erfolgt, wenn nach Deckung des Strombedarfs des Gebäudes darüber hinaus gehende Strommengen aus der PV-Anlage zur Verfügung stehen, die entweder eingespeist werden können oder zur Wärme- und Warmwasserbereitstellung ge-

nutzt werden können. Die Wahl zwischen Einspeisung und Wärmeerzeugung ist dann in der Regel abhängig von der Wirtschaftlichkeit der beiden Alternativen.

Die Wirkungsgrade liegen wie bei den anderen Stromheizungen bei 100 %.

### **Flexibilität**

Die Nutzung des selbst erzeugten Stroms führt bei Ersatz von Strombezug aus dem Netz zu einer Entlastung des Stromsystems. Der PV-Strom steht allerdings vermutlich vor allem zu Zeiten hoher EE-Erzeugung zur Verfügung. Eine Entlastung des Stromsystems zu Zeiten geringer EE-Einspeisung ist nur eingeschränkt möglich.

### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Die Nutzung des PV-Stroms senkt den Strombezug aus dem Netz und entlastet das Stromnetz dadurch. In Zeiten geringer EE-Erzeugung und sehr kalten Temperaturen fällt diese Entlastung voraussichtlich jedoch geringer aus. Wird darüber hinaus die Wärmeerzeugung über strombetriebene Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen geleistet, hat der Heizstab zu diesen Zeiten vermutlich nur eine geringe dämpfende Wirkung auf die Abend- und Winterspitze.

## **4.2.5 Klimaanlage**

Für die Raumkühlung werden im Wesentlichen elektrische Kompressionskältemaschinen eingesetzt. Letztlich entspricht dies thermodynamisch der Umkehrung des Wärmepumpenkreislaufs. Dabei nimmt ein Kältemittel Umgebungswärme auf und wird anschließend verdampfend verdampft, nach einer Druckerhöhung gibt das Kältemittel die aufgenommene Wärme im Kondensator ab und wird danach auf ein niedriges Druckniveau entspannt. Der energetische Aufwand ergibt sich hauptsächlich aus der Leistung, die dem Verdichter für den Druckhub zugeführt werden muss. Die Jahresarbeitszahl hängt von der Auslegung und insbesondere der gewählten Verdichtertechnologie ab und liegt im Mittel zwischen 2,5 und 3,5.

### **Flexibilität**

Gering, da die Kälte temperaturabhängig benötigt wird. Allerdings ist grundsätzlich eine hohe Gleichzeitigkeit von Kühlleistung und solarer Einstrahlung zu erwarten. Ferner kann Kälte auch in Kältespeichern zwischengespeichert werden.

### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Gering, da die Kühllast überwiegend mittags und in den Sommermonaten anfällt.

#### 4.2.6 Großwärmepumpe

Großwärmepumpen eignen sich beispielsweise, um Raum- und Prozesswärme für Industrie- und Gewerbebetriebe bereitzustellen. Darüber hinaus können sie auch in Wärmenetze integriert werden. Neben den Wärmequellen Luft, Erdreich, Wasser ist insbesondere auch die Nutzung von bei der Produktion eventuell anfallender Abwärme interessant. Im Unterschied zu den als Raumheizung eingesetzten Wärmepumpen sind bei Großwärmepumpen häufig ein größerer Temperaturhub und eine höhere Endtemperatur gefragt. In Wärmenetzen werden sie in der Regel in der Grundlast eingesetzt, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen und in Kombination mit KWK und Heizkesseln zur Spitzenlastabdeckung betrieben.

Ein 2010 in der Schweiz durchgeführter Feldtest ermittelte mittlere JAZ von Großwärmepumpen von 2,5. Im Schnitt liegen die Großwärmepumpen damit unterhalb der JAZ von Wärmepumpen, die zur Beheizung von Einzelobjekten genutzt werden. Die Ursachen liegen unter anderem an hohen erforderlichen Einspeisetemperaturen und der oftmals größeren Wärmeleistungen.

##### **Flexibilität**

Die Integration der Wärmepumpe in ein Fernwärmesystem führt dazu, dass die Stromerzeugung der vorhandenen Grundlast-KWK-Anlagen zurückgeht. Ggf. ist ein erhöhter Strombezug von außerhalb des Netzes erforderlich. Darüber hinaus steigt innerhalb des Systems der Stromverbrauch an, da die Wärmepumpe Antriebsenergie benötigt. Durch die Einbindung in größere Systeme ist die Stromnachfrage prinzipiell flexibler steuerbar als dies bei kleinen Wärmepumpen zur Beheizung einzelner Objekte möglich wäre und Lastspitzen können besser ausgeglichen werden. Dies gilt insbesondere für Wärmenetze, die mit KWK-Anlagen betrieben werden und über Wärmespeicher verfügen.

##### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Gering, da der Betrieb überwiegend in der Grundlast erfolgt und durch die Kombination mit KWK-Anlagen in Wärmenetzen die Stromnachfrage im System gedeckt werden kann.

#### 4.2.7 Elektrodenkessel

Der Elektrodenkessel erzeugt Warmwasser, Heißwasser oder Dampf durch das Einfahren von Elektroden in ein Elektrolyt (salzhaltiges Wasser). Elektrodenkessel kommen in Wärmenetzen zum Einsatz und werden in Zeiten eingeschaltet, in denen die Wärmeerzeugung durch Strom günstiger ist als der Betrieb der konventionellen Heizwerke und KWK-Anlagen. Darüber hinaus werden sie häufig auch zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt.

Der Wirkungsgrad liegt in etwa bei 100 %; die Technologie ist mit-hin deutlich ineffizienter als Wärmepumpen.

#### **Flexibilität**

Hoch. Der Stromverbrauch erfolgt in Zeiten, in denen ausreichend Strom im Netz zur Verfügung steht. Bei vorhandenem Wärmespeicher kann damit eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmenachfrage erzielt werden.

#### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Gering.

#### **4.2.8 Elektro-PKW**

Elektro-PKW können als mobile Speicher eingesetzt werden und zeitlich gesteuert geladen werden in Abhängigkeit der Stromverfügbarkeit. Bislang ist der Stromverbrauch von Elektro-PKW noch sehr gering. Bis 2050 ist aber von einer deutlichen Zunahme auszugehen.

Der Wirkungsgrad von Elektroautos variiert in Abhängigkeit des Fahrzeugs, der Witterung und anderer äußerer Einflüsse, dazu kommen Ladeverluste. Wesentliche Verbrauchstreiber sind darüber hinaus Heizung und Klimaanlage. Der reine Elektromotor hat einen Wirkungsgrad von über 90 %. Abhängig der verschiedenen Verbrauchseinflüsse können ggf. nur ein bis zwei Drittel der Ladeenergie in elektrische Antriebsenergie umwandelt werden.

#### **Flexibilität**

Elektroautos können prinzipiell abhängig von der Netzauslastung bedarfsgerecht geladen werden. Die Möglichkeiten der Lastverschiebung sind jedoch eingeschränkt, da das Auto in der Regel nach bestimmter Zeit mit ausreichender Ladekapazität wieder zur Verfügung stehen muss.

#### **Beitrag zur Abend/Winterspitze**

Die Aufladung von Elektrofahrzeugen erfolgt überwiegend in den Nachmittags- und Abendstunden. Bei einer ungesteuerten Aufladung ist bei zunehmender Verbreitung von Elektroautos mit einem deutlichen Beitrag zur abendlichen Spitze auszugehen. Ist eine intelligente Steuerung der Aufladung über einen längeren Zeitraum hinweg möglich, kann sich der Beitrag zur abendlichen Lastspitze reduzieren und die Elektroautos können zum dezentralen Lastmanagement beitragen.

#### 4.2.9 Schienenverkehr

Im Schienenverkehr erreichen derzeit verwendete Elektrolokomotiven und Triebfahrzeuge bereits hohe Wirkungsgrade. Weitere Effizienzsteigerungen sind durch eine vermehrte Rückspeisung von Bremsenergie möglich, die sich durch die Modernisierung der Triebfahrzeuge und eine entsprechende Ausrüstung von Neufahrzeugen erreichen lässt.

#### 4.2.10 Oberleitungs-LKW

Oberleitungs-LKW werden von Hybrid- oder Elektromotoren angetrieben und beziehen den erforderlichen Strom aus einer über der Straße oder dem Gelände gespannten Gleichstrom-Oberleitung. Ihr Einsatz wäre insbesondere auf stark ausgelasteten Autobahnen denkbar.

#### 4.2.11 Elektrolyse

Durch die Elektrolyse von Wasser kann mit Hilfe von Strom Wasserstoff erzeugt werden. Der Wasserstoff kann entweder direkt genutzt werden oder nach anschließender Methanisierung dem Erdgasnetz zugeführt werden. Der energetische Wirkungsgrad der Elektrolyse von Wasser liegt abhängig vom Verfahren bei bis zu 80 %. Wird der Elektrolyse eine Methanisierung nachgeschaltet liegt der Gesamtwirkungsgrad in etwa bei 60 %.

Das erzeugte Gas kann in allen gasbetriebenen Anlagen verwendet werden, hierzu gehören insbesondere:

- Gas-Brennwertkessel (Wirkungsgrad: 100 %)
- Gas-Niedertemperaturkessel (Wirkungsgrad: 85 %)
- Gas-BHKW (elektrischer Wirkungsgrad: ca. 25-45 %, thermischer Wirkungsgrad: ca. 45-65 %)
- Gaskondensationskraftwerke (Wirkungsgrad bis zu 60 %)
- Gas-KWK (elektrischer Wirkungsgrad: ca. 35-40 %, Gesamtwirkungsgrad ca. 75-90 %)
- Erdgas-PKW (Wirkungsgrad Ottomotor: 40 %)
- Gasherd

Der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff kann auch als Ausgangsprodukte für die Gewinnung von flüssigen Energieträgern dienen. Hierzu wird zunächst Synthesegas erzeugt, das anschließend in einer Fischer-Tropsch-Synthese zu synthetischen Kraftstoffen umgewandelt werden kann. Der Gesamtwirkungsgrad von Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Prozess liegt bei bis zu 70 %.

#### 4.2.12 KWK

Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in mechanische oder elektrische Energie und

nutzbare Wärme in einem thermodynamischen Prozess. Die erzeugte Wärme muss dabei außerhalb der KWK-Anlagen, z. B. für Raumheizung, Warmwasserbereitung, Prozesswärme oder Kälte genutzt werden.

KWK-Anlagen haben durch die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme einen hohen Brennstoffnutzungsgrad. In modernen erdgasgefeuerten KWK-Anlagen können bis zu 90 % des eingesetzten Brennstoffs genutzt werden.

Im Vergleich zu einer Erzeugung von Strom in Kondensationskraftwerken und der Erzeugung von Wärme mit Heizkesseln kann durch die Nutzung des KWK-Prozesses zwischen 20 und 25 % Primärenergie eingespart werden.

### **Flexibilität**

Das mögliche Erzeugungsprofil von KWK-Anlagen im Bereich der allgemeinen Versorgung ergänzt gut das Einspeiseprofil von Wind und Photovoltaik-Anlagen. KWK-Anlagen können in den aus Systemsicht kritischen Situationen (Hochdrucklage im Winter mit sehr niedrigen Temperaturen und wenig Wind) die notwendige Wärme und Stromerzeugung effizient bereitstellen.

Zudem passt das KWK-Erzeugungsprofil sehr gut zum Verbrauchprofil von Wärmepumpen, da KWK-Anlagen dann viel Strom erzeugen können, wenn Wärmepumpen viel Strom benötigen.

KWK kann, insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern und gas- oder strombetriebenen Spitzenlastkesseln, auch in einem System mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien einen wertvollen Beitrag zur Energieversorgung liefern.

## **4.3 Instrumentenwelten**

### **4.3.1 Zu den Kosten der Instrumentenwelten**

Die verschiedenen Instrumentenwelten adressieren wirtschaftliche Einsparpotenziale in privaten Haushalten, der Industrie, dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie dem Verkehrssektor. Dabei unterscheiden sich die Instrumentenwelten hinsichtlich der durch die Instrumente adressierten Energieeffizienzmaßnahmen und die dadurch induzierten Kosten für die verschiedenen Akteure.

Bei mengensteuernden Instrumenten obliegt die Auswahl der Maßnahmen den verpflichteten Akteuren. Diese werden eine aus Ihrer Sicht kostenoptimale Lösung bevorzugen. Diese Lösung muss nicht die langfristig günstigste Lösung sein, erlaubt jedoch

mit geringerem Kapitaleinsatz auch kurzfristig interessante Einsparpotenziale zu erschließen („low hanging fruits“). Durch die Übernahme eines Teiles der Investitionen durch den mengenverpflichteten Akteur sinken die Kosten für den eigentlichen Investor bzw. den Profiteur der Maßnahme.

Bei preissteuernden Instrumenten wählt der Investor auf Grund des Preissignals die für ihn wirtschaftlichen Maßnahmen aus. Durch die höheren Energiepreise verbessert sich außerdem die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen.

Im Bereich der ordnungsrechtlichen Instrumente erhöhen Mindeststandards die energetische Qualität von auch ohne die Mindeststandards umgesetzten Maßnahmen. Aus energetischer Sicht relevant sind daher nur die zusätzlichen Kosten der höheren energetischen Qualität der Maßnahmen. Auf Seiten der Einsparungen kommen dementsprechend auch nur die zusätzlichen Einsparungen zum Tragen.

Dagegen muss bei zusätzlichen Auslösetatbeständen (beispielsweise Nutzungs- oder Sanierungspflichten) auf Grund der Zusätzlichkeit die vollen Investitionskosten der Maßnahme berücksichtigt werden. Allerdings kann bei derartigen Maßnahmen dann auch die gesamte Einsparung auf der Nutzenseite angerechnet werden.

Allen Instrumentenwelten ist gemein, dass sie sowohl aus volks- als auch betriebswirtschaftlicher Sicht wirtschaftliche Einsparpotenziale adressieren. Mengen- und preissteuernde Instrumente haben dabei auf Grund der Akteursperspektive die Tendenz, Maßnahmen mit kürzerer Amortisation zu bevorzugen, während durch das Ordnungsrecht auch (wirtschaftliche) Maßnahmen mit längeren Amortisationszeiten angestoßen werden können.

#### **4.3.2 Beispiele aus anderen EU-Ländern**

##### **Instrumentenwelt „Ordnungsrecht“: Beispiel Tempolimit in den EU-Ländern**

Instrumente des Ordnungsrechts sind in allen EU-Ländern maßgeblich von Regulierungen auf europäischer Ebene geprägt. Ein größerer Spielraum für nationales Ordnungsrecht besteht noch im Sektor Verkehr. So haben nahezu alle EU-Länder mit Ausnahme von Deutschland, Lettland und Malta ein allgemeines Tempolimit auf Autobahnen eingeführt, das in der Mehrzahl der Länder zwischen 110 und 130 km/h liegt. Die wesentlichen Argumente für die Einführung dieser Maßnahme in diesen Ländern sind - neben dem unmittelbar verbrauchsverringern Effekt durch die Senkung der Durchschnittsgeschwindigkeit und die Verflüssigung des Verkehrs – die Erhöhung der Verkehrssicherheit sowie die Erhöhung des Anteils von PKW mit geringerer Motorisierung.



### **Instrumentenwelt „Preissteuerung“: Beispiel Frankreich (CO<sub>2</sub>-Steuer)**

Ein für Deutschland neues mögliches Instrument in dieser Welt wäre die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer. Frankreich hat eine solche Steuer (taxe carbone) im Jahr 2014 eingeführt [MURE II 2015a]. Der Verbrauch von Energieprodukten (Brennstoffe) wird in Abhängigkeit von deren CO<sub>2</sub>-Inhalt besteuert. Der Steuersatz steigt von 7€/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2014 über 56€/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2020 bis auf 100€/tCO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Nach Einschätzung im Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2014 Frankreichs unter der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU; EED) werden durch dieses sektorübergreifend wirkende Instrument signifikante Energieeinsparungen und erhebliche zusätzliche Einnahmen für den Staatshaushalt erwartet.

### **Instrumentenwelt „Mengensteuerung“: Beispiel Dänemark (Energieeffizienzverpflichtungssystem)**

Neben dem EU-weit eingeführten Emissionshandelssystem (EU-ETS) wurden in den letzten Jahren als wichtiges mengensteuerndes Instrument in vielen EU-Ländern so genannte Energieeffizienzverpflichtungssysteme etabliert. Im Rahmen von der Umsetzung von Artikel 7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie 2012/27/EU; EED) setzen 17 Mitgliedstaaten auf die Einführung einer Energieeffizienzverpflichtung, in der Regel in Kombination mit anderen Instrumenten [Ricardo-AEA 2015]. Unter den Ländern, die schon vor der Einführung der EED Energieeffizienzverpflichtungssysteme etabliert haben, ist neben Italien, Großbritannien und Frankreich auch Dänemark.

In Dänemark gibt es ein solches System bereits seit 2006 [MURE II 2015]. Dänemarks Einsparverpflichtungssystem zeichnet sich durch eine besonders hohe Flexibilität aus, da die verpflichteten Unternehmen in allen Regionen Dänemarks und in allen Sektoren des Endenergieverbrauchs (außer Verkehr) Einsparmaßnahmen durchführen können. Verpflichtet sind 70 Stromnetzbetreiber, 3 Erdgashändler, ca. 400 Fernwärmeunternehmen sowie 6 Ölunternehmen. Die Unternehmen erfüllen ihre Verpflichtungen durch eigene Tochterunternehmen, Verträge mit ESCOs oder mit anderen privatwirtschaftlichen Unternehmen. Die gemeldeten Einsparungen durch das Verpflichtungssystem überschreiten das dänische Einsparziel unter Artikel 7 EED um knapp 200 %. Darüber hinaus wird das Programm als kosteneffizient bei geringen administrativen Kosten bewertet.

#### **4.3.3 Literatur**

Ricardo-AEA (2015): Study evaluating the national policy measures and methodologies to implement Article 7 of the Energy

Efficiency Directive. Final Report for DG Energy.  
<http://goo.gl/Qv4FG2>.

MURE II (2015): Maßnahmenblatt DK 6 “The Energy Companies’ saving effort” <http://goo.gl/x2nxfL>

MURE II (2015a): Maßnahmenblatt FRA 28 „Carbon tax - Taxe carbone“ <http://goo.gl/nJKwa2>

## 4.4 Kosten/Nutzen der Zuschussförderung

### 4.4.1 Ausgangslage & Fragestellung

Bei den Arbeiten zum geplanten „Grünbuch Energieeffizienz“ wurde aus den Kreisen der wissenschaftlichen Gutachter die These aufgestellt, dass die „klassische Förderinstrumentierung ... weitgehend ausgereizt“ sei, somit an „Grenzen stoße“. Diese These hat zu Diskussionen geführt. Die Gutachter wurden gebeten, ihre These weiter zu differenzieren bzw. zu unterfüttern.

Zunächst ist die Aussage hinsichtlich der unterschiedlichen Grenzen zu differenzieren. Beispiele für Grenzen der klassischen Förderung von Energieeffizienz können folgender Natur sein.

- eine bereits **weitgehende Marktabdeckung** durch bestehende Förderprogramme, insbesondere in Hinblick auf unterschiedlichen Effizienztechnologien (Gebäude, Geräte, Anlagen, Querschnittstechnologien...) und auf die unterschiedlichen, in Frage kommenden Zielsegmenten & Sektoren des Endenergieverbrauchs (Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, Verkehr, ...).
- eine bereits **weitgehende Ausschöpfung** von zulässigen Förderquoten, die z. T. bereits heute zunehmend an die Grenzen des jeweiligen zulässigen Spektrums gehen, welches sich insbesondere durch die europäische Beihilferegulungen (im wesentlich nach Art. 108 AEU Vertrag zur Arbeitsweise der Europäischen Union) sowie die nationalen Vorgaben des Zuwendungsrechts (nach BHO und LHO) ergeben.
- Sowie eine **fortschreitende Abnahme der Grenznutzen** der Förderung, insbesondere, wenn Programm-Volumina (für ansonsten gleiche Zwecke & Zielgruppen in bestehenden Programmen) deutlich erhöht werden.
- nicht zuletzt werden Grenzen durch **haushalterische Restriktionen** gesetzt. Das können neben realen Knappheiten auch reale (bzw. durch potenzielle Fördermittelempfänger vermutete) **Unsicherheiten** hinsichtlich der zur Verfügung stehenden **öffentlicher Haushaltsmittel** sein. Eine aufwändige Vorleistung für eine umfangreiche Gesamtinvestition wird ggf. bei zu hoher Unsicherheit vermieden.

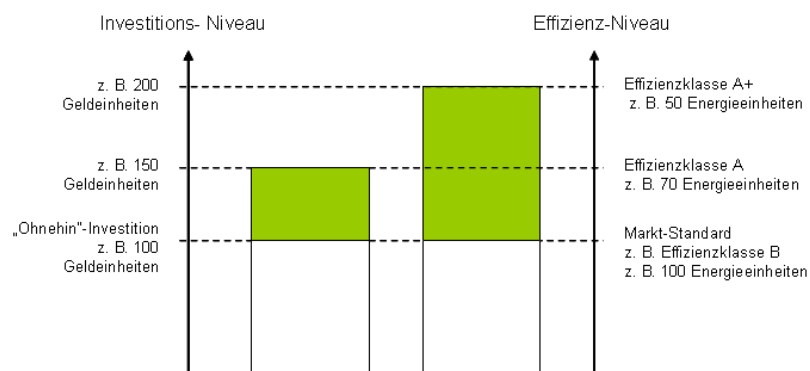
Bei den genannten Grenzen, Knappheiten und Unsicherheiten handelt es sich nicht um absolute Grenzen, die sich exakt bestimmen oder belegen lassen, denn bei hinreichend feiner Differenzierung und Segmentierung wird sich immer noch ein Verwendungszweck finden lassen, der noch mehr gefördert werden könnte. Auch bei den Restriktionen der öffentlichen Haushalte sind die Grenzen relativ: bei entsprechender Prioritätensetzung zugunsten von Energieeffizienz (und zuungunsten anderer Verwendungszwecke) sind Grenzen verschiebbar.

Das vorliegende Diskussionspapier widmet sich vorrangig der **These des abnehmenden Grenznutzens von Förderprogrammen**, insbesondere unter der Annahme, dass es für viele Effizienztechnologien bereits eine relativ hohe Marktabdeckung mit einer relativ hohen Mittelverfügbarkeit für die unterschiedlichen, in Frage kommenden Zielsegmenten & Sektoren gibt.

#### 4.4.2 Methodische Grundlagen

##### Investitionen in Energieeffizienz

Bei einer Energieeffizienz-Investition wird im Allgemeinen eine sogenannte „Ohnehin“-Investition getätigt, die den Normalzustand des Objekts herstellt. Aus energetischer Sicht verfügt sie über das normale Ausstattungs- und marktübliche Effizienzniveau, entsprechend dem Marktdurchschnitt oder dem gesetzlich vorgeschriebenen Mindeststandard. Durch eine Zusatzinvestition kann das Effizienzniveau gesteigert werden, meist kommen, wie in der untenstehenden vereinfachten Grafik, sogar mehrere Stufen der Verbesserung in Betracht, die jeweils höhere Zusatzinvestitionen erfordern.



Ein wirtschaftlich denkender Investor wird bei dieser Entscheidung üblicherweise abwägen, wie hoch die erzielbare Einsparung im Vergleich zur zusätzlichen Investition ist und die Erwartung haben, dass sich die zusätzliche Investition im Rahmen der Lebensdauer des Investitionsobjekts amortisiert. Dies unterstellt vollständige Informiertheit und ein rationales Kalkül des investierenden Wirtschaftssubjekts, welches im Wesentlichen frei von Restriktionen über die Investition entscheiden können sollte („homo oeconomicus“). Die Realität zeigt jedoch, dass die große Mehrheit der nach

dieser Logik wirtschaftlich erschließbaren Effizienzpotenziale aufgrund vielfacher Hemmnisse nicht umgesetzt wird (Gründe: mangelnde Information, organisatorische Hemmnisse, zeitliche, personelle und finanzielle Restriktionen, anderweitige Prioritätensetzung etc.). Eine wesentliche Rolle spielt nicht zuletzt der Umstand, dass Investoren sehr unterschiedliche Erwartungen an ihre Investition haben, die sich selten allein an der Energieeffizienz festmacht.

Die Wirtschaftlichkeit der Effizienz-Investition „im engeren Sinne“<sup>21</sup>, ist (wie bei vielen Kaufentscheidungen) also nur ein Entscheidungsfaktor unter vielen und wird bei den meisten Wirtschaftssubjekten aufgrund der beschriebenen Hemmnisse ohnehin nur unter anderen bzw. selektiv gefiltert ins Kalkül einbezogen<sup>22</sup>.

**Hinweis:** die oben schematisch skizzierte Effizienz-Investition unterliegt bereits dem Prinzip des abnehmbaren Grenznutzens (siehe Ausführungen weiter unten), da der zusätzliche technische Aufwand bei vielen Investitionen stärker ansteigt als die zusätzlichen Einsparungen. Dies ist ein wichtiger, wenn auch nicht der alleinige Grund für die Abnahme des Grenznutzens bei der Zuschussförderung.

### **Förderung von Energieeffizienz**

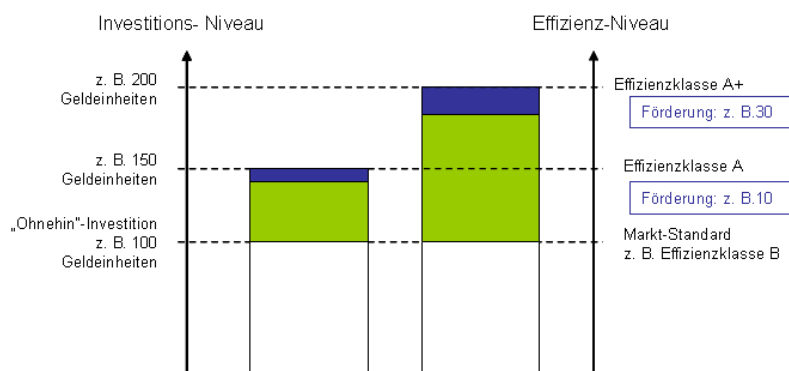
Der Fördermittelgeber kann die Effizienz-Investition durch die Gewährung eines Förderzuschuss anreizen. Der Zuschuss wird an die Erreichung eines bestimmten Effizienzniveaus gekoppelt und dient –neben anderen- primär dem Zweck, die Wirtschaftlichkeit der Einzelmaßnahme aus Sicht des Investors zu verbessern.

Im Wesentlichen geht es bei den meisten Förderprogrammen für Energieeffizienz um eine sogenannte Anteilsförderung für energieeffiziente Investitionen. Es handelt sich um eine Projektförderung mit definiertemwendungszweck. Eine Energieeffizienz-Investition erhält einen anteiligen Zuschuss in Form eines direkten Zuschusses oder einer Zinsvergünstigung (die sich wiederum in einen geldwerten Vorteil im Sinne einer Zuschussförderung übersetzen lässt).

---

<sup>21</sup> hier wird jeweils mit „Wirtschaftlichkeit im engeren Sinne“ die Wirtschaftlichkeit aus energetischer Sicht bezeichnet: eingesparte Energiekosten im Verhältnis zur zusätzlichen Investition. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass es aus Sicht investierender Wirtschaftssubjekte (häufig zahlreiche) weitere Wirtschaftlichkeitskriterien und -kennzahlen gibt, unter denen Investitionsentscheidungen geprüft werden.

<sup>22</sup> Ähnlich verhält es sich mit dem Energiepreis: auch wenn sich das Preissignal direkt linear in der Wirtschaftlichkeit einer Effizienzinvestition niederschlägt, spiegelt sich diese Linearität selten in der Summe der Entscheidungen der Wirtschaftssubjekte wider.



Die Gewährung des Zuschusses wird an die Eigenschaft der geförderten Effizienz-Technologie (z. B. das erreichte Effizienzniveau) oder die energetische Gesamtleistung des geförderten Systems (z. B. Effizienzhaus 55) gekoppelt. In der Regel werden mit der Förderung die *Zusatzinvestitionen* zu ohnehin anstehenden Investitionen (Neubau, Bestandssanierung) oder Vorzieheffekte (vorzogener Ersatz von Anlagentechnik) intendiert und adressiert. Daneben verfolgt die Förderung in der Regel auch weitere Ziele wie Technologiediffusion, Kostendegression, Struktureffekte, Internalisierung externer Kosten etc., die aber hier nicht Gegenstand der weiteren Diskussion sein sollen.

Der Fördermittelgeber kann in seiner Förderrichtlinie festlegen, ob die Förderung bereits bei Überschreiten des marktüblichen Effizienzstandards (wie in der Skizze links, bei Erreichen der Effizienzklasse A) oder ob sie lediglich bei Erreichung besonders hoher Effizienzniveaus gewährt wird (in der Skizze rechts, Effizienzklasse A+). Die Ausgestaltung links charakterisiert in einfacher Weise den Aspekt der „Breitenförderung“ (moderate Zuschüsse bei eher geringem Anforderungsniveau, ideal für große Fallzahlen), während die Ausgestaltung rechts eher für eine „Tiefenförderung“ steht (attraktive Zuschüsse bei hohem Anforderungsniveau, bei einer möglicherweise eher überschaubare Menge an Förderfällen). Beide Aspekte, „Breite“ und „Tiefe“, können auch durch Staffelung in einem Programm kombiniert werden, wie etwa beim KfW Programm Energieeffizient Bauen (Effizienzhaus 70, Effizienzhaus 55 und Effizienzhaus 40).

### Fördereffizienz & Förderhebel

Die Effizienz von Zuschussprogrammen, insbesondere die Effizienz der eingesetzten Fördermittel bezogen auf den primär intendierten Effekt wird im Allgemeinen durch den Förderhebel ausgedrückt. Er bezeichnet das Volumen von eingesetzten Fördermitteln (in der Regel aus dem staatlichen Haushalt) im Verhältnis zur ausgelösten Zusatzinvestition (manchmal auch im Verhältnis zur adressierten Gesamtinvestition). In den einfachen Prinzip-Skizzen

oben beträgt der Förderzuschuss im Beispiel der linken Effizienzinvestition 10, bei der rechten Investition 30 Einheiten, dadurch werden links 50 Einheiten zusätzlich investiert und rechts insgesamt 100 Einheiten. Es ergibt sich ein Förderhebel von 1:5 links und ein Hebel von 1:3,33 rechts.

Es gibt in Deutschland Förderprogramme mit einem sehr hohen Förderhebel (z. B. die bereits zitierten KfW Programme „Energieeffizient Bauen“). Diese zeichnen sich unter anderem dadurch aus, dass sie den Investor in einer günstigen Situation adressieren, in der er „ohnehin“ eine größere Investition tätigt (Erwerb bzw. Errichtung von Wohneigentum), die bereits alle energierelevanten Gewerke (Heizungstechnik, Gebäudehülle) umfasst und daher nur noch geringer zusätzlicher Anreize bedarf, um seine „ohnehin“ geplante Investition um eine Effizienzinvestition zu erweitern. Die Hebel liegen teilweise deutlich jenseits 1:10, also im zweistelligen Bereich. Auf der anderen Seite gibt es Förderprogramme, häufig im gewerblichen Bereich, bei denen der gewährte Förderzuschuss der Effizienzinvestition an die Grenze des EU Beihilferecht geht (30 %). Hier geht der Förderhebel auf ein Verhältnis von 1:3 zurück.

Neben den hier beschriebenen „primären Effizienz“ im Sinne des Förderhebels gibt es bei Förderprogrammen noch weitere Effizienzen, etwa beim Aufwand für die Programmadministration im Verhältnis zur ausgereichten Fördersumme (aus Sicht der Fördermittelgeber und auch aus Sicht der Fördermittelempfänger) oder beim Aufwand für Vertrieb und Marketing als Anteil des Gesamtbudgets. Diese sollen hier nicht weiter vertieft werden.

### **Mitnahmeeffekte bei Förderprogrammen**

Nach dem Gabler Wirtschaftslexikon ist der „*Mitnahmeeffekt ... ein häufig kritisiertes aber in seiner Bedeutung umstrittener Effekt der Zahlung von ... finanziellen Anreizmaßnahmen, bei denen auch ohne zusätzlichen Anreiz teilweise oder in vollem Umfang die gewünschte Verhaltensänderung bereits vorgelegen hätte. Die staatliche Förderung kann sowohl dem Grunde als auch der Höhe nach „mitgenommen“ worden sein. Die Intention der Anreizmaßnahme, zusätzliche Verhaltensänderungen hervorzurufen wird also nicht erfüllt*“. [<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/mitnahmeeffekt.html>]

In der Fördertheorie lassen sich Mitnahmeeffekte vermeiden, wenn ausreichend hohe Anforderungsniveaus gesetzt werden, sodass nur diejenigen Investitionen gefördert werden, die ohne Förderung nicht wirtschaftlich wären.

Aufgrund der beschriebenen Hemmnisse liegen die Verhältnisse in der Förderpraxis meist anders: die adressierten Wirtschaftssubjekte handeln selten „wirtschaftlich (im engeren Sinne)“, sondern

sie unterlassen sehr häufig auch dann Investitionen, obwohl sie „wirtschaftlich (im engeren Sinne)“ sind. In der Förderpraxis herrscht daher weitgehend Einigkeit darüber, dass Mitnahmeeffekte nicht ganz zu vermeiden sind, sondern dass man sie bestenfalls in einem angemessenen Verhältnis zum gewünschten Förderbudget hält. Der Fördergeber muss daher im gewissen Umfang Mitnahmeeffekte einkalkulieren, wenn er bestimmte Förderziele erreichen will. In einer zum Thema passenden Analogie beurteilt auch der Sozialexperte J. Kühl: *„Niemand würde auf den Einsatz seiner Heizung verzichten, obwohl er weiß, dass je nach Isolationsgrad Wärmeverluste entstehen.“* [Kühl 1983].

### **Das Prinzip des abnehmenden Grenznutzens**

Der Grenznutzen ist ein Begriff aus der Wirtschaftswissenschaft. Der Grenznutzen eines Gutes bezeichnet den Nutzenzuwachs, den eine Person oder Gruppe durch den Konsum einer zusätzlichen Einheit dieses Gutes erfährt. Formal handelt es sich beim Grenznutzen um die erste Ableitung der Nutzenfunktion.

Das Prinzip des abnehmenden Grenznutzens wurde erstmalig von Hermann Heinrich Gossen (1810-1858) formuliert und ist als „erstes Gossensches Gesetz“ bekannt. Das erste Gossensche Gesetz greift unter der Annahme kardinal messbaren Nutzens die für die meisten Aktivitäten als gültig erachtete Hypothese auf, dass die erste Aktivitätseinheit mehr (zusätzlichen) Nutzen stiftet als die zweite, die zweite mehr als die dritte, die dritte mehr als die vierte und so weiter. [[https://de.wikipedia.org/wiki/Gossensches\\_Gesetz#Erstes\\_Gossensches\\_Gesetz](https://de.wikipedia.org/wiki/Gossensches_Gesetz#Erstes_Gossensches_Gesetz)]. Das Prinzip des abnehmenden Grenznutzens besagt somit, dass die zweite Ableitung der Nutzenfunktion negativ ist.

Im Folgenden soll weniger die Gültigkeit dieses „Gesetzes“ oder seine Bedeutung für die Mikroökonomie diskutiert werden, sondern vielmehr seine Übertragbarkeit auf den Fördermechanismus. Grundsätzlich erscheint die Analogie zulässig, dass eine Einheit Förderbudget für den Förderempfänger einen Anreiz darstellt, bestimmte Dinge (zusätzlich) zu tun. Im Folgenden soll die These untersucht werden, ob die nächste Einheit Förderbudget den gleichen Nutzen stiften kann oder ob die nächste Einheit –analog zum ersten Gossenschen Gesetz– einen abnehmenden Grenznutzen stiftet.

#### **4.4.3 Ein Beispiel zur Verdeutlichung**

Man stelle sich eine ansonsten homogene Gruppe von potenziellen Förderempfängern vor, die im selbst genutzten EFH Bestand wohnt, der aber energetisch unterschiedlich beschaffen ist (z. T. unterschiedliche Baujahre, unterschiedliche Größe, unterschiedliche Belegung, unterschiedliche energetische Qualität der Anlagen

und der Gebäudehülle). Bei einer gegebenen Maßnahme (zur Verbesserung der energetischen Eigenschaften des Objekts, z. B. Fenstertausch) hat dieselbe Maßnahme unterschiedliche Wirtschaftlichkeiten (Amortisationszeiten), die z. B. zwischen 18 und 32 Jahren liegen. Das ist normal, das liegt an den unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Objekten.

Man stelle sich weiter vor, dass zumindest 50 % derjenigen EFH Besitzer, die vor der Realisierung einer energetischen Sanierung stehen, bereit sind, die zusätzliche energetische Maßnahme genau dann durchzuführen, wenn die Amortisationszeit unter 20a liegt. (nennen wir diese die Gruppe der „grundsätzlich Aufgeschlossenen“). Wenn der Wert unter 15a liegt, erreicht man 66 % der EFH Besitzer (die Gruppe der „grundsätzlich Bereitwilligen“); wenn der Wert unter 10a rutscht, evtl. sogar 75 % der EFH Besitzer (die Gruppe „der eher Zögerlichen“), etc. Auch diese Häufigkeitsverteilung unterschiedlicher Neigung bzw. Aufgeschlossenheit bei den potenziellen Fördermittelempfängern erscheint normal. Das liegt an den unterschiedlichen sozio-ökonomischen Faktoren (Einkommen, Verfügbarkeit von Kapital, Lebensalter, Lebensphase) sowie an der Werteorientierung der Eigentümer.

Was passiert im Förderfall?

- Eine eher kleine Gruppe von „Aufgeschlossenen“ führt die genannte Maßnahme auch ohne Förderung durch, insbesondere diejenigen, bei denen sich aufgrund der günstigen Rahmenbedingungen auch ohne Förderung schon eine Amortisationszeit von unter 20a erreichen lässt.
- Eine gegebene Förderung in Höhe von 10 % des Zusatzinvests trägt dazu bei, dass eine bestimmte Menge der Maßnahmen unter eine kritische Schwelle von z. B. 20 Jahren Amortisationszeit gefördert wird. Viele EFH Besitzer aus der Gruppe der „Aufgeschlossenen“ ergreifen die Maßnahme, einige aus der Gruppe der „Bereitwilligen“ auch, insbesondere diejenigen, die vorher schon nahe oder unter 20a lagen und damit jetzt in den Bereich der 15a kommen.
- Eine gegebene Förderung in Höhe von 20 % des Zusatzinvests trägt dazu bei, dass eine bestimmte Menge weniger attraktiverer Maßnahmen unter eine kritische Schwelle von z. B. 20 Jahren Amortisationszeit gedrückt wird oder attraktivere Maßnahme unter 15a gelangen. Fast alle EFH Besitzer aus der Gruppe der Aufgeschlossenen ergreifen die Maßnahme, viele aus der Gruppe der Bereitwilligen auch, zusätzlich kommen sogar schon erste Kandidaten aus der Gruppe der Zögerlichen dazu. etc.



**Zwischenfazit:** Das Gedankenexperiment zeichnet das Bild von Gruppen unterschiedlich aufgeschlossener Fördernehmer und unterschiedlich geeigneter Objekte, die durch eine stufenweise Anhebung des spezifischen Förderanreizes erreicht werden<sup>23</sup>. Wenn man also den Mengen-Effekt einer Förderung verbreitern will, reicht es nicht, wenn der spezifische Zuschuss für die ansonsten gleiche Maßnahme konstant bleibt.

- entweder man will die eher Bereitwilligen in weniger attraktiven Beständen,
- oder die weniger Bereitwilligen in eher attraktiven Beständen erreichen.

Zu beiden Zwecken muss – zumindest im Rahmen des hier gezeigten Beispiels- der spezifische Zuschussanteil erhöht werden<sup>24</sup>. Der Grenznutzen der Förderung nimmt ab.

#### 4.4.4 Fazit

Das vorliegende Diskussionspapier beschäftigt sich mit der Anwendbarkeit des Prinzips des abnehmenden Grenznutzens auf Programme der Zuschussförderung. Als ein primärer Indikator für die Programmeffizienz wurde der „Förderhebel“ identifiziert, also das Verhältnis des Förderaufwands aus Sicht des Programmeigners zur ausgelösten Zusatzinvestition. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Förderprogramme grundsätzlich mehrdimensionale Ziele und Förderzwecke verfolgen und nicht allein die Optimierung eines Förderhebels. Ferner ist zu berücksichtigen, dass die folgenden Aussagen getroffen werden unter der Annahme einer bereits *relativ hohen Sättigung* durch bestehende Förderprogramme mit einer *relativ hohen Mittelverfügbarkeit*. Dies ist ein Umfeld, in dem Haushaltsrestriktionen eine eher geringe Rolle spielen.

Grundsätzlich ist das Prinzip des abnehmenden Grenznutzens auch auf Zuschussprogramme anwendbar, insbesondere wenn man zusätzlich zu einer bereits zu einem gewissen Grad gesättigten Menge von (eher leicht aktivierbaren) Förderempfängern einen breiteren (eher zögerlichen) Personenkreis erreichen möchte. Das gleiche gilt auch für einen ansonsten ähnlich aufgeschlossenen Kreis an potenziellen Förderempfängern, die man dazu bringen

---

<sup>23</sup> Dies erfolgt unter der Maßgabe, dass die Zeit und das verfügbare Budget in jeder Förderstufe ausreicht, um den potenziellen Förderbedarf der bestimmten Gruppe vollständig zu durchdringen und zu befriedigen. In einem ungesättigten Niveau fänden sich ansonsten immer noch potenzielle Adressaten, die zum bereits angebotenen Fördersatz aktiv würden. Das Bild ähnelt damit den übereinander liegenden Schalen eines Schokobrunnens, dessen breitere nächste Schale nur dann gefüllt wird, wenn die darüber liegende kleinere Schale überläuft usw.

<sup>24</sup> Möglicherweise lässt sich der gewünschte Breiteneffekt durch verbesserte Vertriebs- und Marketingmaßnahmen erhöhen. In beiden Fällen muss jedoch der Aufwand erhöht werden. Dabei ist der Vertriebsaufwand gegenüber dem Aufwand für den zusätzlichen Zuschuss abzuwägen.

möchte, Effizienzmaßnahmen mit *noch* längeren Amortisationszeiten (also tiefere Maßnahmen) durchzuführen. Auch hier muss der Anreiz erhöht werden, bzw. nimmt der Förderhebel ab.

Entsprechend des dargestellten (fiktiven, aber praxisnahen) Beispiels liegt der abnehmende Grenznutzen vordergründig daran, dass die adressierten Objekte wie auch die adressierten Fördermittelempfänger unterschiedliche Eigenschaften und Präferenzen haben und durch die Förderung unterschiedlich stark angereizt werden.

- eine eher kleine Gruppe von potenziellen Förderempfängern benötigt gar keine Förderung. (keine staatlichen Mittel erforderlich; Fördereffizienz & Förderhebel geht mathematisch „gegen unendlich“. Das ist die Gruppe, die zu „Mitnehmern“ werden, sobald eine Förderung eingeführt wird).
- eine nicht sehr große Gruppe von potenziellen Förderempfängern wird bereits mit geringem zusätzlichem Anreiz erreicht. (Fördereffizienz & Förderhebel groß, Mitnahme gering)
- eine größere Gruppe von potenziellen Förderempfänger wird mit einem attraktiven Anreiz erreicht. (Fördereffizienz & Förderhebel mittelmäßig, Mitnahme nicht zu vernachlässigen)
- eine nicht zu vernachlässigende Gruppe von potenziellen Förderempfänger wird gar nicht erreicht, selbst, wenn der Zuschuss weiter gesteigert würde (Fördereffizienz gering, Mitnahme hoch).

### Weitere Erkenntnisse

Effizienz und Effektivität bilden bei der Zuschussförderung (bei ansonsten gleichen gegebenen Anforderungsniveaus) zwei gegenläufige Zieldimensionen der Förderung. Bei einem gegebenen Förderzweck und einer gegebenen Menge an Förderempfängern kann eine eher kleine, aber aufgeschlossene Menge von Empfängern mit geringem Aufwand und hohem Förderhebel aktiviert werden. Wenn eine Abdeckung in einer größeren Breite der Förderempfänger erreicht werden soll, dann muss ein abnehmender Förderhebel in Kauf genommen werden.

Es gilt entsprechend: sofern sich eine größere Menge an potenziellen Fördermittelempfängern bereits ausreichend nah an der kritischen Aktivitätsschwelle befindet (also „ohnehin kurz davor“ ist, etwas zu tun), lässt sich mit geringem zusätzlichem Mitteleinsatz viel erreichen. Umgekehrt sind für eine zögerliche Fördernehmerschaft größere Anreize und Förderhebel zur Aktivierung notwendig.

Der Kreis der Mitnehmer erweitert sich bei der stufenweisen Erhöhung von Förderanreizen (und ansonsten gleichem Anforderungsniveau), jeweils um die Gruppen, die man auch vorher (bei geringeren Förderstufen) erreicht hätte.

Wenn man davon ausgeht, dass in der Praxis die potenziellen Förderempfänger eine eher breite Verteilung bilden, sind Mitnahmeeffekte bei Breitenförderprogrammen daher nie auszuschließen. Sie lassen sich nur durch hohe Anforderungsniveaus ausschließen, die wiederum ein hohes Risiko geringer Fallzahlen bergen. Bezogen auf den Mitnahmeeffekt entsteht eine besonders ungünstige Konstellation, wenn auf beiden Seiten des Spektrums (aktiv & zögerlich) größere Mengen an Fördermittelempfängern zu finden sind und man dennoch eine große Breite erreichen will. Die eher aktiveren Förderempfänger kommen in den Genuss hoher Zuschüsse, die der Höhe nach eigentlich nur für die Aktivierung der Zögerlichen nötig gewesen wären.

#### 4.4.5 Verwendete & weiterführende Literatur

1. Gossensches Gesetz    Stichwort Gesetz vom abnehmenden Grenznutzen, zitiert nach [https://de.wikipedia.org/wiki/Gossensches\\_Gesetz#Erstes\\_Gossensches\\_Gesetz](https://de.wikipedia.org/wiki/Gossensches_Gesetz#Erstes_Gossensches_Gesetz).

Art. 108 AEUV    Zentrale Regelung des EU Beihilferechts als Teil des europäischen Wettbewerbsrechts, mit dem Ziel, einen unverfälschten Wettbewerb in Europa sicherzustellen, vgl. hierzu <http://www.aeuv.de/aeuv/dritter-teil/titel-vii/kapitel-1/abschnitt-2/art-108.html>

Fortin Currie (2013)    Jean-Michel Fortin , David J. Currie: Big Science vs. Little Science: How Scientific Impact Scales with Funding, in PLOS one, (multidisciplinary Open Access journal), 19.06.2013

Grenznutzen    Stichwort Grenznutzen, zitiert nach <https://de.wikipedia.org/wiki/Grenznutzen>.

Kühl (1983)    Jürgen Kühl, *Sozialpolitik in der Bundesrepublik*, 1983, S. 214, zitiert nach [https://de.wikipedia.org/wiki/Mitnahmeeffekt#cite\\_note-4](https://de.wikipedia.org/wiki/Mitnahmeeffekt#cite_note-4).

Mitnahmeeffekt    Springer Gabler Verlag (Hg.), Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Mitnahmeeffekt, <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/8356/mitnahmeeffekt-v11.html>

Klump (2013)    J. Klump: Bang for the Buck? Abnehmender Grenznutzen in der Forschungsförderung, in AlbertOpen, einer offenen Plattform des Helmholtz-Zentrum Potsdam, Deutsches Geo-Forschungszentrum – GFZ, 25.06.2013

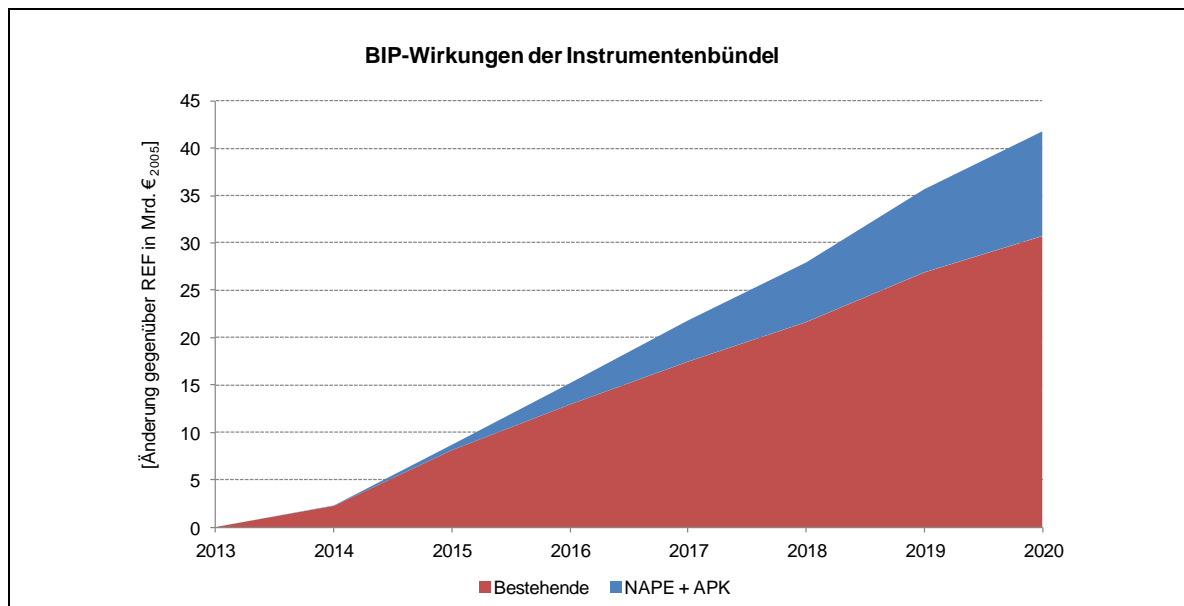
## 4.5 Gesamtwirtschaftliche Bewertung der Instrumente mit ASTRA

Die im Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (APK) beschlossenen Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz haben über die Wirkungen auf den Endenergieverbrauch hinaus ein positives gesamtwirtschaftliches Potenzial. Diese sind innerhalb der kurz vor dem Abschluss stehenden Studie „Entwicklung eines Konzepts für das Erreichen der nationalen Energieeinsparziele bis 2020 und bis 2050 auch unter Berücksichtigung relevanter EU-Vorgaben im Kontext einer ganzheitlichen Klima- und Energiepolitik“ mit Hilfe des ASTRA Modells abgeschätzt worden. Basis für die Abschätzungen waren dabei die Bottom-Up Analysen der Wirkungen der Instrumente auf das Investitionsverhalten der privaten Haushalte und Unternehmen. Aus diesen gingen die potenziellen Impulse für die gesamtwirtschaftliche Bewertung mit ASTRA hervor. Durch die Instrumente induzierte zusätzliche Investitionen in Energieeffizienz abzüglich der möglichen vermiedenen Investitionen erweisen sich dabei als die wichtigsten Impulse bei der Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Effekte. Über den Zeitraum von 2014 (für die bestehenden Instrumente) bzw. 2015 bis 2020 wurde ein Delta an Investitionen in Höhe von €<sub>2005</sub> 143,7 Mrd. durch die Instrumente ermittelt. Davon entfallen €<sub>2005</sub> 99,3 Mrd. auf die bestehenden Instrumente und €<sub>2005</sub> 44,4 Mrd. auf die Instrumente des NAPE und des APK. Zur Verwendung der Investitionsimpulse in ASTRA wurden diese noch nach 25 Wirtschaftssektoren unterschieden. Ein Großteil der Investitionen fällt dabei durch die Instrumente im Bereich der Bauwirtschaft an.

Um realistische Effekte auf die Netto-Beschäftigung sowie auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) zu erhalten, wurden sowohl staatliche Fördermechanismen als auch die Finanzierung der Investitionen von privaten Haushalten bzw. von Unternehmen bei der Berechnung berücksichtigt. Die Umsetzung der Instrumente mit den angenommenen Wahrscheinlichkeiten bewirken Programmkosten in Höhe von €<sub>2005</sub> 8,7 Mrd. jährlich im Zeitraum zwischen 2015 und 2020. 11 % dieser Summe fließt direkt in die Erhöhung des verfügbaren Einkommens privater Haushalte. Die erreichten Endenergieeinsparungen bewirken eine Reduktion der Belastungen der privaten Haushalte zwischen 2015 und 2020 um €<sub>2005</sub> 9 Mrd. Für Unternehmen ergibt sich ein Einsparpotenzial in Höhe von €<sub>2005</sub> 6,8 Mrd. Als letzten Impuls fließt noch die Reduktion der Importe fossiler Energieträger in die Abschätzung mit ASTRA ein. Die Studie be-

wertete die Effekte in Form der Abweichung zu einem Referenzszenario (REF), das in den Klimaschutzszenarien 2050<sup>25</sup> verwendet wurde. Alle monetären Werte sind in konstanten €<sub>2005</sub> ausgedrückt.

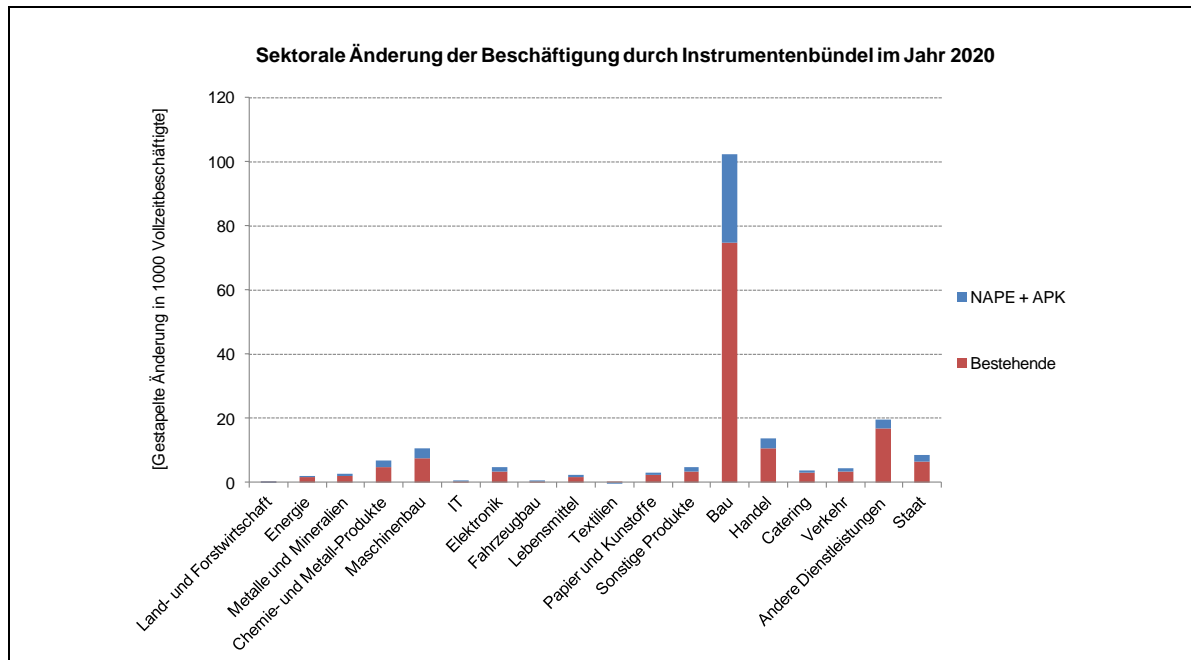
Abbildung 4-2: BIP-Wirkungen der Instrumente



Die Berechnungen mit ASTRA zeigen, das BIP im Vergleich zum REF durch die Summe der Instrumente um ca. 1,6 % im Jahr 2020 höher liegt, was eine deutliche Steigerung der durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate des realen BIP von 1,55 % im REF auf knapp unter 1,8 % bedeutet. Die Instrumente des NAPE und des APK tragen dabei mit einer Steigerung des BIP im Jahr 2020 um 0,4 % bei, die bestehenden Instrumente mit ca. 1,2 %. Absolut steigert sich das BIP durch die Instrumente um ca. €<sub>2005</sub> 41,7 Mrd. im Jahr 2020 im Vergleich zum REF (siehe Abbildung 4-2). Absolut gesehen ist der Beitrag des Instrumentenbündels aus NAPE und APK mit €<sub>2005</sub> 11 Mrd. im Jahr 2020 im Vergleich zum REF deutlich kleiner als der Beitrag der bestehenden Instrumente, die das BIP im Jahr 2020 um €<sub>2005</sub> 30,7 Mrd. erhöhen.

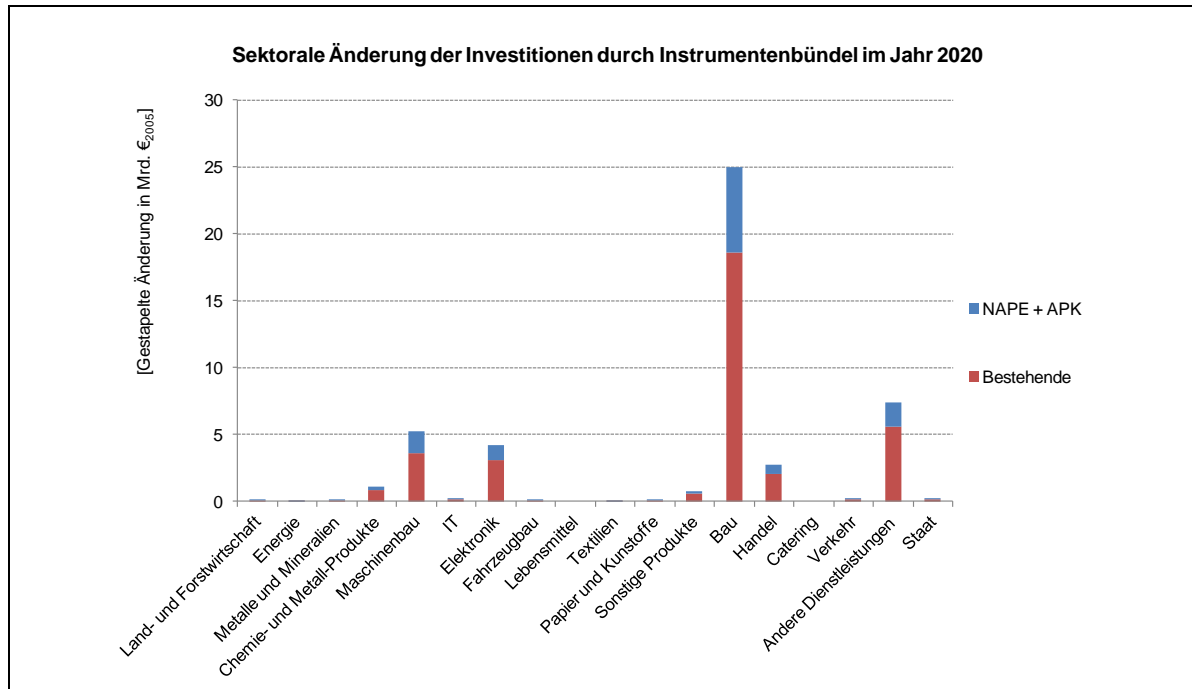
<sup>25</sup> Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050. Zweiter Endbericht. Berlin, 18. Dezember 2015. Link: <http://www.oeko.de/publikationen/p-details/klimaschutzszenario-2050-2/>

Abbildung 4-3: Netto-Beschäftigungswirkungen der Instrumente im Jahr 2020



Die Abschätzung der Netto-Beschäftigungseffekte in Vollzeitäquivalenten (VZÄ) durch die Instrumente nach Wirtschaftssectoren zwischen 2014 und 2020 zeigt Abbildung 4-3. Die Abbildung zeigt dabei die Änderung der Beschäftigung im Vergleich zum REF für das Jahr 2020. ASTRA schätzt für das Jahr 2020 einen Zuwachs um 338 Tausend vollzeitäquivalente (VZÄ) Stellen gegenüber REF. Dabei stammen ca. 48 Tausend Stellen (VZÄ) aus den Instrumenten des NAPE und des APK und 141 Tausend Stellen (VZÄ) aus den bestehenden Instrumente. Ein Großteil der Stellen werden dabei im Bausektor entstehen, bedingt durch die hohen Investitionssummen im Bereich Bau (siehe Abbildung 4-4). Mit knapp 20 Tausend zusätzlichen Stellen (VZÄ) ist der Bereich der Anderen Dienstleistungen (u.a. Banken und Energieberatung) ein weiterer Profiteur der Instrumente, gefolgt vom Handel und dem Maschinenbau mit 14 Tausend bzw. 11 Tausend zusätzlich geschaffenen Vollzeitstellen.

Abbildung 4-4: Wirkungen auf die Netto-Investitionen durch die Instrumente im Jahr 2020



## **5 AP 3: Wirkungen der Energieeffizienz auf das Energieversorgungssystem**

### **5.1 Wirkungen sinkenden Stromverbrauchs auf Erzeugungskapazitäten, Infrastruktur und Endverbrauch**

#### **5.1.1 Einleitung und Methodik**

Für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung stellt sich die Frage, welche Effekte durch eine verstärkten Energieeffizienz erwartet werden können. Neben der direkten Wirkung auf den Energieverbrauch und auf die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist darüber hinaus von besonderem Interesse, welche Wirkung auf die notwendige Infrastruktur der Energieversorgung abgeschätzt werden kann.

Die beschriebenen Effekte können insbesondere im Stromsystem eine entscheidende Rolle spielen. Aufgrund des geplanten Ausbaus erneuerbarer Energien und bei einer deutlichen Durchdringung von neuen Stromanwendungen (z. B. Elektromobilität) besteht eine wesentliche Herausforderung darin, die dafür notwendige Infrastruktur langfristig bereitstellen zu können. Dies betrifft insbesondere die Netzinfrastruktur und daneben auch gesicherte Kraftwerkskapazitäten zum Zeitpunkt der Spitzenlast, um auch in Zukunft zu jeder Zeit die Stromnachfrage decken zu können.

Energieeffizienz im Stromverbrauch kann prinzipiell unterstützend wirken, um steigende Anteile erneuerbarer Energien und neue Strom-Anwendungen zu integrieren. Effizienz in Stromanwendungen, deren Verbrauch in Zeiten mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien anfällt, kann dabei helfen erneuerbare Energien kosteneffizient (d.h. mit niedrigen Infrastrukturkosten) zu integrieren. Zudem kann Stromeffizienz in bestehenden Anwendungen im Stromsystem Platz für neue Strom-Anwendungen (Sektorkopplung) schaffen.

Ziel der durchgeführten Analysen ist es, ein grundsätzliches Verständnis für die zeitliche Struktur der Stromnachfrage in den verschiedenen Anwendungen zu erarbeiten, um eine Abschätzung der Wirkung von Energieeffizienz in diesen Anwendungen auf das zukünftige Stromsystem zu ermöglichen. Dabei wurde folgende Vorgehensweise gewählt:

- 1) In einem ersten Schritt werden auf Basis vorliegender Studien Strom-Anwendungen nach ihrem quantitativen Anteil



(Stromverbrauch pro Jahr) sortiert und es werden Grundlagen zu deren zeitlicher Verbrauchsstruktur (Lastprofile) recherchiert und aufbereitet.

- 2) Daraufgehend werden anwendungsspezifische Lastprofile der Stromnachfrage mit Profilen der Einspeisung erneuerbarer Energie verglichen. Es werden Kriterien definiert, mit denen kritische Lastprofile (geringe Korrelation mit Einspeiseprofilen erneuerbarer Energien) identifiziert werden können. Die in 1) identifizierten Strom-Anwendungen werden anschließend mit den definierten Kriterien bewertet.
- 3) Anschließend wird auf Basis eines vorliegenden Szenarios zur Entwicklung der Energie- und Stromnachfrage analysiert, wie sich die Stromnachfrage und die anwendungsspezifische Spitzenlast in den unter 1) identifizierten Strom-Anwendungen entwickelt. Dabei wird besonderes Augenmerk auf die Entwicklung der unter 2) ermittelten kritischen Lastprofile gelegt. Daneben wird eine grobe Abschätzung der Wechselwirkungen neuer Strom-Anwendungen und von Lastmanagement durchgeführt.

Im Folgenden werden die Vorgehensweise und die erzielten Ergebnisse im Detail beschrieben.

### **5.1.2 Bestandsaufnahme: Stromverbrauch und Lastprofile**

#### **Auswahl von Strom-Anwendungen und -Branchen**

In einem ersten Arbeitsschritt erfolgt zur Ermittlung der Verbrauchsstruktur eine feingliedrige Differenzierung des Stromverbrauchs nach Sektoren und Anwendungsbereichen. Hierfür wird auf die Ergebnisse der von Prognos, Fraunhofer ISI und TU München für das UBA erstellte Datenbasis Energieeffizienz zurückgegriffen [Prognos et al. 2015]. Auf Basis der sogenannten Endenergieverbrauchs-Matrix werden die stromintensivsten Anwendungen und Branchen der Sektoren ermittelt. Dabei werden zwei Selektionskriterien angewendet:

- 4) In den Sektoren Private Haushalte (PHH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr werden Anwendungen (PHH und Verkehr) bzw. Branchen (GHD und Industrie) selektioniert, die mehr als 1 % der Sektornachfrage im Jahr 2013 ausmachen. Mit diesem ersten Selektionsschritt können 67 Anwendungen und Branchen über alle Sektoren identifiziert werden, die mit 390 TWh rund 80 % der Gesamtstromnachfrage repräsentieren.
- 5) Die Auswahl wird in einem zweiten Selektionsschritt weiter eingegrenzt. Es werden nur noch Anwendungen (im Sektor

PHH und Verkehr) und Branchen (in den Sektoren GHD und Industrie), die mehr als 5 TWh Stromverbrauch im Jahr aufweisen weiter berücksichtigt. Mit diesem Auswahlverfahren können 30 Anwendungen und Branchen identifiziert werden, die etwas mehr als die Hälfte der jährlichen Gesamtstromnachfrage im Jahr 2013 ausmachen.

Die durch die zwei Selektionsschritte identifizierten, stromintensiven Anwendungen und Branchen sind in Abbildung 5-1 zusammengefasst.

Abbildung 5-1: Stromintensive Anwendungen und Branchen des jeweiligen Sektors (erster Selektionsschritt)

	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
<b>Raumwärme</b>	Strom WP Strom konv. Direktheizung	Handel Sonstige private Dienstleistungen		
<b>Warmwasser</b>	Elektroboiler			
<b>Prozesswärme</b>	Kochen	Handel Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	
<b>Beleuchtung</b>	Beleuchtung	Kleinbetriebe, Handwerk Baugewerbe Handel Kredit, Versicherung Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales Erziehung, Unterricht öffentliche Verwaltung Verkehr, Nachrichten		
<b>IKT</b>	TV	Handel		
	Video Phono/Radio PC	Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen öffentliche Verwaltung		
<b>Kraft/mechan. Energie</b>	Waschmaschinen Kaffeemaschine Dunstabzugshaube Wäschetrockner Geschirrspüler	Kleinbetriebe, Handwerk Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Zement, Beton, Steine u. Mineralien Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	Eisenb.-Pers-nahverk. Eisenb.-Pers-fernverk. Kommunale Bahnen Güterverkehr Schiene
<b>Kälteerzeugung</b>	Kühlschränke Kühl-Gefrier-Geräte Gefrier-Geräte			
<b>Klimatisierung</b>	Hilfsenergie	Handel Sonstige private Dienstleistungen		

Grün markiert sind jene Anwendungen und Branchen, die mehr als 5 TWh Jahresstromverbrauch vorweisen (zweiter Selektionsschritt).

### Beschreibung der Charakteristik von Verbrauchsprofilen ausgewählter Anwendungen

Den ausgewählten Anwendungen und Branchen werden in einem nächsten Schritt stündliche Stromverbrauchsprofile zugeordnet.

Die Datenverfügbarkeit für Stromverbrauchsprofile ist vor allem im Vergleich der verschiedenen Sektoren unterschiedlich gut. Für Private Haushalte sind aus verschiedenen Literaturquellen [Gawlik et al. 2014, FhG ISE 2015, Widén et al. 2009, element energy 2014]

Informationen und Daten vorliegend. Dabei sind Daten bis auf die Ebene einzelner Anwendungen vorhanden. Für den GHD-Sektor ist die Datengrundlage weniger gut, aber es liegen einige Informationen zu Lastprofilen für den GHD-Sektor insgesamt und einzelne Anwendungen und Branchen aus vorhandenen Studien [element energy 2012] vor. Die Verfügbarkeit von Informationen für den Industrie-Sektor ist allgemein eher gering. Teilweise können aus Informationen zu Industrieprozessen und Fallbeispiele für einzelne Unternehmen Daten gewonnen werden [UIE 2008, Paulus et al. 2011]. Für einzelnen Ländern liegen auch Stromverbrauchsprofile für den Industrie-Sektor insgesamt vor. Im Verkehrssektor liegen aus Veröffentlichungen einzelner Unternehmen (bspw. im Schienenverkehr) teilweise schematische Profile für den Stromverbrauch vor. Abbildung 5-2 gibt einen Überblick über die Datengrundlage in den jeweiligen Sektoren.

Abbildung 5-2: Bewertung der Datenverfügbarkeit in den betrachteten Energieverbrauchssektoren

	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
Raumwärme	Strom WP Strom konv. Direktheizung	Handel Sonstige private Dienstleistungen		
Warmwasser	Elektroboiler			
Prozesswärme	Kochen  <b>gute Datenlage</b>	Handel Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales  <b>mäßige Datenlage</b>	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	
Beleuchtung	Beleuchtung	Kleinbetriebe, Handwerk Baugewerbe Handel Kredit, Versicherung Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales Erziehung, Unterricht öffentliche Verwaltung Verkehr, Nachrichten	<b>schlechte Datenlage</b>	<b>mäßige Datenlage</b>
IKT	TV Video Phono/Radio PC	Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen öffentliche Verwaltung		
Kraft/mechan. Energie	Waschmaschinen Kaffeemaschine Dunstabzugshaube Wäschetrockner Geschirrspüler	Kleinbetriebe, Handwerk Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Zement, Beton, Steine u. Mineralien Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	Eisenb.-Pers-nahverk. Eisenb.-Pers-femverk. Kommunale Bahnen Güterverkehr Schiene
Kälteerzeugung	Kühlschränke Kühl-Gefrier-Geräte Gefrier-Geräte			
Klimatisierung	Hilfsenergie	Handel Sonstige private Dienstleistungen		

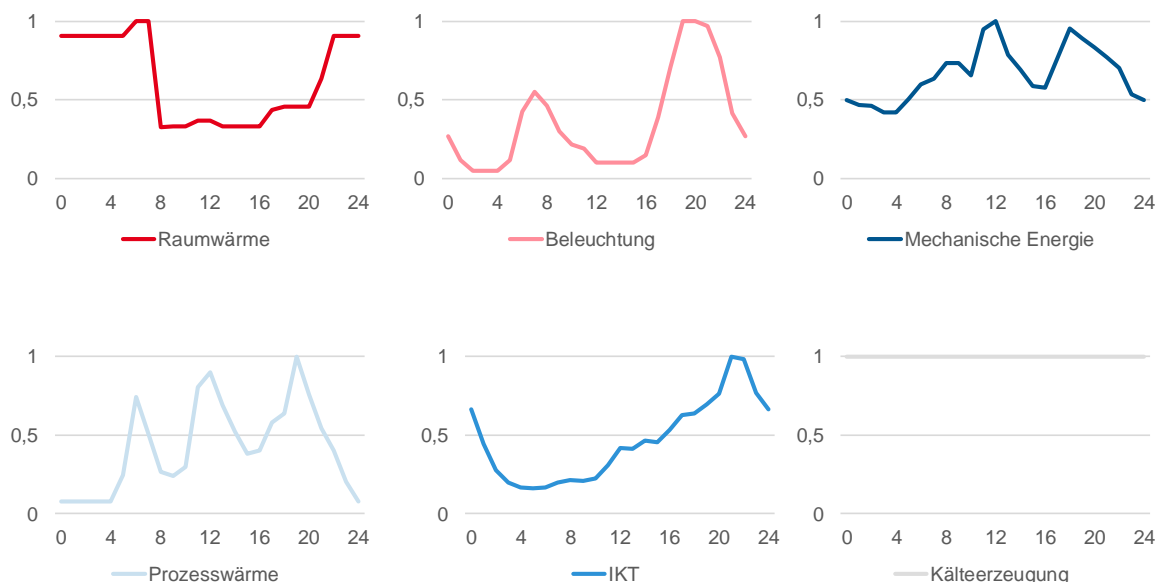
Die Verbrauchsprofile der einzelnen Branchen und Verwendungszwecke sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Der Stromverbrauch für Raumwärme hängt beispielsweise stark von der Außentemperatur ab und besitzt damit eine saisonal geprägte Charakteristik. Der Verbrauch für Beleuchtung orientiert sich hingegen vor allem am Tageslicht, wodurch das Profil eine eindeutige Tagesstruktur aufweist. Geräte wie Waschmaschinen oder Spülmaschinen sowie Geräte im IKT-Bereich werden vor allem abhängig vom

Bedarf der Nutzer betrieben und können auch im Wochen- und Tagesverlauf signifikante Strukturen aufweisen (z. B. weisen TV- und Audio-Geräte vor allem in den Abendstunden, an Wochenenden und in den Wintermonaten einen höheren Stromverbrauch auf). Industrieprozesse, vor allem stromintensive Prozesse, weisen insbesondere in der Aggregation über eine Vielzahl von Anlagen ein flaches Verbrauchsprofil auf, das durch hohe Volllaststunden gekennzeichnet ist. Dementsprechend ergeben sich Verbrauchsprofile, die charakteristische Tages-, Wochen- und saisonale Profile aufweisen.

Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei den im Folgenden berücksichtigten Profilen nicht um die Verbrauchscharakteristik einzelner Geräte oder Prozesse handelt, sondern um eine Abbildung des aggregierten Stromverbrauchs in diesen Anwendungen. Damit werden die Profile in der Summe aufgrund der Ungleichzeitigkeiten der einzelnen Prozesse und Anwendungen geglättet.

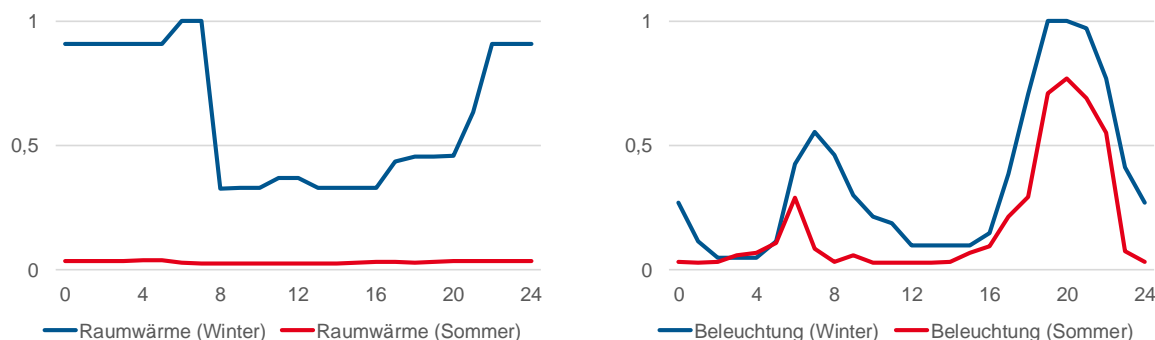
Abbildung 5-3 zeigt synthetische Tagesprofile für einzelne Anwendungen im Bereich der Privaten Haushalte, die auf Basis von Informationen und Daten zu Stromverbrauchsprofilen generiert wurden. Deutlich zu erkennen sind die verhaltensbedingten Verbrauchsspitzen in den Abendstunden und teilweise auch in den Mittagsstunden für die Anwendungen IKT, Waschmaschinen/Trockner und Prozesswärme (z. B. Kochen). Aufgrund des Verlaufs des Tageslichts und der aktivitätsbedingten Nutzung von Beleuchtung zeigt sich im Stromverbrauch für Beleuchtungszwecke eine Spitze am frühen Vormittag sowie am Abend. Kühl- und Gefriergeräte weisen hingegen in der Aggregation ein mehr oder weniger konstantes Verbrauchsprofil auf.

Abbildung 5-3: Normierte Profile für den Sektor Private Haushalte (Tagesprofile für die Übergangszeit)



Die hier ausgewiesenen Profile gelten für die Übergangszeit. Für die Winter- und Sommermonate ergeben sich teilweise unterschiedliche Profile [Gawlik et al. 2014]. Dies ist bedingt durch andere Verläufe bei Tageslicht (Beleuchtung) und geringere durchschnittliche Temperaturen (Raumwärme). Allerdings zeigen sich auch saisonale Abhängigkeiten in verhaltensbestimmten Anwendungsbereichen (z. B. höhere Abendspitze bei IKT im Winter). Abbildung 5-4 zeigt einen Vergleich von generierten synthetischen Verbrauchsprofilen für Winter- und Sommertage bzw. Wintertage für Beleuchtung und Raumwärme (konventionell mit Nachtspeicher).

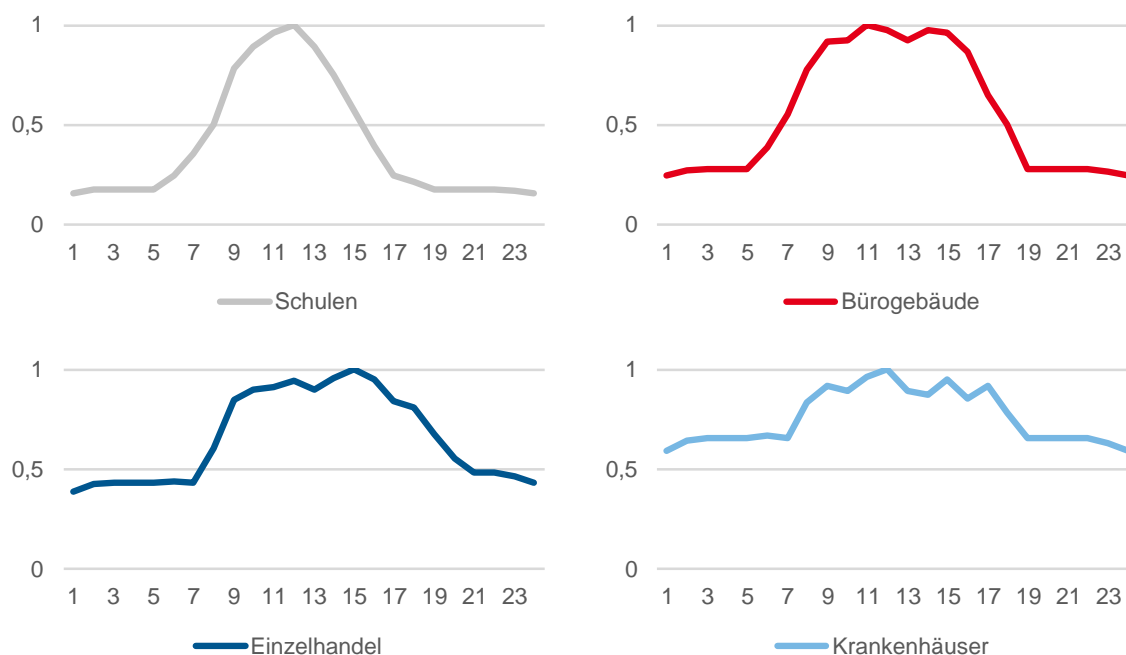
Abbildung 5-4: Normierte Profile für den Sektor Private Haushalte (Tagesprofile für Winter//Übergangszeit)



Verbrauchsprofile im GHD-Bereich sind vor allem durch Büro- und Geschäftsöffnungszeiten sowie saisonale Aspekte geprägt. Durch die hohen Anteile von Beleuchtung und IKT am Stromverbrauch im GHD-Sektor ergeben sich tagesspezifische Verbrauchsprofile, die

vor allem von einer aktivitätsabhängigen Spitze (z. B. in Schulen, im Einzelhandel und im Bereich sonstiger betrieblicher Dienstleistungen) im Tagesverlauf und einer Grundlast in den Abend- und Nachtstunden gekennzeichnet ist (vgl. Abbildung 5-5). Bei hohen Anteilen von Beleuchtung und IKT am sektoralen Verbrauch und einer hohen Aktivitätsabhängigkeit dieser Anwendungen (z. B. PCs in Bürogebäuden), ergibt sich eine ausgeprägte Tagesspitze. Hohe Anteile an Prozesswärme- und Kälteerzeugungs-Anwendungen führen hingegen dazu, dass das Tagesprofil durch einen hohen Grundlast-Anteil geprägt ist (z. B. Krankenhäuser). Einzelne Sektoren im GHD-Bereich (z. B. Gaststätten und Freizeiteinrichtungen) weisen aufgrund deren spezifischer Aktivitätsprofile ein davon abweichendes Lastprofil auf.

Abbildung 5-5: Normierte Profile für den Sektor Private GHD (Tagesprofile für die Übergangszeit)



Wie bereits angesprochen, ist die Informationsbasis im Industriesektor deutlich lückenhafter und beruht vor allem auf groben allgemeinen Einschätzungen und einzelnen Fallbeispielen. Aufgrund der vorliegenden Informationen kann aber davon ausgegangen werden, dass Verbrauchsprofile in für den Industriesektor relevanten Anwendungen (vor allem mechanische Energie und Prozesswärme) deutlich weniger volatile Profile aufweisen, als dies bei den Privaten Haushalten der Fall ist.

Insbesondere in der energieintensiven Industrie sind Anwendungen mit hohem Stromverbrauch durch eine in der Regel konstante, hohe Last geprägt. Dies ist zum Teil auf die Kapitalintensität dieser Prozesse und damit das Bestreben, hohe Volllaststunden zu erreichen, zurückzuführen [Paulus et al. 2011]. Besonders ausgeprägt

sind solche Profile in der Metallindustrie (Elektrolyse, Lichtbogenprozess), in der Chemieindustrie (Elektrolyse), in der Papierindustrie und in der Zement-Herstellung (mechanische Energie). Querschnittstechnologien (z. B. zur Kühlung) und sonstige Anwendungen (z. B. Beleuchtung und IKT in büroähnlichen Bereichen) weisen aufgrund des aktivitätsgetriebenen Einsatzes teilweise charakteristische Wochenprofile auf [Gils 2014], deren Anteil am gesamten Stromverbrauch im Industrie-Sektor ist aber deutlich geringer. Teilweise liegen im Industrie-Sektor auch Profile vor, die von einer wirtschaftlichen Optimierung bestimmt werden. Das zeigt sich beispielsweise in Off-Peak Spitzen für Prozesse bestimmter Industrie-sektoren [UIE 2008].

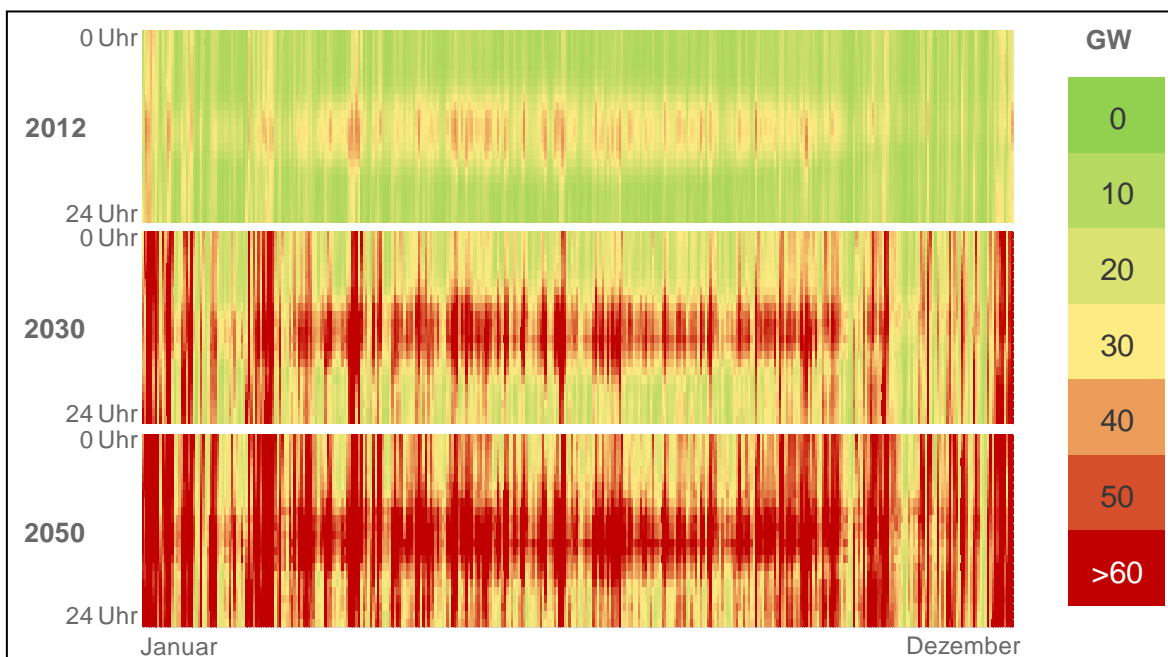
### **5.1.3 Vergleich von Stromverbrauchsprofilen mit Einspeiseprofilen erneuerbarer Energien**

#### **Erneuerbare Einspeiseprofile**

Die ermittelten Verbrauchsprofile werden in einem nächsten Schritt der zukünftigen Stromerzeugungsstruktur gegenübergestellt. Besonders relevant ist dabei der Vergleich mit einer Erzeugungsstruktur, die durch hohe Anteile fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung gekennzeichnet ist. Wenn Lastspitzen bestimmter Anwendungen und Branchen auf der Stromnachfrageseite in Perioden geringer erneuerbarer Einspeisung auftreten, könnten in Zukunft vermehrt systemkritische Versorgungssituationen auftreten. Um dies zu vermeiden, wären daher hohe Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung, Stromnetze und Speicher notwendig. Dementsprechend wäre eine Verminderung der Stromnachfrage in Sektoren mit kritischen Lastspitzen besonders wertvoll.

Abbildung 5-6 zeigt das Profil der stündlichen Stromeinspeisung aus Wind und Photovoltaik in Deutschland für die Jahre 2012, 2030 und 2050.

Abbildung 5-6: Stündliche Stromeinspeisung von Wind und Photovoltaik in Deutschland



Ausgehend von diesem Profil werden Kriterien für die Bewertung von Lastprofilen ermittelt. Abbildung 5-6 zeigt, dass die erneuerbare Einspeisung in den Tagesrandstunden (Abend-/Nachtstunden) tendenziell niedriger ist, als in anderen Zeitperioden. In den Wintermonaten können zudem längere Perioden mit geringer erneuerbarer Einspeisung auftreten. Dies ist vor allem auf die geringere Sonneneinstrahlung zurückzuführen. Daneben können bestimmte Wettersituationen (z. B. mehrtägige Windflaute im Winter) diese Tendenz verstärken. Daher wird untersucht, ob die für die relevanten Anwendungsbereiche ermittelten Lastprofile eine Spitze in diesen Zeitperioden aufweisen.

### Bewertung von Lastprofilen durch Vergleich mit erneuerbaren Einspeiseprofilen

Die Bewertung der Lastprofile erfolgt dementsprechend nach folgenden Kriterien

- a) Abendspitze, d.h. charakteristische Spitze des Lastprofils in den Abendstunden zwischen 17 und 22 Uhr.
- b) Winterspitze, d.h. charakteristische Erhöhung des Lastverlaufs in den Wintermonaten von Dezember bis Februar

Abendstunden und Wintermonate sind zudem jene Perioden, die schon gegenwärtig die wesentlichen auslegungsrelevanten Zeitpunkte für das Stromsystem umfassen. Die Lastspitze tritt in Deutschland in der Regel in den Wintermonaten im Zeitraum zwischen 17 und 19 Uhr auf. Somit ist eine Erhöhung der Last durch



Anwendungen mit Lastspitzen in diesen Perioden auch ohne Betrachtung der erneuerbaren Einspeisung als kritisch zu bewerten.

a) Bewertung nach dem Kriterium „Abendspitze“

Abbildung 5-7 zeigt die Bewertung der verschiedenen Anwendungen in den Sektoren nach dem Kriterium „Abendspitze“.

Abbildung 5-7: Bewertung verschiedener Anwendungen nach dem Kriterium „Abendspitze“

	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
Raumwärme	Strom WP Strom konv. Direktheizung	Handel Sonstige private Dienstleistungen		
Warmwasser	Elektroboiler			
Prozesswärme	Kochen	Handel Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	
Beleuchtung	Beleuchtung	Kleinbetriebe, Handwerk Baugewerbe Handel Kredit, Versicherung Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales Erziehung, Unterricht öffentliche Verwaltung Verkehr, Nachrichten		
IKT	TV Video Phono/Radio PC	Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen öffentliche Verwaltung		
Kraft/mechan. Energie	Waschmaschinen Kaffeemaschine Dunstabzugshaube Wäschetrockner Geschirrspüler	Kleinbetriebe, Handwerk Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Zement, Beton, Steine u. Mineralien Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	Eisenb.-Pers-nahverk. Eisenb.-Pers-fernverk. Kommunale Bahnen Güterverkehr Schiene
Kälteerzeugung	Kühlschränke Kühl-Gefrier-Geräte Gefrier-Geräte			
Klimatisierung	Heizenergie	Handel Sonstige private Dienstleistungen		

	starke Charakteristik Abendspitze
	tw. Charakteristik Abendspitze
	keine Abendspitze

Die Analyse zeigt, dass eine Reihe von Anwendungen im Bereich der Privaten Haushalte eine deutlich Abendspitze aufweist. Dies gilt insbesondere für den Stromverbrauch für Beleuchtung und IKT-Anwendungen für TV/Audio/PC-Geräte. Daneben zeigen einige Studien auch eine Abendspitze für mechanische Energie in Geräten wie Waschmaschinen/Trockner und Geschirrspüler.

Im GHD-Bereich ist in den Branchen Einzelhandel und Großhandel aufgrund der Geschäftsöffnungszeiten für Beleuchtung teilweise eine Abendspitze zu erkennen. Besonders ausgeprägt ist die Abendspitze für Beleuchtung im Bereich Straßenbeleuchtung und im Gaststättengewerbe. Daneben weisen der Einzelhandel und das Gaststättengewerbe teilweise Spitzen für die Anwendungen IKT und mechanische Energie auf. Das Zusammenfallen der durch eine deutliche Tagesstruktur gekennzeichneten Stromverbräuche im GHD-Sektor (z. B. Bürogebäude) mit den am späten Nachmittag und Abend ansteigenden Profilen im PHH-Bereich

stellt zudem gegenwärtig einen wesentlichen Treiber für die Lastspitze im Tagesverlauf dar.

Der Industrie-Sektor weist ein insgesamt flaches Stromverbrauchsprofil auf und besitzt daher zwar über die Summe eines Jahres einen hohen Anteil am Stromverbrauch, der Anteil an der Lastspitze ist aber verhältnismäßig gering. Im Verkehrssektor ist im Personennah- und Personenfernverkehr teilweise eine Abendspitze zu beobachten, die aufgrund der Taktung im Schienenpersonenverkehr aber relativ gering ausfällt. Der Schienengüterverkehr wird größtenteils in den Nachtstunden durchgeführt und wäre daher zwar aufgrund der hohen Korrelation mit Stunden geringer erneuerbarer Stromerzeugung als kritisch zu bewerten, besitzt aber eine geringe Korrelation mit anderen Stromverbrauchsprofilen.

b) Bewertung nach dem Kriterium „Winterspitze“

Abbildung 5-8 zeigt die Bewertung der verschiedenen Anwendungen in den Sektoren nach dem Kriterium Winterspitze.

Abbildung 5-8: Bewertung verschiedener Anwendungen nach dem Kriterium „Winterspitze“

	Haushalte	GHD	Industrie	Verkehr
Raumwärme	Strom WP Strom konv. Direktheizung	Handel Sonstige private Dienstleistungen		
Warmwasser	Elektroboiler			
Prozesswärme	Kochen	Handel Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Roheisen, Stahl u. Ferrolegerungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	
Beleuchtung	Beleuchtung	Kleinbetriebe, Handwerk Baugewerbe Handel Kredit, Versicherung Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales Erziehung, Unterricht öffentliche Verwaltung Verkehr, Nachrichten		
IKT	TV Video Phono/Radio PC	Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen öffentliche Verwaltung		
Kraft/mechan. Energie	Waschmaschinen Kaffeemaschine Dunstabzugshaube Wäschetrockner Geschirrspüler	Kleinbetriebe, Handwerk Handel Verkehr, Nachrichten Sonstige private Dienstleistungen Gesundheit, Vet, Soziales	Grundstoffchemie/Elektrolyse Maschinenbau Metallerzeugnisse Papier Gummi- u. Kunststoffwaren Zement, Beton, Steine u. Mineralien Roheisen, Stahl u. Ferrolegerungen NE-Metalle u. -gießereien Kraftwagen u. Kraftwagenteile Ernährung u. Tabak	Eisenb.-Pers.nahverk. Eisenb.-Pers.fernverk. Kommunale Bahnen Güterverkehr Schiene
Kälteerzeugung	Kühlschränke Kühl-Gefrier-Geräte Gefrier-Geräte			
Klimatisierung	Hilfsenergie	Handel Sonstige private Dienstleistungen		

starke Charakteristik Winterspitze  
 tw. Charakteristik Winterspitze  
 keine Winterspitze

Eine Bewertung nach dem Kriterium der Winterspitze zeigt im Sektor Private Haushalte eine deutliche Winterspitze für Raumwärme durch Stromheizungen und Wärmepumpen. Gleiches gilt für den

Stromverbrauch durch Beleuchtung. Beides ist durch die Abhängigkeit von Außentemperatur und Tageslicht naheliegend. Daneben zeigen sich aber auch höhere Winterverbräuche in den stärker verhaltensgetriebenen IKT-Anwendungen. Im GHD-Sektor besitzt neben der Raumwärme nur das Verbrauchsprofil der Beleuchtung teilweise den Charakter einer Winterspitze. Dies ist vor allem auf die Geschäftsöffnungszeiten zurückzuführen, die in den Wintermonaten oft in Stunden mit geringem Tageslicht hineinreichen. Für den Industrie-Sektor und den Verkehrs-Sektor liegen aus gegenwärtiger Sicht keine relevanten Anwendungen mit charakteristischer Winterspitze vor.

c) Zusammenfassende Bewertung für Anwendungen mit hohem Jahresstromverbrauch

Abbildung 5-9 zeigt den Stromverbrauch in den Anwendungen und Branchen aller Sektoren geordnet nach dem Jahresstromverbrauch im Jahr 2013 (für Anwendungen mit einem Stromverbrauch > 5 TWh). Dabei wurden die Anwendungen in den verschiedenen Branchen und Sektoren zusammengefasst mit den Kriterien Winterspitze und Abendspitze bewertet.

Abbildung 5-9: Jährlicher Stromverbrauch verschiedener Anwendungen, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“

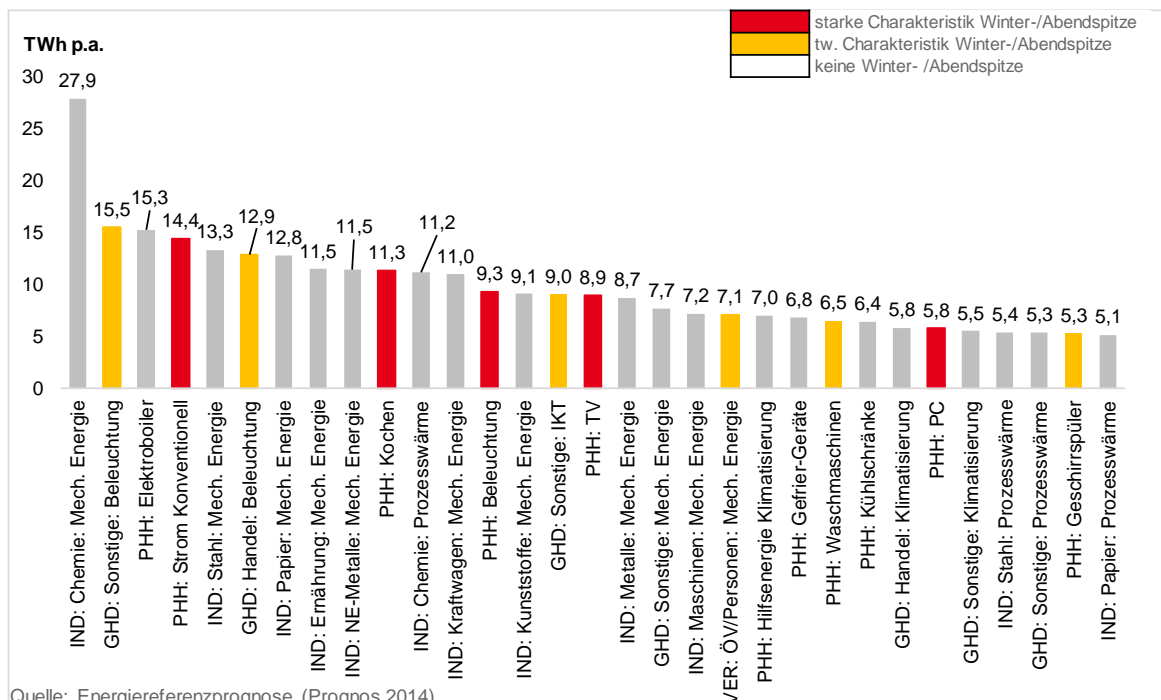


Abbildung 5-9 zeigt, dass vor allem die Anwendungen Beleuchtung, Stromheizungen und Kochen in den Sektoren PHH und GHD in Deutschland sowohl einen hohen jährlichen Stromverbrauch, als auch eine charakteristische Winter- und Abendspitze aufweisen.

Der Stromverbrauch im Industrie-Sektor ist zwar in den stromintensiven Branchen hoch, deren Charakteristik ist aber wenig von Lastspitzen geprägt.

Unter Berücksichtigung des Stromverbrauchsprofils eines Jahres bzw. unter der Annahme typischer Volllaststunden in z. B. industriellen Anwendungen kann auf Basis des Jahresstromverbrauchs die individuelle Lastspitze in den jeweiligen Anwendungen abgeschätzt werden. In Abbildung 5-10 sind die individuellen Lastspitzen in den Anwendungen geordnet nach dem Jahresstromverbrauch 2013 dargestellt.

Abbildung 5-10: Individuelle Lastspitze verschiedener Anwendungen, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“

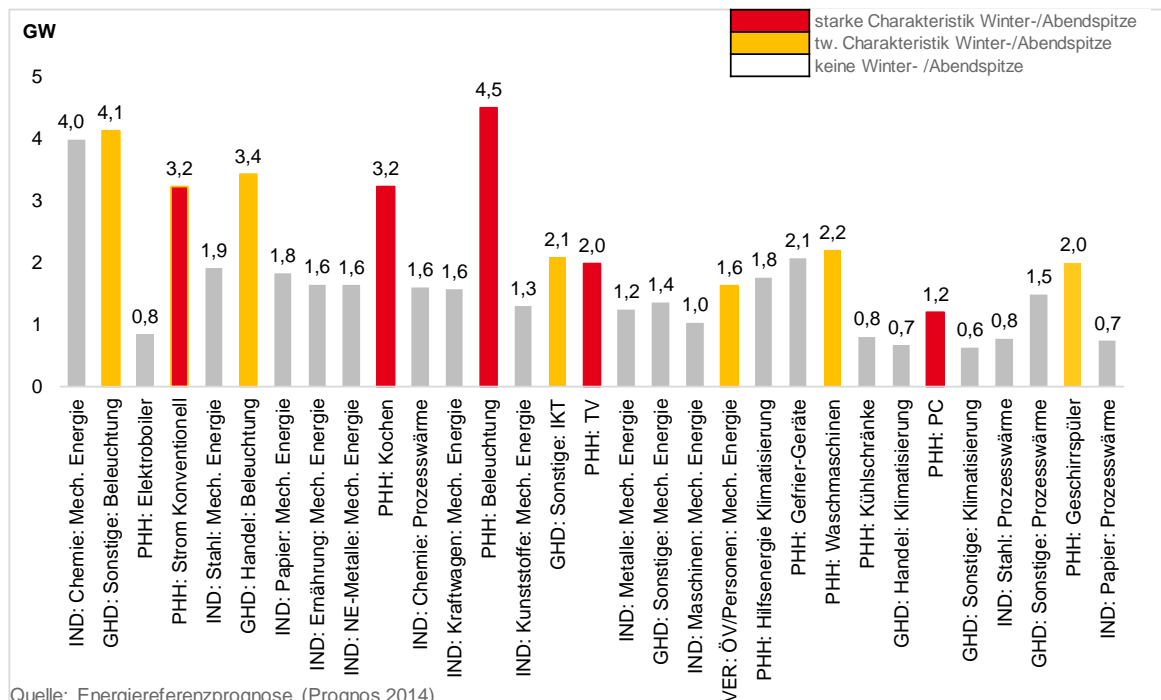


Abbildung 5-10 zeigt einerseits, dass einige Anwendungen mit relativ geringem Stromverbrauch eine deutliche Lastspitze in den kritischen Perioden Winter/Abend aufweisen. Dies trifft insbesondere auf Verwendungszwecke im PHH-Sektor zu (z. B. Kochen, Beleuchtung) aber auch auf Beleuchtung im Sektor GHD. Andererseits weisen einige Anwendungen mit relativ hohem Stromverbrauch (z. B. im Sektor Industrie) aufgrund der hohen Volllaststunden stromintensiver Prozesse eine relativ geringe Lastspitze auf. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die individuellen Lastspitzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten (z. B. Beleuchtung im GHD-Bereich am späten Nachmittag, Beleuchtung im PHH-Bereich eher in den Abendstunden) und daher nicht zur zeitgleichen Lastspitze aggregiert werden können.

Neben den gewählten Kriterien Abendspitze und Winterspitze können darüber hinaus noch weitere Charakteristika der Verbrauchsprofile als systemkritisch bewertet werden. Mögliche Eigenschaften sind eine charakteristische Mittagsspitze und die generelle Wetterabhängigkeit von Verbrauchsprofilen.

Trotz der tendenziell hohen PV-Einspeisung in den Mittagsstunden kann die Mittagsspitze der Last systemkritisch sein, wenn die Sonneneinstrahlung gering ist (und damit eine hohe Leistung aus gesicherter Erzeugungseinheiten notwendig ist). Aufgrund von zukünftig zu erwartenden Ausgleichseffekten der PV-Einspeisung im europäischen Verbund (Verstetigungseffekte) und der geringeren Häufigkeit dieser Situationen wird das Kriterium der Mittagsspitze in den hier vorliegenden Analysen aber nicht weiter behandelt. Die Wetterabhängigkeit von Lastprofilen könnte hinsichtlich der Korrelation mit der Winderzeugung entscheidend sein. Eine derartige Betrachtung erfordert jedoch die detaillierte Analyse von langjährigen Einspeisezeitreihen und Zeitreihen für Lastprofile, die im Rahmen dieses Arbeitspakets nicht vorgesehen ist.

#### **5.1.4 Lastmanagement**

Lastmanagement bietet eine Möglichkeit, vorhandene Lastprofile zu verändern. Dabei können eingesparte Stromverbräuche verschoben und vorgezogen bzw. später nachgeholt oder Lastspitzen gekappt werden. Lastmanagement kann also die Flexibilität des Stromsystems erhöhen und so helfen, potenziell kritische Lastprofile zu entschärfen.

Aus heutiger Sicht und zum derzeitigen Stand der Arbeit können im Bereich des Lastmanagements die folgenden Schlüsse gezogen werden:

- Aufgrund der geringen Anzahl von Akteuren, des dadurch geringen Transaktionsaufwands und des hohen Anteils von Energiekosten an den Gesamtkosten ist mittelfristig damit zu rechnen, dass insbesondere im Industrie-Sektor Lastmanagement-Potenziale realisiert werden können.
- Die Potenziale dafür liegen für Deutschland im Bereich von 2 bis 3 GW [Paulus et al. 2011, dena 2010, Gruber et al. 2013]. Dies sind positive Lastmanagement-Potenziale (d.h. Lastreduktion). Die negativen Lastmanagementpotenziale sind teilweise deutlich tiefer.
- Neben energieintensiven Prozessen sind prinzipiell auch Querschnittstechnologien (Kühlen, Lüften, Prozesskälte, Druckluft) im Industrie-Sektor für Lastmanagement interessant. Aufgrund des geringeren Gesamtstromverbrauchs dieser Verwendungsbereiche stellt sich jedoch die Frage,

wie groß der wirtschaftliche Anreiz für Lastmanagement in diesen Bereichen ist.

- Raumwärme- und Warmwasser-Anwendungen im Haushaltsbereich bieten grundsätzlich ebenfalls Potenzial für Lastmanagement, da diese Anwendungen über einen Wärmespeicher (Raumvolumen bzw. Speicher) verfügen und damit eine gewisse Flexibilität aufweisen. Teilweise werden diese Potenziale auch bereits heute genutzt.

Grundsätzlich zeigt sich, dass die wesentlichen Potenziale für Lastverschiebung in Anwendungen vorliegen, die eine geringe Lastspitze aufweisen (Industrie-Sektor). Somit kann Lastverschiebung einen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten, deren lastspezifische Wirkung scheint aber relativ gering. Zukünftige Potenziale mit hoher Wirkung auf die Lastspitze in systemkritischen Perioden bestehen aber in wenig verhaltensgetriebenen Anwendungen im PHH- und GHD-Sektor (z. B. Raumwärme, Warmwasser, Kälteerzeugung). Die Nutzungszeiten für Lastverschiebung in diesen Anwendungen sind von der Größe des Speichers (z. B. Raumwärme, Warmwasser) und vom Aktivitätsprofil des Nutzers abhängig, wodurch eine Quantifizierung des Potenzials kritisch hinterfragt werden muss.

### **5.1.5 Effekte der Entwicklung von Energieeffizienz und Stromverbrauch**

Im Rahmen der Szenarien der Energierferenzprognose wird von unterschiedlichen Entwicklungen des allgemeinen energiepolitischen Rahmens und der Energieeffizienz ausgegangen. Dies äußert sich im Stromsystem in unterschiedlichen Pfaden für die Stromeffizienz. Im Allgemeinen ist dabei von einer steigenden Energieeffizienz auszugehen. Diese ergibt sich zum Teil unabhängig von der energiepolitischen Ausrichtung allein aufgrund der autonomen Effizienzentwicklung durch den technischen Fortschritt. Fraglich ist, welche Auswirkungen sich durch die Effizienzentwicklung für die anwendungsspezifischen Lastprofile und damit für die Lastspitze ergeben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass steigende Stromverbräuche in einzelnen Anwendungen Effizienzsteigerungen kompensieren können.

Darüber hinaus können neue Strom-Anwendungen in Zukunft die Struktur des gesamten Lastprofils entscheidend beeinflussen. Für den Zeitraum bis 2050 wird in verschiedenen Studien [Prognos/EWI/GWS 2014, Öko-Institut/FhG ISI 2014] vor allem bei Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und IKT-Anwendungen von teilweise deutlich steigenden Stromverbräuchen ausgegangen. Es stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, wieviel Stromverbrauch in diesen Anwendungen zu erwarten ist und welche Lastprofile für diese Anwendungen unterstellt werden können.

- Gegenwärtig beobachtete Lastprofile im Bereich der Elektromobilität zeigen typischerweise eine charakteristische Abendspitze [Boßmann et al. 2015]. Für die Zukunft stellt sich insbesondere bei einer starken Durchdringung von Elektrofahrzeugen die Frage, ob die Ladeprofile von Elektrofahrzeugen durch regulatorische Maßnahmen und Anreize beeinflusst werden sollten. Ansonsten scheint die Systemintegration von einer Vielzahl von Elektrofahrzeugen aus heutiger Sicht problematisch.
- Für Wärmepumpen ist aufgrund der geringen Außentemperaturen in den Wintermonaten insbesondere eine hohe Winterspitze zu erwarten. Die Möglichkeiten, diese Spitzen zu verschieben, sind bei Ausstattung mit einem Wärmespeicher prinzipiell vorhanden, aber begrenzt.
- Für Profile für neue Anwendungen im IKT-Bereich ist zu erwarten, dass diese den heute beobachteten Lastprofilen im IKT-Bereich folgen. Damit ist für diese Anwendungen zumindest in Teilbereichen eine Abendspitze zu erwarten.

Auf Basis der Ergebnisse der Energierferenzprognose [Prognos/EWI/GWS 2014] kann für jeden Sektor und die jeweiligen Anwendungen und Branchen die Entwicklung des jährlichen Stromverbrauchs identifiziert werden. Damit kann analysiert werden, ob Anwendungen mit kritischen Eigenschaften hinsichtlich der Systemintegration erneuerbarer Energien (Winterspitze/Abendspitze) an Gewicht gewinnen bzw. verlieren. Zudem kann abgeschätzt werden, welche Effekte durch eine zunehmende Stromeffizienz auf die individuelle Lastspitze in den Anwendungen und damit den für das Stromsystem auslegungsrelevanten Zeitpunkt zu erwarten sind.

Abbildung 5-11 zeigt den Stromverbrauch für das Jahr 2050 in den gegenwärtig durch einen hohen Stromverbrauch (Selektionskriterium > 5 TWh) gekennzeichneten Anwendungen geordnet nach dem jährlichen Stromverbrauch 2013 im Trendszenario der Energierferenzprognose.

Abbildung 5-11: Stromverbrauch verschiedener Anwendungen im Jahr 2050, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“

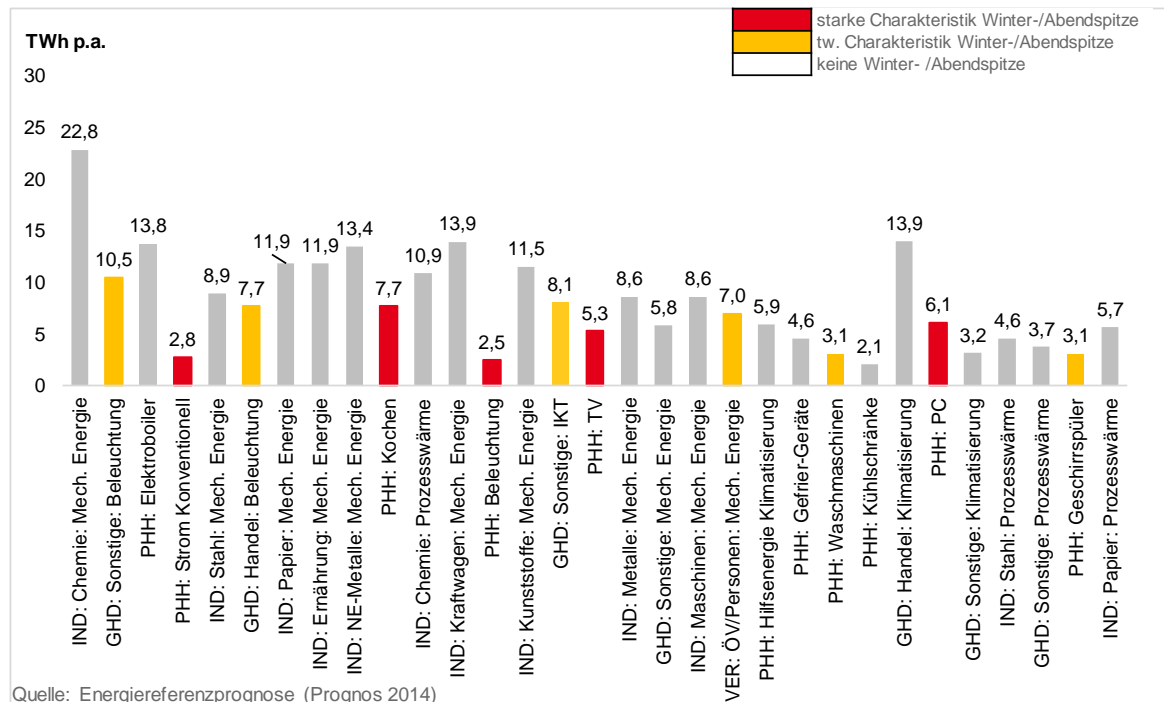


Abbildung 5-11 zeigt, dass bereits in einem Szenario, dass durch eine moderate Effizienzpolitik gekennzeichnet ist (Trendszenario der Energierferenzprognose) insbesondere in Anwendungen mit charakteristischen Abend- und Winterspitzen ein deutlicher Rückgang der Stromnachfrage zu erwarten ist. Dies betrifft insbesondere die Beleuchtung im PHH- und GHD-Sektor, konventionelle Stromheizungen und weitere Anwendungen im PHH-Sektor (z. B. TV, Kochen, PC).

In Abbildung 5-12 sind die anwendungsspezifischen Lastspitzen im Jahr 2050 in den gegenwärtig durch einen hohen Stromverbrauch (Selektionskriterium > 5 TWh) gekennzeichneten Anwendungen für das Trendszenario der Energierferenzprognose dargestellt.



Abbildung 5-12: Individuelle Lastspitze verschiedener Anwendungen im Jahr 2050, Bewertung nach den Kriterien „Winterspitze“ und „Abendspitze“

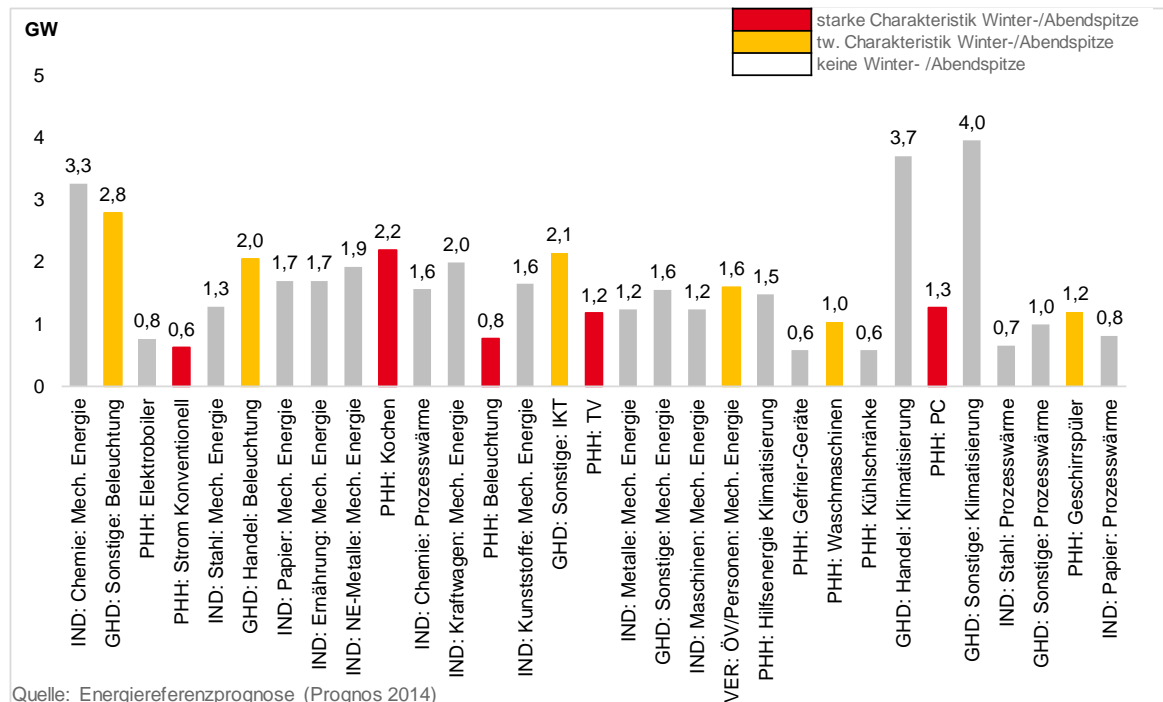


Abbildung 5-12 zeigt einen deutlichen Rückgang der individuellen Lastspitze in Anwendungen mit systemkritischen Lastprofilen (vgl. Abbildung 5-10). Die aggregierte Spitzenlast in Anwendungen mit kritischen Lastprofilen sinkt dabei von 30 GW auf rund 20 GW. Dabei ist wiederum zu berücksichtigen, dass die individuellen Lastspitzen in den betrachteten Anwendungen nicht zum gleichen Zeitpunkt auftreten, wodurch keine direkten Schlüsse hinsichtlich der quantitativen Wirkungen auf das Gesamtprofil des Stromverbrauchs möglich sind. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass sich aufgrund der beschriebenen Wirkungen auf die individuellen Lastspitzen eine deutliche Reduktion der auslegungsrelevanten Spitzenlast ergibt.

### 5.1.6 Fazit

Auf Basis der durchgeführten Analysen kann festgestellt werden, dass Energieeffizienz in der Stromnachfrage nicht nur Stromverbrauch einspart, sondern auch eine deutliche Wirkung auf die Lastspitze hat. Durch höhere Effizienz in Anwendungen mit charakteristischen Lastspitzen können systemkritische Zustände im Stromsystem zukünftig tendenziell entlastet werden. Gleichzeitig zeigen die Analysen in dem gewählten Szenario, dass vor allem Anwendungen mit kritischen Lastprofilen (geringe Korrelation mit Profilen erneuerbarer Energien) in Zukunft sinkende Stromverbräuche aufweisen.

Dabei ist hervorzuheben, dass die durchgeführten Analysen für ein relativ konservatives Szenario (Trendszenario der Energierferenzprognose) durchgeführt wurden, das eine relativ moderate Effizienzentwicklung unterstellt. Bereits in diesem Szenario kann eine deutliche Wirkung auf die Lastspitze abgeschätzt werden. Bei weiteren Effizienzmaßnahmen in einem Szenario mit ambitionierterer energie- und klimapolitischer Ausrichtung ist von höheren Effekten auszugehen.

Dies gilt vor allem dann, wenn weitere Effizienzmaßnahmen in den identifizierten Branchen und Anwendungen mit kritischen Lastprofilen implementiert werden. Dadurch steigt die Fähigkeit des Stromsystems, unter moderaten Investitionen in die bestehende Infrastruktur neue Stromanwendungen und erneuerbare Energien in das Stromsystem zu integrieren zu können. Gleichzeitig steigt in einem ambitionierten klima- und energiepolitischen Szenario auch die Notwendigkeit solcher und ähnlich gelagerter Maßnahmen.

#### 5.1.7 Literatur

Boßmann, T. Staffell, I. (2015): The Shape of Future Electricity Demand: Exploring Load Curves in 2050s Germany and Britain

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): dena-Netzstudie II, <http://goo.gl/1oUGIs> (Zugriff: 30.09.2015)

element energy (2012): Demand side response in the non-domestic sector, <https://goo.gl/KOkqhO> (Zugriff: 30.09.2015)

element energy (2014): Further Analysis of Data from the Household Electricity Usage Study: Correlation of Consumption with Low Carbon Technologies, <https://goo.gl/o1Be8Q> (Zugriff: 30.09.2015)

FhG ISE (2015): synPRO - Das Tool für synthetische elektrische und thermische Lastprofile im Haushaltsbereich, <https://www.elink.tools/elink-tools/synpro> (Zugriff: 30.09.2015)

Gawlik, W. et al., TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe (2014): aDSM - Aktives Demand-Side-Management durch Einspeiseprognose, <http://goo.gl/e2GntJ> (Zugriff: 29.07.2015)

Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe

Gruber, A. et al. (2013): Lastflexibilisierungspotenziale industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz

Öko Institut e.V., Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde

Paulus, M. Borggreffe, F. (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany

Prognos/EWI/GWS: Referenzprognose: Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2030/2050, energiewirtschaftliche Referenzprognose, im Auftrag des BMWi, 2014.

Prognos/ISI/TUM: Kemmler, A.; Rohde, C.; Geiger, B.; Seefeldt, F. et al. Datenbasis Energieeffizienz, im Auftrag des UBA (4. Zwischenbericht 2015, unveröffentlicht), 2015.

Widén, J. et al., The Angström Laboratory, Mälardalen University, Linköping University (2009): Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data—Modelling approach and validation, <http://goo.gl/C5fYGb> (Zugriff: 29.07.2015)

UIE Working Group (2008): Electric Load Management in Industry, <http://goo.gl/HVbTe5> (Zugriff: 29.07.2015)

## 5.2 Thesenpapier zur Sektorkopplung

### 5.2.1 Sektorkopplung: energiewirtschaftliche Ausgangslage

#### **Das Phänomen der „Sektorkopplung“ ist nicht neu.**

Endenergieträger sind selten nur für einen einzigen Anwendungszweck reserviert (z. B. Kerosin für den Flugverkehr), sondern sie verfügen meist über alternative Anwendungsoptionen (siehe Erdgas oder Strom). Umgekehrt gibt es für die meisten Anwendungszwecke immer auch Möglichkeiten der Substitution von Energieträgern.

Mit der stromgetriebenen schienengebundenen Mobilität, der Kraft-Wärme-Kopplung und direktelektrischen (Nachtspeicher-) Heizungen, um einige Beispiele zu nennen, hat es schon immer Sektorkopplung gegeben, und zwar in einem nicht unbeträchtlichen Ausmaß (der Stromverbrauch Schienenverkehr betrug 2014 10 TWh; der Stromverbrauch von Nachtspeicherheizungen betrug 2011 ca. 10 TWh).

In der Vergangenheit gab es bislang eine recht klare Trennung zwischen dem Strommarkt auf der einen Seite und den Märkten für Brennstoffe & Wärme (Wärmemarkt) sowie den Märkten für Kraftstoffe (Kraftstoffmarkt) und der stofflichen Nutzung (etwa als chemischer Rohstoff). Genau wie die Elektrizität im Straßenverkehr – vor allem aus technischen Gründen – bislang eine eher geringe Rolle gespielt hat, war ihre Bedeutung auch im Wärmemarkt begrenzt, zum einen aus Kosten- bzw. Knappheitsgründen, zum anderen wegen des relativ hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-bzw. Primärenergiefaktors von Strom. Diese Voraussetzungen werden sich mit

der Kostendegression und zunehmenden Marktdurchdringung der EE ändern.

Der Begriff Sektorkopplung ist nicht einheitlich definiert. Wir verstehen unter Sektorkopplung hier die zunehmende Verzahnung von Strommarkt, Wärmemarkt (Markt für Brennstoffe und Wärme) sowie dem Kraftstoffmarkt. Aktuell erhält das Thema neue Relevanz durch die zunehmende bzw. erwartete Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors mit klassischen (Niedertemperatur-Wärmepumpen, Schienenverkehr) und neuen Technologien (Hochtemperatur-Wärmepumpen, Elektromobilität). Ferner wird aufgrund der Erwartung zunehmend günstiger bzw. überschüssiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch eine stärkere aktive Kopplung durch neue Anwendungen (kurz auch Power-to-X oder PtX) diskutiert.

Zum Teil wird der Einsatz von Sektorkopplungstechnologien durch wirtschaftlich günstige Rahmenbedingungen in Form von zeitweise niedrigen Börsenstrompreisen und EEG-Ausnahmeregelungen zum Eigenstromverbrauch bei Bestandskraftwerken getrieben (z. B. Elektrodenkessel in Wärmenetzen).

Neben unterschiedlichen wirtschaftlichen Treibern ist eine langfristig wesentliche Restriktion, insbesondere angesichts der ambitionierten klimapolitischen Ziele, vor allem das knappe nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial. So besteht im Verkehr keine Alternative zum Biomasseeinsatz außer EE-Strom nutzende Sektorkopplungstechnologien (direktelektrische und Antriebe und Antriebe mit elektrolytisch erzeugten Kraftstoffen wie Wasserstoff, EE-Methan oder Power-to-Liquid). Im Wärmesektor gibt es neben der biomassebasierten Wärmeerzeugung mit der solarthermischen und geothermischen Wärmeerzeugung weitere Alternativen. Deren technisch-wirtschaftliches Potenzial insbesondere zur Deckung des Hochtemperaturwärmebedarfs ist aber nicht ausreichend. Auch in der chemischen Industrie wird eine Abkehr von erdölbasierten Ressourcen langfristig notwendig, für die ebenfalls entweder Biomasse oder synthetisch aus Strom erzeugte Kohlenwasserstoffe benötigt werden.

Abbildung 5-13 gibt eine Übersicht über relevante Sektorkopplungstechnologien, die EE-Strom als Input nutzen und fossile Prozesse ersetzen können. In der Spalte rechts werden zum Vergleich die Verwendungsmöglichkeiten im Stromsektor aufgeführt.

Abbildung 5-13: *Sektorkopplungstechnologien*

		Haushalte GHD	Netzgebundene Wärmeversorgung	Verkehr	Industrie	Stromsektor
Power-to-Heat	Sektor-kopplungs-technologien	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wärmepumpe,</li> <li>direktelektrische Heizungen (Tauschsieder, Nachtspeicher)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Großwärmepumpen</li> <li>Elektrodenkessel</li> </ul>	-	Direktelektrische Prozesswärmeerzeugung	Speicherung in Wärme-Strom-Speichern
	Substitution von	Erdgas- und Heizöl im Kessel	Erdgas- und Heizöl im Kessel	-	Erdgas in der Direktverbrennung	Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas
Power-to-Gas	Sektor-kopplungs-technologien	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbrennung im Heizkessel</li> <li>Verbrennung in KWK für Wärme &amp; Strom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verbrennung im Heizkessel</li> <li>Verbrennung in KWK für Wärme &amp; Strom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Brennstoffzellen-Fahrzeuge</li> <li>Verbrennungsmotor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prozesswärmeerzeugung</li> <li>Stoffliche Nutzung</li> </ul>	Speicherung und Rückverstromung ungekoppelt und in KWK
	Substitution von	Erdgas und Heizöl	Erdgas und Heizöl		Erdgas, Kohle, Koks	Stromerzeugung aus Kohle und Erdgas
Power-to-Liquid	Sektor-kopplungs-technologien			Dieselmotor, Flugzeugturbine	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stoffliche Nutzung</li> </ul>	
	Substitution von			Diesel, Kerosin, Benzin		
Direkt-elektrische Antriebe Verkehr	Sektor-kopplungs-technologien	-	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elektro-PKW</li> <li>Schienerverkehr</li> <li>Oberleitungs-LKW</li> </ul>		
	Substitution von	-	-	Diesel- und Benzinfahrzeugen		
Strom-basierte neue Verfahren	Sektor-kopplungs-technologien				Neue Verfahren (Plasma etc.)	
	Substitution von					

### 5.2.2 Auswertung von unterschiedlichen Szenarien zur Sektorkopplung

Ein Vergleich von aktuellen Energieversorgungsszenarien für eine mindestens 80 %-ige THG-Einsparung im Jahr 2050 zeigt: Die Durchdringungsraten von Wärmepumpen zur Raumwärmeversorgung, Großwärmepumpen und direktelektrischen Heizungen in Wärmenetzen und in der Industrie werden sehr unterschiedlich eingeschätzt.

Für einen Überblick der Einschätzung aktueller Szenarien bezüglich der Rolle verschiedener Sektorkopplungstechnologien im Energiesystem 2050 wurden sieben Energieversorgungsszenarien miteinander verglichen:

- „Interaktion EE-Strom-Wärme-Verkehr“ (im Folgenden kurz: ISWV) von Fraunhofer IWES/IFEU/IBP/SUER (2015)
- das Zielszenario der Energierferenzprognose (im Folgenden kurz: ERP) „Entwicklung der Energiemärkte– Energierferenzprognose“ von Prognos/ewi/gws (2014)
- die Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (KS) von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014), die jeweils ein Klimaschutzszenario mit 80 %-iger THG-Minderung (im Folgenden kurz: KS

80) und eines mit 90 % Minderung (im Folgenden kurz: KS 90) umfasst

- „Energiesystem Deutschland 2050“ (im Folgenden kurz: ESD), von Henning und Palzer (2013) bzw. Fraunhofer ISE (2013)
- Die Studie „Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario“ (im Folgenden kurz: IWU 2013) vom IWU (2013)
- Die Studie „Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen“ des Umweltbundesamtes (UBA 2010), im Folgenden kurz: UBA 100 % EE

Ein detaillierter tabellarischer Vergleich der Szenarien findet sich im Abschnitt 5.2.5.3. Alle Szenarien halten das Treibhausgasminderungsziel von -80 % für die energetischen Emissionen ein, manche gehen jedoch darüber hinaus, so dass es gewisse Abweichungen in den energiebedingten Emissionen zwischen den Szenarien gibt<sup>26</sup>.

Vier der sieben verglichenen Szenarien setzen deutlich auf Wärmepumpen und Heizstäbe für die Niedertemperaturwärme. Der Anteil von Wärmepumpen und direktelektrischen Heizungen am Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung liegt in diesen Szenarien bei 36 % (ESD), 50 % (IWU 2013), 60 % (ISWV) bis zu 79 % in (UBA 100 % EE).

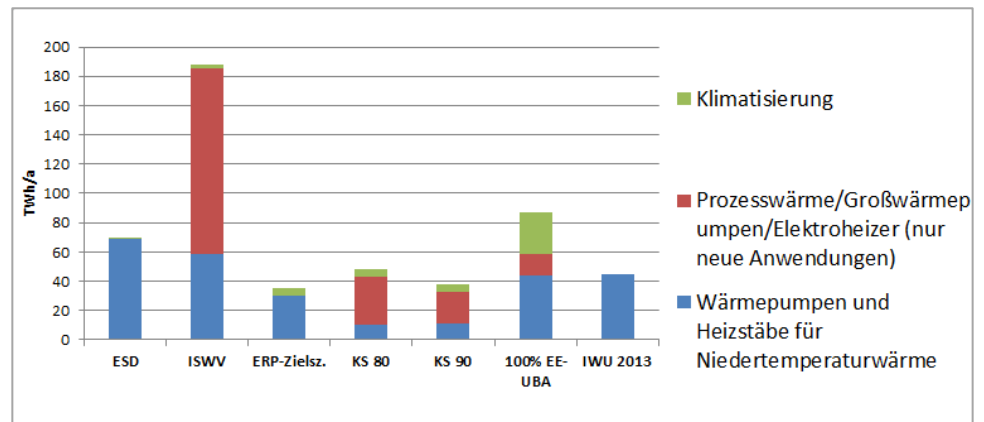
Ferner werden in den Szenarien ISWV sowie im Klimaschutzszenario 80 % (KS 80) und 90 % (KS 90) Großwärmepumpen und Elektrodenkessel in Wärmenetzen und Industrie eingesetzt.

Den Strombedarf für Wärme und Klimatisierung in den verschiedenen Szenarien zeigt Abbildung 5-14. Die Bandbreite reicht von unter 40 TWh/a bis zu 190 TWh/a.

---

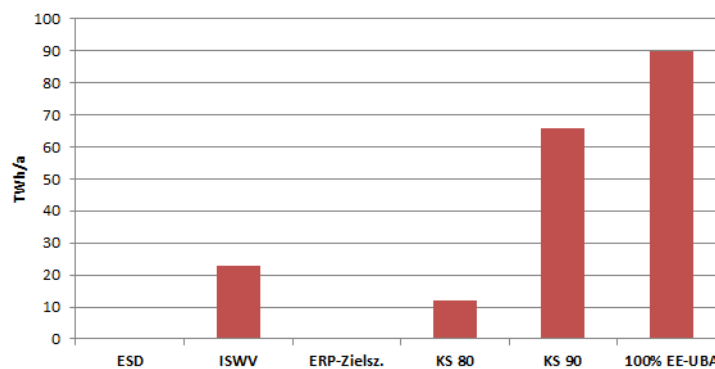
26 Während in ESD und ERP die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bei ca. 200 Mio t. CO<sub>2äq</sub> liegen, betragen sie in ISWV bei 90 Mio t und in KS 80 bei unter 80 Mio t., für UBA 100 % EE: n.a.

Abbildung 5-14: Stromverbrauch für Wärme und Klimatisierung (TWh/a)



Power-to Gas für die Wärmeerzeugung spielt in den meisten Szenarien keine Rolle, wobei im Klimaschutzszenario mit 90 % Minderung 66 TWh Strom zur PtG-Erzeugung für die Industrie vorgesehen werden (siehe auch Abbildung 5-15), welcher auch für den Erdgasersatz in der industriellen Prozesswärmeerzeugung eingesetzt wird, eine genaue Aufteilung auf stoffliche und energetische Nutzung wird aber nicht vorgenommen.

Abbildung 5-15: Stromverbrauch zur PtG-Erzeugung für die Industrie oder als Stromspeicher



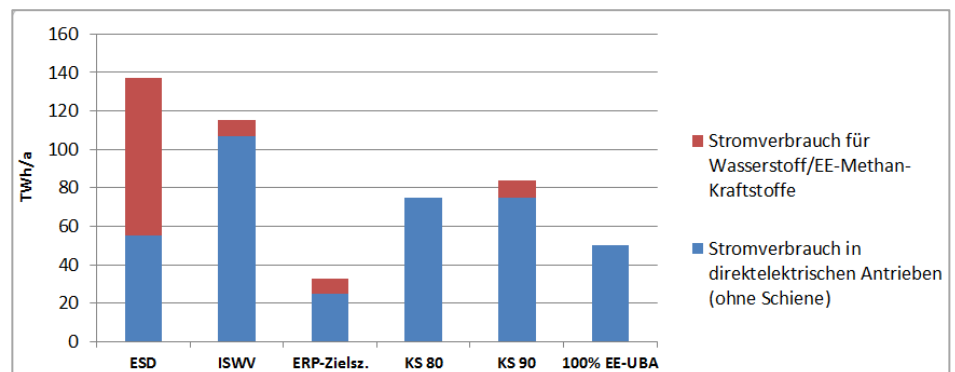
Auch in der Studie ISWV ist eine Aufteilung der PtG-Mengen auf die unterschiedlichen Sektoren nicht eindeutig möglich, da ein Optimierungsmodell eingesetzt wird, das die kostenoptimale Versorgung des Gesamtenergiesystems bestehend aus Stromsektor, Wärmesektor und Verkehrssektor berechnet und dabei Erdgas bzw. EE-Methan in allen drei Sektoren eingesetzt wird. Im Szenario UBA 100 % EE dient die PtG-Erzeugung vor allem der Stromspeicherung. Da es sich um ein Szenario mit 100 % erneuerbarer Stromerzeugung bei gleichzeitig nur geringem Stromaustausch mit dem europäischen Ausland handelt, entsteht ein hoher Strombedarf für Stromspeicher, der nach den Annahmen der Autoren inländisch nur durch Wasserstoff oder EE-Methanspeicher abzudecken ist.

Während für die Dekarbonisierung des Wärmesektors neben Biomasse und EE-Strom auch Solar- und Geothermie als Wärmeerzeuger zur Verfügung stehen, ist der Einsatz von EE-Strom für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors die einzige Alternative zur Biomasse. Die Mehrheit der Szenarien setzt als Sektorkopplungstechnologie im Verkehr vor allem auf (hybride) Elektro-PKW im Individualverkehr. Die Bandbreite des Stromeinsatzes im Verkehr liegt zwischen 17 bis 140 TWh/a. Power-to Gas für den Verkehr spielt in allen Szenarien außer dem Szenario „Energiesystem Deutschland 2050“ (ESD) eine untergeordnete Rolle.

Alle Szenarien sehen Elektromobilität im Individualverkehr in signifikantem Maß vor, in allen Szenarien besteht der PKW-Bestand zu mindestens 50 % Plug-in-Hybriden und batterieelektrischen Fahrzeugen. Im Szenario „Energiesystem Deutschland 2050“ wird eine hälftige Aufteilung des Traktionsenergiebedarfs im Individualverkehr auf Wasserstoff als Kraftstoff und auf direktelektrische Antriebe durch die Autoren modellexogen vorgenommen und durch die Einschätzung begründet, dass die Reichweitenbegrenzung von Batterieelektrischen PKW eine Einsatzrestriktion darstellt.

Der Straßengüter- und Flugverkehr geschieht in den meisten Szenarien hauptsächlich auf Basis fossiler und biogener Flüssigkraftstoffe, kleinere Anteile Power to Gas (PtG) werden jedoch auch eingesetzt. Abbildung 5-16 zeigt die Stromverbräuche direktelektrischer Antriebe und für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. EE-Methan als Kraftstoff in den Szenarien.

Abbildung 5-16: Stromverbrauch im Verkehr (ohne Schienenverkehr) im Szenarienvergleich in TWh/a





Die Ursachen für den unterschiedlichen Einsatz von Sektorkopplungstechnologien in den Energiesystemscenarien 2050 sind nicht eindeutig festzumachen, folgende Faktoren spielen eine Rolle:

- (a) Die Höhe des jeweils angestrebten Klimaschutzzieles und die Einbeziehung ausgewählter Technologiepfade (z. B. Carbon Capture and Storage (CCS)).
- (b) die eingesetzten Biomasse-mengen und deren Verteilung auf die Sektoren sowie
- (c) die eingesetzten Technologieoptionen und Annahmen über Restriktionen für deren Verbreitung;
- (d) die verwendete Modellierungsstrategie.
- (e) Annahmen zur Entwicklung der Verkehrsleistungen und zur Sanierung des Gebäudebestands.

Zu a) Die Modelle unterscheiden sich wie bereits ausgeführt in der Höhe des Minderungsziels für die energetische THG-Emissionen, da manche Szenarien das 80 % Einsparziel nur auf energetische Emissionen beziehen (ESD und das Zielszenario der Energierferenzprognose), während andere nicht-energetische Emissionen einbeziehen (ISWV, KS 80 und KS 90). Die Szenarien ISWV und KS 90 stellen dabei ambitioniertere Klimaschutzszenarien dar. Im ISWV und KS 90 spielen Sektorkopplungstechnologien eine größere Rolle als in den anderen Szenarien. So entsteht beim Übergang von einer 80 %igen Einsparung im KS 80 zur 90 % THG-Einsparung im KS 90 beispielsweise ein Bedarf für PtG im Verkehrssektor und in der Industrie.

Die Höhe der Klimaziele ist entscheidend für die Durchdringung mit PtX, weil EE-Strom als vergleichsweise kostengünstige CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie mengenmäßig gesteigert werden kann.

Zu b) Die Notwendigkeit des EE-Stromeinsatzes im Wärme- und Verkehrssektor ergibt sich unter anderem aus der Begrenztheit der nachhaltig verfügbaren Biomasse. Das angenommene energetisch nutzbare Biomassepotenzial schwankt in den Studien zwischen 230 und 580 TWh.

Zu c) In keinem der Szenarien außer im Szenario ISWV spielen Oberleitungs-LKWs eine Rolle. Dieses ist vermutlich auf die Einschätzung der Autoren zurückzuführen, dass diese Technologie noch nicht ausreichend etabliert ist, um sie in Szenarien zu berücksichtigen. Ferner wird im Szenario ESD unterstellt, dass batteriebetriebene Elektro-PKW aufgrund ihrer Reichweitenbegrenzung keine ausreichende Durchdringung erzielen, so dass die Hälfte des Individualverkehrs Wasserstoff als Treibstoff nutzt.

Zu d) Ferner unterscheiden sich die Modelle im Modellierungsansatz. Während in den Szenarien ISWV und ESD die Technologieauswahl zum Teil durch ein Kostenoptimierungsmodell getroffen werden, wird in den anderen Szenarien die Technologieauswahl komplett modellexogen auf Basis der Einschätzung der Autoren festgelegt.

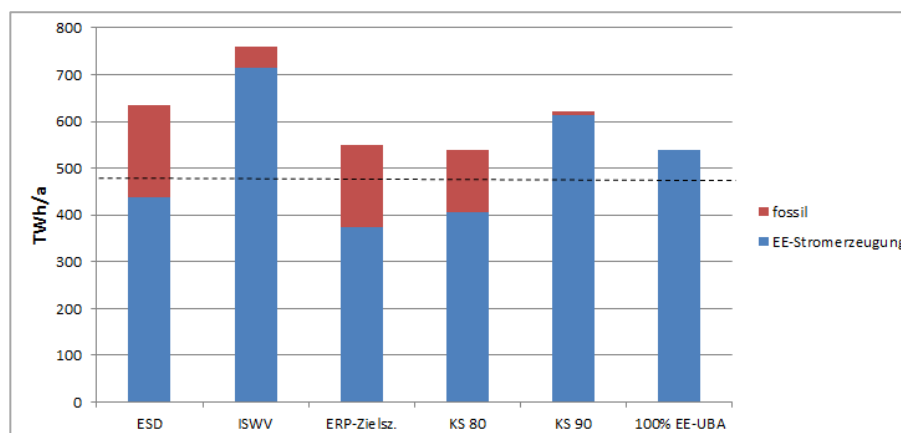
Der zeitliche Einsatz von Elektromobilität und Wärmepumpen erfolgt in strommengenmäßig relevantem Maße in den Szenarien etwa ab 2030 bis 2050. In den meisten Szenarien (sofern sie eine zeitliche Entwicklung bis 2050 beinhalten) treten Power-to Gas-Pfade vor 2030 in keiner relevanten Größenordnung auf.

Auch bis 2020 werden erneuerbare „Stromüberschüsse“ nach übereinstimmender Einschätzung der Studien verhältnismäßig gering sein. Die meisten Szenarien sehen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen die Phase bis zum Jahr 2025 als Markthochlaufphase, 2030 treten Stromverbräuche im Bereich von 10 TWh und mehr auf.

Alle Szenarien stimmen in der Einschätzung überein, dass das 25 %-Stromeinsparziel für 2050 bei Einbezug auch der neuen Verbraucher durch die Sektorkopplung schwierig bis nicht zu erreichen ist.

Abbildung 5-17 zeigt den gesamten Bruttostromverbrauch in den verschiedenen Szenarien. Das Stromeinsparziel von 25 % Einsparung bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Bruttostromverbrauch von 2008 (entsprechend ca. 485 TWh/a Bruttostromverbrauch) wird in allen Szenarien mehr oder minder stark verfehlt.

*Abbildung 5-17: Bruttostromerzeugung 2050 im Szenarienvergleich*



gestrichelte Linie: Stromziel der Bundesregierung 2050: 485 TWh/a

Alle Szenarien gehen für das Jahr 2050 von ausreichenden EE-Strompotenzialen für die Versorgung der neuen Verbraucher aus.

In den Szenarien tritt gegenüber heute kein erhöhter Bedarf an steuerbarer Kraftwerkskapazität auf, jedoch entsteht in den meisten Szenarien, mit Ausnahme des Szenarios ERP, ein erhöhter Stromspeichereinsatz.

In allen Szenarien werden Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zu großen Anteilen mittels Lastmanagement eingebunden. Ferner nehmen die Szenarien KS 80 und 90 sowie ISWV an, dass Seekabel nach Skandinavien gelegt werden und ein hoher europäischer Stromaustausch stattfindet, was sich senkend auf den Speicherbedarf in Deutschland auswirkt. Im 100 % EE-Stromszenario des Umweltbundesamtes wird in geringerem Maße auf den europäischen Stromaustausch gesetzt.

Das Szenario ERP geht davon aus, dass durch Elektrofahrzeuge kein zusätzlicher Stromspeicherbedarf entsteht, da diese sehr flexibel im Lastmanagement eingebunden werden können und dass der Stromspeicherbedarf im Zielszenario gegenüber heute zurückgeht. Demgegenüber entsteht in den Szenarien KS 80, KS 90 und ISWV ein gegenüber heute erhöhter Stromspeicherbedarf, im Szenario 100 % EE von UBA ist er sogar massiv erhöht. Inwieweit der zusätzlich notwendige Stromspeichereinsatz zur Integration der erneuerbaren Stromerzeugung oder zur Integration der neuen Stromverbraucher (Abdeckung von Spitzenlasten) benötigt wird, lässt sich nicht klar abgrenzen.

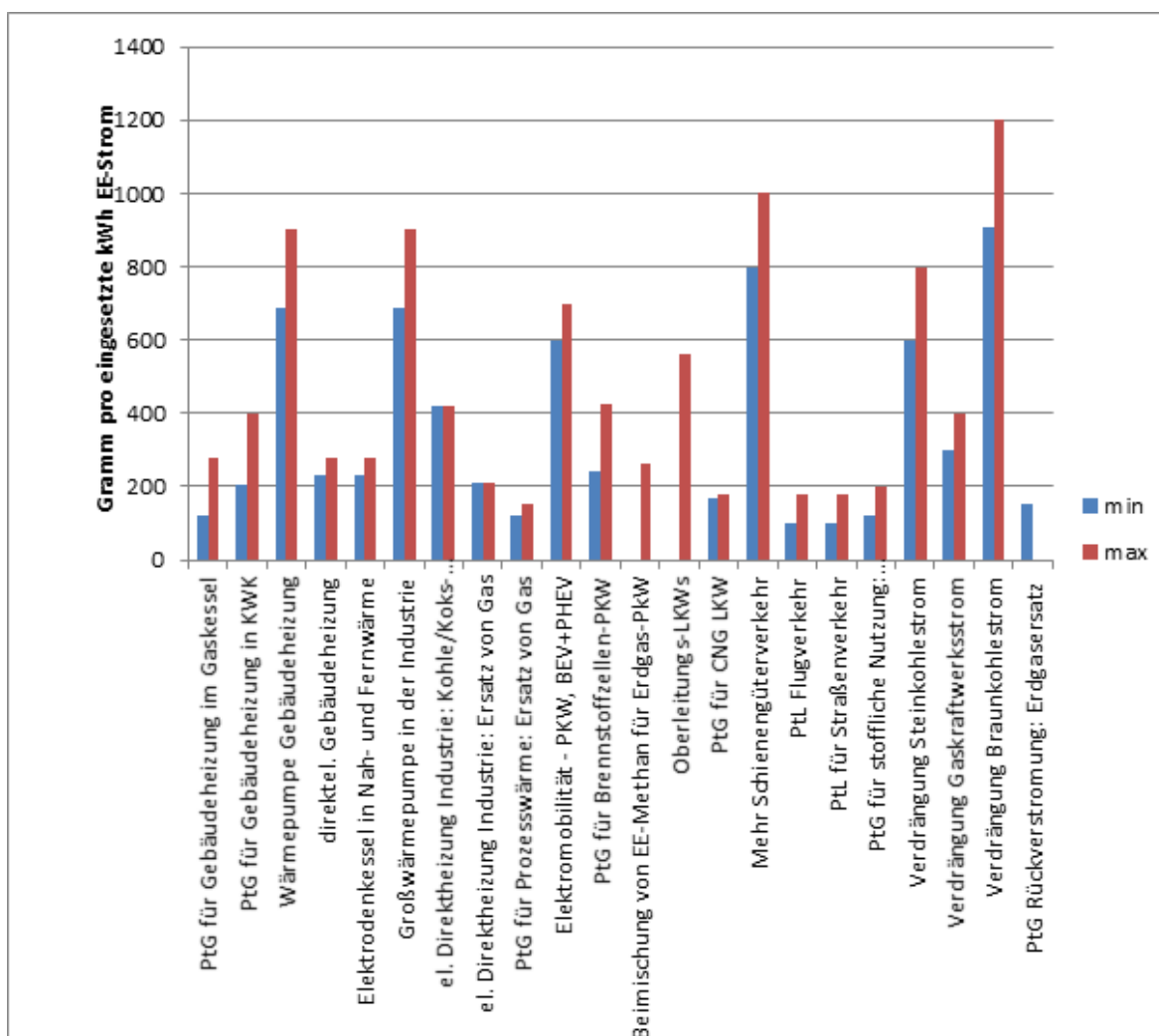
## 5.2.3 Effizienz und Klimaschutz durch Sektorkopplung

### 5.2.3.1 THG-Minderungspotenzial und Effizienz

Die klimaschonende Wirkung von Sektorkopplungstechnologien entfaltet sich insbesondere in Anwendungen, in denen mit hoher Effizienz fossile Energieträger substituiert werden: Wärmepumpen und (Straßen- und schienengebundene) Elektromobilität.

Abbildung 5-18 zeigt einen Vergleich der Größenordnungen des spezifischen Treibhausgas (THG)-Minderungspotenzials verschiedener Sektorkopplungstechnologien. Die Betrachtung geschieht unter der Annahme, dass zusätzliche erneuerbare Stromerzeuger zur Stromversorgung der Sektorkopplungstechnologie zugebaut werden. Dargestellt ist das Minderungspotenzial, wenn 1 kWh EE-Strom ohne Zwischenspeicherung in externen Stromspeichern genutzt werden kann.

Abbildung 5-18: Treibhausgasvermeidungspotenzial verschiedener Sektorkopplungstechnologien, wenn 1 kWh EE-Strom direkt oder bilanziell genutzt werden kann



Es zeigt sich, dass Wärmepumpen, Elektro-PKW und die Verlagerung von Straßengüterverkehr auf die Schiene besonders hohe Treibhausgasvermeidungspotenziale aufweisen, insbesondere sofern ihr Bedarf überwiegend aus EE-Strom gedeckt werden kann. Dies gilt selbst, wenn hierfür Anteile des EE-Stroms langfristig gespeichert werden müssten.

Gleichzeitig bieten im Verkehr sowohl die direkte EE-Stromnutzung über elektrische Antriebe als auch die indirekte Stromnutzung in Form von elektrolytisch erzeugten Treibstoffen (Wasserstoff, erneuerbares Methan etc.) gegenüber der Biokraftstoffverbrennung (und gegenüber dem Einsatz fossiler Kraftstoffe) Flächeneffizienzvorteile. Der Effizienzvorteil des direkt-elektrischen Antriebs kann nach heutigem technischen Stand allerdings nicht weitflächig im Flugverkehr und Schiffsverkehr genutzt werden, hier müssen Biomasse oder Wasserstoff/EE-Methan aus erneuerbarem Strom eingesetzt werden. Im Schwerlast-Straßenverkehr ist

eine Elektrifizierung über die Verlagerung von der Straße auf die Schiene sowie über Oberleitungs-LKWs möglich. Letzteres erfordert jedoch einen gemeinsamen europäischen Einsatz für ein flächendeckendes Oberleitungsnetz.

Je nach Allokation des verfügbaren Biomassepotenzials auf den Verkehrs- und Niedertemperaturwärmesektor kann sich auch die Notwendigkeit ergeben, größere Mengen EE-Strom für den Ersatz von brennstoffbasierter Wärmebereitung in industriellen Anwendungen bereitzustellen. Wegen der geringeren Effizienz sollte die direktelektrische Prozesswärmebereitung dort eingesetzt werden, wo gegenüber Wärmepumpen und Solarthermie aufgrund des Temperaturniveaus nicht genutzt werden können. Im Temperaturbereich oberhalb von 500 °C gibt es zum Ersatz von brennstoffbasierten Prozessen lediglich die Alternative der Biomasseverbrennung (welcher durch die Potenziale limitiert ist) und der Verbrennung von aus EE-Strom elektrolytisch erzeugter Brennstoffe (EE-Methan, Wasserstoff).

Als Vergleichsmaßstab ist rechts in Abbildung 5-18 die Treibhausgasvermeidung bei direktem Einsatz des EE-Stroms im Stromsektor dargestellt.

Wie relevant die Effizienz von Sektorkopplungstechnologien ist, hängt auch vom Nutzungsfall ab, insbesondere von den Volllaststunden.

Eine Reihe von Anwendungen zielt auf die kostengünstige Einbindung von Strom mittels direktelektrischer Einkopplung (Elektrodenkessel, Tauchsieder etc.). Dies ist im Vergleich zu Wärmepumpen eine ineffiziente SKT.

Allerdings sind diese Anwendungen vielfach auch nur für niedrige Volllaststunden konzipiert. Wie stark sich die Effizienz bemerkbar macht, hängt wesentlich davon ab, ob ein Tauchsieder 500 oder 5000 Vollbenutzungsstunden hat. Dies wiederum wird zum einen durch die Strompreise korrigiert: Bei höheren Volllaststunden sind Wärmepumpen vielfach die wirtschaftlichere Lösung.

Bei niedrigen Volllaststunden stellen direktelektrische Lösungen eine verhältnismäßig kostengünstige Option dar, lokale erneuerbaren Stromüberschüsse abzunehmen, die aufgrund von Netzengpässen auftreten. Eine Studie im Auftrag der Agora (Agora 2014) plädiert für die Installation von Elektrodenkesseln in Netzengpassgebieten. Auf der anderen Seite darf die Installation von Elektrodenkesseln nicht einer Optimierung des Netzausbaus entgegenstehen. Insgesamt spricht das begrenzte Volumen des Regelleistungsmarktes, welches das Geschäftsmodell bei Eintreten vieler neuer Anbieter in den Markt verschlechtert, dafür, dass sich eine starke Verbreitung von Elektrodenkessel nicht einstellen wird. Bewahrheitet sich diese Einschätzung nicht, so wäre zu prüfen, in

wieweit eine Anpassung der Befreiung von Strompreisbestandteilen (z. B. Beschränkung von Ermäßigungen auf Netzgebiete mit hohen Anteilen von Einspeisemanagement) erfolgen sollte.

#### 5.2.4 Systemfragen der Sektorkopplung

Die Stromnachfrage der Sektorkopplungstechnologien fällt in unterschiedlichem Maße zeitlich mit dem EE-Stromangebot zusammen.

Während Zeiten mit zu niedrigem EE-Stromangebot durch Elektrokessel und Großwärmepumpen im bivalentem Verbund mit KWK-Anlagen oder Heizkesseln oder durch Power-to Gas-Anlagen durch Abschalten überbrückt werden können, lassen sich Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, auch wenn sie Lastmanagement betreiben, tendenziell weniger flexibel an das EE-Stromangebot anpassen. Muss der EE-Strom dadurch in Stromspeichern zwischengespeichert werden, so setzt dieses die Effizienz des Sektorkopplungspfades herab und verursacht zusätzliche Kosten für die Speicherung. Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen kann ferner der Effekt auftreten, dass sich trotz Zubau von erneuerbaren Stromerzeugern für die Versorgung der Sektorkopplung die Emissionen im Kraftwerkspark erhöhen.

Die in Abschnitt 2 vorgestellten Modellrechnungen im Rahmen der Erarbeitung einer Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie zeigen, dass Elektrofahrzeuge kurzfristig Lastspitzen erzeugen, insbesondere wenn Ladestrom mit hoher Gleichzeitigkeit benötigt wird. Für Wärmepumpen zur Raumheizung legen verschiedene Studien (UBA 2010 und ifeu 2015) nahe, dass diese über tageszeitliche Spitzen auch saisonale Lastspitzen erzeugen.

Die unterschiedlichen Sektorkopplungstechnologien verfügen (wie alle Verbraucher) über unterschiedliche Lastgänge, die nicht zwingend mit dem fluktuierenden Stromangebot korrelieren. Wenn die Sektorkopplungstechnologien nicht sorgfältig in das Gesamtsystem integriert werden, vermindert sich ihre positive Wirkung bzgl. der THG-Minderung, bzw. erhöht sich das Risiko zusätzlicher Lastspitzen.

Die Frage einer systemdienlichen Integration der Sektorkopplungstechnologien stellt sich daher nicht nur bei denselben, sondern grundsätzlich auch bei allen klassischen Anwendungen. Grundsätzlich bieten sich für die verbesserte Integration von Erneuerbaren Energien im Strombereich bzw. zur Minderung von Systemrisiken folgende Optionen:

- Vergleichmäßigung von Last & Erzeugung über einen größeren Bilanzraum, insbesondere durch Ausbau von Netzen und Grenzkoppelstellen.
- Erzeugungsmanagement im Rahmen des bestehenden Strommarktdesigns (Day-Ahead, Intraday, Regelenergie).

- Einbindung von Speichern (zusätzlich zu den bisher schon bestehenden Optionen wie Pumpspeicherkapazitäten)
- Lastmanagement: gezielte Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Rahmen des bestehenden Strommarktdesigns (Day-Ahead, Intraday, Regelenergie) und im Rahmen von bestehenden bzw. zu entwickelnden Stromtarifen mit (gewisser) Lenkungswirkung.

Für eine systemdienliche Integration stehen (wie bei allen Verbrauchern) mehrere Optionen zur Verfügung, die die Stabilität des Systems erhalten bzw. die Flexibilität des Systems erhöhen (Netzausbau – Erzeugungsmanagement – Speicher – Lastmanagement).

## 5.2.5 Bewertung & Handlungsbedarf

### 5.2.5.1 Energiepolitische Bewertung & Einordnung

Sektorkopplungstechnologien an sich sind kein fundamental neues, energiewirtschaftliches Phänomen. Aktuell bieten sich angesichts der energiewendebedingten Entwicklungen im Strommarkt Möglichkeiten, Strom aus Erneuerbaren Energien in zunehmendem Maße zu vergleichsweise günstigen Kosten auch in neuen Anwendungen zu nutzen.

Bei den hier zur Diskussion stehenden Anwendungen ist systematisch zu prüfen, welche Mehrwerte sie im energiewirtschaftlichen Gesamtsystem bieten und welche konkret kalkulierbaren Kosten, bzw. welche genauer zu bestimmenden Risiken diesen Mehrwerten gegenüber stehen.

Für die systematische und nüchterne Bewertung empfehlen wir die Einordnung aller Optionen in das energiepolitische Zieldreieck (Ökonomie – Ökologie – Versorgungssicherheit), ggf. erweitert durch die Dimension „gesellschaftliche Akzeptanz“.

In der Regel dürfte für eine erste Einordnung eine „ceteris-paribus“-Betrachtung ausreichen, wie etwa die (verstärkte) Einführung einer bestimmten Technologie, bei ansonsten gleichbleibenden Rahmenbedingungen eines ansonsten energiewirtschaftlich wahrscheinlich erscheinenden Szenarios. Bestimmte restriktive Nebenbedingungen, wie etwa die Knappheit von biogenen Ressourcen, sind dabei als exogener Faktor vorzugeben. Sich ergebende Risiken und Herausforderungen sollten benannt werden.

Das Stromeinsparziel 25 % bis 2050 gilt es, vor dem Hintergrund der beschriebenen Verbrauchssteigerung zu prüfen.

Nach aktuellem Stand ist es wahrscheinlich, dass neue Anwendungen die Szenarien zum Stromverbrauch bis 2050 verändern. Insbesondere aus Anwendungen wie der Elektromobilität, aber

auch durch vermehrte Marktdurchdringung von Stromanwendungen im Wärmemarkt könnte eine Anpassung erforderlich sein. Hierzu ist jedoch auf Basis einer nüchternen energiepolitischen Einordnung zu entscheiden, ob bestimmte Technologien eher aktiv (mit zusätzlichen Politikinstrumenten) befördert oder lediglich passiv (vorrangig marktgetrieben, Risiken vermeidend) begleitet werden.

#### 5.2.5.2 *Potenzieller Handlungsbedarf*

Bereits heute wirken verschiedene Maßnahmen, die sowohl den Einsatz von Sektorkopplung anreizen als auch zur Effizienzsteigerung beitragen.

Unmittelbar wirksam zur Effizienzsteigerung sind die Energiepreise. Dies zeigt beispielsweise der Einsatzfall der Wärmepumpe. Während monovalente direktelektrische Wärmeerzeugung insbesondere in ungedämmten Häusern – selbst bei den heute noch verfügbaren speziellen Tarifen (Stichwort Netzentgelte) für Nachtspeicherheizungen – zu deutlichen Mehrkosten bei den jährlichen Wärmevollkosten führen, sind Wärmepumpen – je nach Objekt, realisierbarer Jahresarbeitszahl und Wärmequelle – bereits heute wirtschaftlich. Es erfolgt also bereits ein Anreiz in Richtung Effizienzsteigerung. Dieser reicht allerdings nicht aus, um beispielsweise die effizientere erdgekoppelte Wärmepumpe gegenüber der Luft-Wasser-Wärmepumpe wirtschaftlich besserzustellen.

Daher gibt es bereits heute Ansätze, die sowohl Sektorkopplungstechnologien als solche fördern als auch deren Effizienz gezielt anreizen:

- die Förderung durch Investitionszuschüsse zu effizienten Wärmepumpen im Gebäudebestand über das Marktanzreizprogramm (MAP), mit höheren Zuschüssen für besonders effiziente Varianten und weiteren Anreizen für eine Effizienzsteigerung in der Nutzungsphase;
- die Förderung von Infrastruktur zur Sektorkopplung. Von besonderer Bedeutung ist hier beispielsweise die Förderung von Wärmenetzen und –speichern sowohl im MAP wie auch im KWKG.
- die Förderung durch Investitionszuschüsse der Lastmanagement-Fähigkeit von Wärmepumpen im Bestand und Neubau über das MAP (dies umfasst die Ansteuerbarkeit und die Errichtung eines Wärmespeichers)
- der Zulässigkeit reduzierter Netzentgelte für Wärmepumpen in Niederspannungsnetzen und Elektrofahrzeugen nach §14 a EnEG als unterbrechbaren Verbrauchern
- der Bevorzugung von Elektrofahrzeugen bei der Kfz-Steuer usw.



Von besonderer Bedeutung sind die Technologiebewertungen im Rahmen der ordnungsrechtlichen Instrumente, namentlich die EnEV und die CO<sub>2</sub>-Flottenziele.

Dies bezieht sich im Gebäudebereich auf die EnEV, insbesondere auf die Festlegung der Primärenergiefaktoren  $f_P$ . Die Absenkung des  $f_P$  auf 1,8 in Verbindung mit der Absenkung der Gesamtpri-märenergieanforderungen um 25 % ab 1.1.2016 führen dazu, dass Wärmepumpen in zukünftigen Neubauten besonders attraktive Technologien sein werden.

Die zukünftige Ausgestaltung dieser Faktoren hat hier eine besondere Relevanz: Senkt man den Faktor weiter ab, ohne weitere Nebenanforderungen zu verschärfen, führt dies dazu, dass zukünftig auch Gebäude mit einer direktelektrischen Heizung ohne übertriebene Wärmedämmung die EnEV-Anforderungen erfüllen könnten. Es gilt also, eine Balance aus Sektor-Kopplungs-Anreizen und Systemeffizienz zu wahren.

Analoges gilt im Verkehrssektor: Durch die Anrechnung von Elektromobilität auf das CO<sub>2</sub>-Flottenziel mit einem Supercredit werden einerseits SKT-Anreize geschaffen, die mit den CO<sub>2</sub>-Minderungsbemühungen bei konventionellen Fahrzeugen verrechnet werden können. Solche Mechanismen gilt es, sorgfältig abzuwägen.

Der Emissionshandel hat funktional derzeit keine wesentliche lenkende Wirkung auf den eingesetzten Kraftwerkspark. Perspektivisch führt die Verlagerung von Verkehrs- und Wärmeanwendungen in den ETS zu einer Verknappung von Zertifikaten, wenn der THG-Deckel nicht angepasst wird.

In wieweit sich dieser Effekt auch auf die Periode nach 2020 auswirkt, hängt insbesondere von der Ausgestaltung des THG-Deckels (Cap) ab: Werden die erlaubten Emissionen um die aus den Sektorkopplungsanwendungen verursachten Mengen korrigiert oder nicht?

Die Stärkung der Anreizwirkung des Emissionshandels trägt sowohl zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit EE-betriebener Sektorkopplungstechnologien als auch zu einer ökologisch verbesserten Substitutionswirkung von Sektorkopplung bei.

Die Diskussion um neue Maßnahmen der Sektorkopplung steht noch am Anfang. Es gilt verschiedene Ansätze hinsichtlich der kurz- und langfristigen Wirkung zu untersuchen.

Verschiedene Ansätze sind denkbar:

- Ohne einen zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien können Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ihre Treibhausgasminderungsbeiträge nicht voll entfalten. Um diese sicherzustellen, könnte ein **Planungsmechanismus** entwickelt werden, der eine **Abstimmung** des EE-Ausbaus mit dem Wachstum der (auch zeitlich differenzierten) Stromnachfrage im Wärme- und Verkehrssektor sicherstellt. Dies könnte beispielsweise durch Ausnahme neuer sektorgekoppelter EE-Kapazitäten von den Ausbaukorridoren des EEG geschehen.
- Werden keine zusätzlichen erneuerbaren Stromerzeuger für die Versorgung der Sektorkopplungstechnologien zugebaut, so erhöht ein **Lastmanagement**, das sich allein am Börsenstrompreis orientiert, bei den derzeit herrschenden niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks. Da Zeiten mit niedrigem Börsenstrompreis heute und bis 2020 nicht nur mit einer hohen Wind- und PV-Einspeisung korrelieren, sondern auch mit einer hohen Erzeugung von Braunkohlestrom (vgl. zum Beispiel ISE 2013), kann ein Lastmanagement, das nur den Börsenstrompreis als Steuersignal verwendet, zu einer höheren Auslastung von Kohlekraftwerken führen. Hier sind Modelle zu prüfen, die sich an der Verfügbarkeit von EE-Strom orientieren.
- Eine **Anpassung des Energiesteuersystems** insbesondere für dezentrale Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor (Erhöhung/CO<sub>2</sub>-Anpassung Gas- und Ölsteuer, ggf. Absenkung/Abschaffung Stromsteuer), mit (teilweiser) Nutzung zur **Gegenfinanzierung der staatlichen Ausgaben der Energiewende**, wird in IWES et al. (2015) vorgeschlagen.
- **Schaffung von Marktbedingungen für neue Technologien**, beispielsweise **Oberleitungshybrid-Lkw**; hierbei ist **zunächst durch F&E-Mittel die ökonomische Realisierbarkeit zu überprüfen**. Bei positiver Bewertung müsste ein regulatorischer Rahmen für den Aufbau der dafür benötigten Infrastruktur und eine Markthochlaufförderung zur kommerziellen Anwendung auf kurzen/mittleren Pendelstrecken und Elektrifizierung der wichtigsten TEN-V-Korridore etabliert werden.

Gezielte Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Sektorkopplungstechnologien könnten instrumentell ergänzt werden.

Neben den bereits genannten effizienzsteigernden Impulsen sind weitere flankierende Maßnahmen denkbar, beispielsweise:

- Effizienzstandards für Wärmepumpen bei der Förderung beibehalten (Mindest-Jahresarbeitszahlen)
- Ggf. Nebenanforderung an anrechenbare Heizungstechnik in der EnEV (z. B. bzgl. Anrechnung von eigeneerzeugtem PV-Strom für Elektrodirekt-Heizungen (Heizstab im Ölkessel und

Nachtspeicherheizungen) in §5 der EnEV).

#### *5.2.5.3 Detaillierter tabellarischer Vergleich der Sektorkopplung in den verschiedenen Klimaschutzszenarien 2050*

In Tabelle 5-1 findet sich ergänzend detailliertere Daten zu Sektorkopplungstechnologien, ihren Stromverbräuchen und den Modellen, die den verschiedenen diskutierten Energieversorgungsszenarien 2050 zu Grunde liegen.

Tabelle 5-1: Szenariovergleich: Endenergiebereitstellung durch Strom im Wärme- und Verkehrssektor in verschiedenen Szenarien

Szenario-Name	Energiesystem Deutschland	Interaktion EE-Strom-Wärme-Verkehr	Klimaschutzszenario (80 % THG-Minderung)	Klimaschutzszenario (90 % THG-Minderung)	Zielszenario Energiereferenzprognose	IWU 2050	UBA 100 % EE
<b>Modelltyp</b>	Gesamtsystemkostenoptimierung (stündlich), nur Deutschland	Gesamtsystemkostenoptimierung (stündlich), Europa	Simulation (stündliche Zeitauflösung)	Simulation (stündliche Zeitauflösung)	Simulation (stündliche Zeitauflösung)	statisch	Simulation (stündliche Zeitauflösung)
<b>stromnutzende Wärmebereitstellung für Raumwärme und Warmwasser (gegebenenfalls Kälte)</b>	30 % durch elektrische Wärmepumpen, 6 % durch Heizstäbe,	54 % durch Wärmepumpen	11 % der Endenergie durch Stromdirektheizungen und Wärmepumpen	9 % der Endenergie durch Stromdirektheizungen und Wärmepumpen	33 % der HH werden mit Wärmepumpen beheizt, in GHD kaum WP-Einsatz, entspricht 24 % Endenergiebereitstellung für Wärme durch Wärmepumpen	50 % durch elektrische Wärmepumpen	100 % durch solarthermisch unterstützte WP
<b>Stromverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, (gegebenenfalls Kälte)</b>	42 TWh Wärmepumpen, 27 TWh Heizstäbe	59 TWh	9,9 TWh Wärmepumpen, 5 TWh Stromdirektheizungen inkl. Nachtspeicher	7,1 TWh Wärmepumpen, 4,6 TWh Stromdirektheizungen inkl. Nachtspeicher	30 TWh	45 TWh	44 TWh
<b>Wärme in der Industrie</b>	keine neuen Stromanwendungen, Vor allem Biomasse, fossile Gase. Geringer Anteil PtG, 25 TWh Solarthermie,	signifikante Umstellung von brennstoffbasierten auf direktelektrische Wärmeerzeugung (Steigerung von heute 41 TWh auf 107 TWh Stromverbrauch) Erschließung Industrie-WP-Potential (15 TWh Stromverbrauch WP monovalent und 30 TWh WP bivalent mit KWK)	Vor allem Fernwärme und Erdgas, Kohle (für schwer substituierbare Prozesse in Eisen- und Stahlindustrie). 15 %-ige Erschließung des Industrie-WP-Potentials (ca. 6 TWh Stromverbrauch)	Vor allem Fernwärme, Erdgas und Kohle. 40 %-ige Erschließung des Industrie-WP-Potentials (ca. 15 TWh Stromverbrauch)	Elektrifizierung von brennstoffbasierten Prozessen in gewissem Maß (Umfang nicht angegeben), wegen gleichzeitiger Effizienzsteigerungen bei klassischen Stromanwendungen kein steigender Gesamtstrombedarf	Nicht betrachtet	KWK, fossile Brennstoffe, Biomasse
<b>LKW-Bestand</b>	Fossil	10% BEV, 34% HO-LKW, 18% PHEV, 30% Diesel	86% Diesel, 14% PHEV	81 %, Diesel, 14 %, PHEV, 5 % FCEV	80 %, Diesel 10 %, HEV 10 % CNG/LNG	Nicht betrachtet	Biomassebasiert
<b>PKW-Bestand</b>	50 % BEV/PHEV, 50 % FCEV	41 % BEV, 46 % PHEV, 1 % CNG	72 % PHEV, 7 % BEV, Kein PtG	68 % PHEV, 7 % BEV, 11 % FCEV	Ca. 50 % (BEV/PHEV)	Nicht betrachtet	100 % PHEV

Luftverkehr	Fossil	Fossil+Biomasse+PtG	Kein PtG	kleine Menge PtG	fossil+Biomasse	Nicht betrachtet	n.a.
<b>Direkt-Stromverbrauch im Verkehr ohne Schienenverkehr</b>	55 TWh Straßenverkehr	107 TWh	75 TWh	75 TWh	25 TWh	Nicht betrachtet	50 TWh
<b>Stromverbrauch für PtG allgemein</b>	103 TWh	31 TWh	12	75 TWh	8 TWh	Nicht betrachtet	91 TWh (für EE-Methan-Stromspeicher)
<b>davon Verkehr</b>	103 TWh	31 TWh (allerdings ist die Aufteilung willkürlich)	-	9	8 TWh	Nicht betrachtet	0
<b>Bruttostromerzeugung</b>	634 TWh	790 TWh	540 TWh	620 TWh	549 TWh	Nicht betrachtet	540 TWh
<b>EE-Stromerzeugung</b>	439 TWh	715 TWh	403 TWh	612 TWh	375 TWh	Nicht betrachtet	540 TWh
<b>EE-Potential (Deutschland)</b>	$\geq 1000$ TWh	$\geq 1000$ TWh	n.a.	n.a.	n.a.	Nicht betrachtet	705 TWh
<b>Netto-Stromimport</b>	0	20 TWh	76 TWh	76 TWh	16 TWh	Nicht betrachtet	23 TWh

### 5.2.6 Quellen

Agora (6/2014): „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“, Studie des Fraunhofer IWES, SUER und Fraunhofer IFAM im Auftrag der Agora Energiewende

Fraunhofer IWES/ifeu/Fraunhofer IBP/SUER (2015): „Interaktion EE-Strom-Wärme-Verkehr“

Henning und Palzer (2013): „Energiesystem Deutschland 2050“, Forschungsbericht am Fraunhofer ISE, Freiburg 2013

ifeu (2013): „Ökologische Begleitforschung zum Flottenversuch Elektromobilität“, Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Heidelberg 2013

ifeu (2015): „PV-Eigenstrom für Wärmepumpen und Haushaltsstrombedarf in Wohngebäuden“, Projektbericht für das BMWi

ISE (2013): „Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise“, Kurzstudie des Fraunhofer im ISE im Auftrag von Bündnis 90/die Grünen

IWU (2013): „Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario“

Klaus et al. (2010): „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“, Studie des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau 2010

Nitsch et al. (2011): „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Studie im Auftrag des BMU, Schlussbericht 2012

Prognos/ewi/gws (2014): „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“, Studie im Auftrag des BMWi, Berlin 2014

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2014): „Klimaschutzszenario 2050“. Studie im Auftrag des BMU, Berlin, Karlsruhe

## 5.3 Thesenpapier zum Lastmanagement

### 5.3.1 Aufgabenstellung

Das Stromsystem wurde bislang eher aus der Perspektive der Angebotsseite (Erzeugung & Netze) geplant und geregelt, während die Nachfrage weitgehend als "gegeben" hingenommen wurde: bei gegebener Nachfrage musste die Versorgung die Nachfrage bedienen. Grundsätzlich sind die Aufgaben, Angebot und Nachfrage in Deckung zu bringen, eindeutig verteilt:

- auf der technisch-physischen Ebene ist es die Aufgabe der Netzbetreiber und des Regulierungsrahmens,
- auf der kommerziellen Ebene die Aufgabe des Strommarkts (im Rahmen seines zugrundeliegenden Designs),
- auf der strategischen-planerischen Ebene ist es Aufgabe der (politischen) Planung & Regulierung.

Durch die zunehmende Integration volatiler erneuerbarer Energieträger scheint diese Aufgabe vor neuen Herausforderungen zu stehen. Ferner kommen neue Verbraucher (z. B. Elektromobilität) auf den Markt. Die Kopplung der Strommärkte mit anderen Märkten (Wärme, Gas, Mobilität) nimmt zu, mit jeder neuen Option steigt die Komplexität.

Wenn auf der einen Seite immer volatilere Erzeuger ins Gesamtsystem einspeisen, liegt es nahe, dass auf der anderen Seite auch die Nachfrage mehr Flexibilität entwickeln sollte. Bislang wurde jedoch wenig beleuchtet, welche aktiven und passiven Einflussmöglichkeiten auf der Nachfrageseite bestehen und welche Effekte diese auf das Gesamtsystem (insbesondere auf die Erzeugungs- und Netzseite) kurz-, mittel- und langfristig haben könnten.

Hierzu ist die Bedeutung des nachfrageseitigen Lastmanagement (LM) für das Stromsystem zu klären:

- Nachfrageseitige LM Potenziale erkennen und quantifizieren.
- Werden nachfrageseitige LM Potenziale in größerem Umfang benötigt?
- Welche technischen und regulatorischen Voraussetzungen müssen dafür geklärt werden?
- Reicht die (passive) Ansteuerung durch Preissignale oder müssen nachfrageseitige LM Potenziale aktiv gebündelt und angesteuert werden?
- Ist unser Regulierungsrahmen schon jetzt ausreichend aufgestellt? Wie kann man nachfrageseitige LM Potenziale zeitoptimal anreizen ansteuern und nutzen.

### 5.3.2 Motivation für Lastmanagement

**Lastmanagement** (LM) beschreibt die Veränderung des Stromnachfrageverhaltens von Stromkunden, induziert durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen.

LM dient einerseits der Reduktion der Strombezugskosten individueller Verbraucher. Andererseits kann LM beim übergeordneten Einsatz im Energieversorgungssystem zur Verbesserung der Systemstabilität und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen.

Ausschlaggebend für die Notwendigkeit zusätzlicher Flexibilität auf Systemebene (durch LM oder alternative Optionen wie Netzausbau, Speicher oder flexible Erzeugungseinheiten) ist in erster Linie die **Residuallast**. Sie ergibt sich als Differenz aus dem zeitlichen Verlauf der Gesamtnachfrage (sog. Systemlast) und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und muss durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden.

In Zukunft wird die Residuallast starken **Veränderungen** unterliegen. Insbesondere der weitere Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbarer Energien wird zu einem Anstieg der kurzfristigen Schwankungen führen. Gleichzeitig ist durch gesteigerte Energieeffizienz (EE), die Diffusion neuer und die verstärkte Nutzung bestehender Stromanwendungen (z. B. Elektroautos, Wärmepumpen, Haushaltsklimatisierung) sowie eine veränderte strukturelle Zusammensetzung der Stromnachfrage (gesteigerte Nachfrage des Dienstleistungssektors) mit langfristigen Änderungen der System- und somit der Residuallast zu rechnen.

Es lassen sich drei **Situationen** identifizieren, in denen LM (oder eine andere Flexibilitätsoption) benötigt wird, um zu einer Glättung der Residuallast beizutragen:

- Hohe Nachfrage bei gleichzeitig niedriger Stromerzeugung aus Wind und PV („dunkle Flaute“): führt zu Residuallastspitzen und ist am ehesten am frühen Abend an Winter-Werktagen zu beobachten.
- Überschuss an erneuerbarem Strom bei zeitgleich niedriger Stromnachfrage: führt zu niedrigen, ggf. negativen Residuallasten und tritt am ehesten an in der Mittagszeit an Sommer-Weekenden auf.
- Lastspitzen durch neue Anwendungen, z. B. Elektrofahrzeuge oder Klimatisierung: langfristig wachsende Lastspitzen durch unkoordiniertes Nachfrageverhalten (z. B. gleichzeitiges Laden einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen am frühen Abend nach dem letzten Weg).

Neben der Residuallastglättung gestattet LM die Bereitstellung von **Regelenergie** (für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und



Nachfrage) und zum **Redispatch** (Ausgleich Netzengpass-bedingter regionaler Differenzen in Angebot und Nachfrage).

### 5.3.3 Lastmanagement: Anreize, Anwendungen und Nutzen

#### 5.3.3.1 Anreize und Voraussetzungen

Um Stromverbraucher zu einer Veränderung ihres Verbrauchsverhaltens zu motivieren, werden anreiz- und preisbasierte Programme unterschieden (U.S. DoE 2006). Verbraucher, die an einem **anreizbasierten** Programm teilnehmen, schließen einen Vertrag mit ihrem Versorger oder Netzbetreiber ab. Der Vertrag sichert ihnen unabhängig vom gewöhnlichen Strompreis (fixe oder zeitlich variable) Anreizzahlungen als Entschädigung für eine Anpassung ihrer Stromnachfrage in kritischen Stunden zu. Die Teilnahme in anreizbasierten Programmen ist freiwillig, einzelne Programme umfassen allerdings Strafzahlung bei Nicht-Einhaltung der vereinbarten Nachfrageanpassung. **Preisbasierte** Programme umfassen zeitlich variable Tarife, welche vom üblichen Strompreis abweichen und die Variation in den Stromerzeugungskosten widerspiegeln. Verbrauchern in preisbasierten Programmen ist es freigestellt auf die Preisschwankungen zu reagieren.

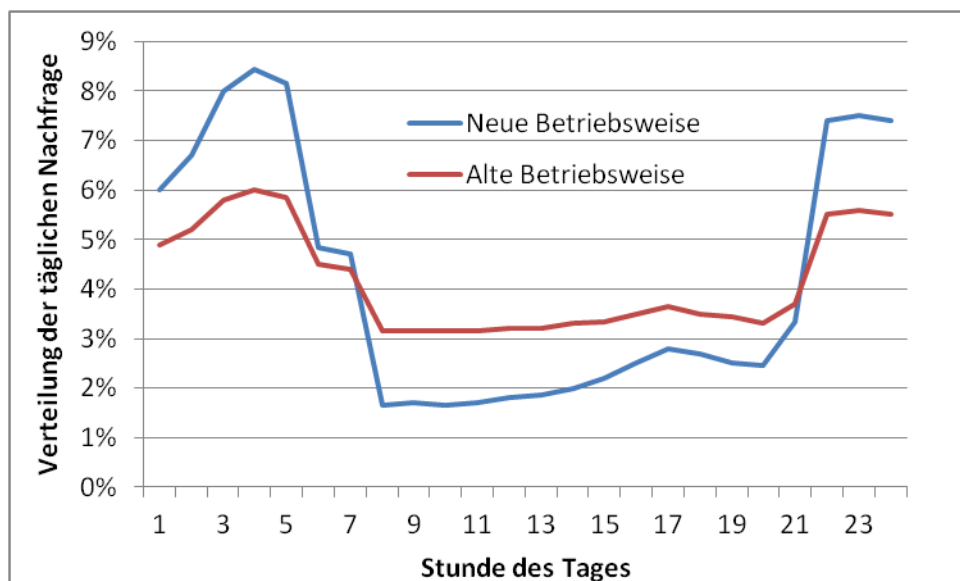
Damit Verbraucher (insbesondere auf preisbasierte) LM-Programme reagieren können, benötigen sie (v.a. im Haushalts- und GHD-Sektor) Informationen über ihr eigenes Verbrauchsverhalten. Diese Informationen können durch sog. **Smart Meter** bereitgestellt werden, welche eine zeitlich hochaufgelöste Aufzeichnung des Stromverbrauchs gestatten (Kärkkäinen 2012). Smart Meter sind, je nach Ausgestaltung und Komplexität, in der Lage, den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs zu visualisieren, ggf. die dazugehörigen Kosten auszuweisen und ins Verhältnis zu anderen Stromverbrauchern zu setzen. Bei bi-direktionaler Funktionsweise kann der Versorger dem Verbraucher über das Smart Meter auch Strompreisinformationen mitteilen.

#### 5.3.3.2 Lastmanagement-taugliche Anwendungen

Im Hinblick auf die verfügbaren LM-Potenziale sollte zwischen heutigen und zukünftigen Potenzialen unterschieden werden. **Aktuell** sind insbesondere Stromanwendungen im Industriesektor in der Lage, an LM-Programmen teilzunehmen, da (v.a. stromintensive) Industrieunternehmen bereits heute ihren Strom an der Strombörse beschaffen und dabei auf eine Minimierung ihrer Bezugskosten abzielen (dies ist z. B. zu beobachten bei Kühlhäusern in der Nahrungsmittelindustrie, vgl. Abbildung 5-19). Industrieprozesse sind darüber hinaus auf Grund ihrer substantiellen anlagen-spezifischen Energie- und Leistungsmengen besonders für LM geeignet. Die Deutsche Energieagentur listet u.a. die folgenden Industrieprozesse als besonders geeignet für LM auf: Herstellung von Papier, Aluminium-, Kupfer- und Zinkelektrolyse, Herstellung

von Elektrostahl, Zement- und Rohmühlen, Chlorelektrolyse, Klimatisierung und Prozesswärme (dena 2013). Darüber hinaus findet LM heutzutage bereits bei Nachtspeichern und Wärmepumpen zur Raumwärmebereitstellung Anwendung: Energieversorger bieten speziell ausgestaltete Tarife an, welche aus einer Hoch- und einer Niedertarifzone bestehen und einen Nachtbetrieb der Anlagen anreizen. Häufig wird die Steuerung der Heizungsanlagen auch direkt per Rundsteuertechnik vom Versorger vorgenommen.

Abbildung 5-19: Alte und neue Betriebsweise von Kühlhäusern in der Nahrungsmittelindustrie



Quelle: (Focken 2011)

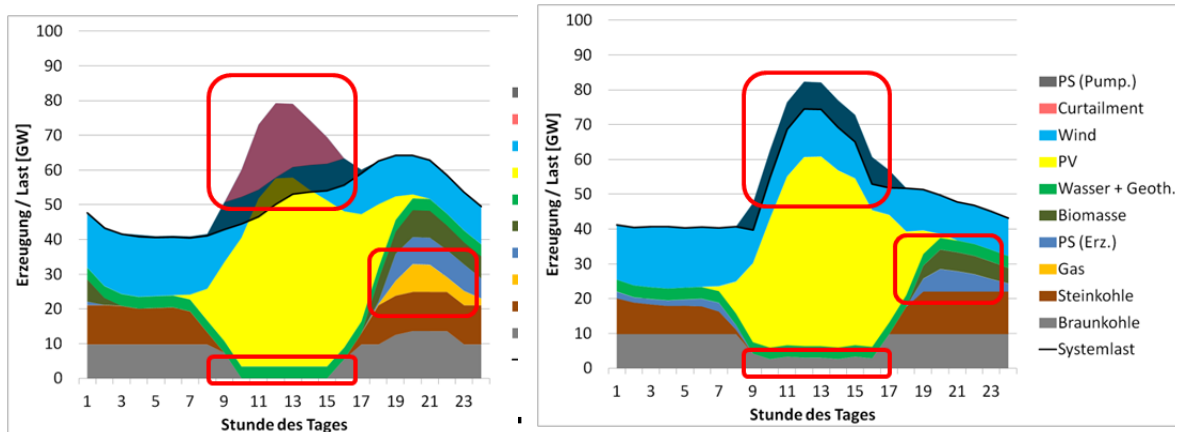
**Langfristig** ist damit zu rechnen, dass zusätzlich zu Industrie- und Heizanwendungen insbesondere Elektrofahrzeuge ein bedeutendes LM-Potenzial darstellen werden. Auf Grund der verhältnismäßig langen Stillstandszeiten (insbesondere bei privaten PKWs) kann der Ladevorgang in Abhängigkeit exogener Preissignale und unter Berücksichtigung des individuellen Fahrverhaltens zeitlich variiert werden. Grundsätzlich kommen auch Haushaltsgeräte (z. B. Spülmaschine), sowie Klimaanlage und Umwälzpumpen langfristig für LM in Frage, sobald die entsprechenden technischen Voraussetzungen (Smart Meter, IT-Infrastruktur, intelligente Geräte) erfüllt sind, um eine Vielzahl kleiner Geräte zu koordinieren und zu steuern (Boßmann 2015).

### 5.3.3.3 Nutzen von Lastmanagement

Hinsichtlich des Nutzens von LM muss zwischen dem Mehrwert für den einzelnen Verbraucher, der an einem LM-Programm teilnimmt, und dem Systemnutzen unterschieden werden. Der Nutzen aus **Verbrauchersicht** spiegelt sich primär in den verminderten Strombezugskosten wider, welche durch Erhalt der Anreizzahlungen o-

der durch Verlagerung der Nachfrage in günstigere Stunden erreicht werden kann. Die **Systemdienlichkeit** von LM drückt sich kurzfristig in Form der verbesserten Auslastung von Grundlastkraftwerken, der verringerten Abschaltung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen („Curtailment“) und einem reduzierten Einsatz von Spitzenlastkraftwerken aus (vgl. Abbildung 5-20). Dies hat reduzierte Großhandelsstrompreise, eine geringere Wahrscheinlichkeit von System-Black-outs und eine verbesserte Funktionalität des Strommarktes zur Folge (Su 2009, Borenstein 2002). Langfristig kann LM durch die Vermeidung von Lastspitzen den reduzierten Zubau von Erzeugungs- und Netzkapazitäten befördern (Boßmann 2015).

Abbildung 5-20: Kraftwerkseinsatz an einem Sommertag im Jahr 2050 bei Lastverlauf ohne (links) und mit (rechts) LM



Quelle: (Boßmann 2015)

Ferner kann man davon ausgehen, dass das nachfrageseitige Lastmanagement als eine Option mit anderen Flexibilitätsoptionen (Netzausbau, Speicher, Erzeugungsmanagement) im Wettbewerb steht. Diese unterschiedlichen Optionen werden sich in einer Angebotskurve der Flexibilitätsoptionen entsprechend der Kosten anordnen, die eine Verschiebung bzw. der Ausgleich einer bestimmten Energieeinheit über einen bestimmten Zeitraum in einer bestimmten Reaktionsgeschwindigkeit kostet. Bislang bleibt die Unsicherheit, welcher Preis sich dabei bildet, bzw. welchen Wert die Flexibilität hat. Auf jeden Fall wird zwischen sehr kurzfristigen Schwankungen zu unterscheiden sein, die eher am Regelenergiemarkt gehandelt werden und Schwankungen, die am Strommarkt zu Preisunterschieden im Tagesverlauf (intraday), im Wochenverlauf bzw. Jahresverlauf führen. Bislang zeigen die entsprechenden Preiskurven am Großhandelsmarkt nur moderate teilweise sogar abnehmende Spreizungen zwischen Hochpreis- (Peak) und Niedrigpreisphasen (Base).

### 5.3.4 Auswirkungen von Lastmanagement auf Energieeffizienz

In diesem und dem nächsten Abschnitt werden die wechselseitigen Effekte von LM und Energieeffizienz untersucht. Eine Zusammenfassung der Effekte befindet sich in Tabelle 5-2 und Tabelle 5-3.

#### 5.3.4.1 Auswirkungen auf den Betrieb stromverbrauchender Anwendungen

Die Lastverlagerung bei stromverbrauchenden Anwendungen zugunsten reduzierter Strombezugskosten kann den Betrieb der Anwendung in sub-optimalen, d.h. weniger effizienten Betriebspunkten bedingen (z. B. wenn in Kühlhäusern in den Nachtstunden die Kühlkammertemperatur unter die übliche Betriebstemperatur abgesenkt wird). Dies resultiert in einem **Mehrverbrauch** an Energie, ohne einen Mehrgewinn bei der Bereitstellung der Energiedienstleistung zu erzielen.

LM umfasst per Definition nicht nur die zeitliche Verlagerung der Stromnachfrage, sondern auch den Wechsel von Strombezug aus dem Netz hin zu lokaler **Eigenerzeugung** (insbesondere bei stromintensiven Industriebetrieben, Siano 2014). Falls diese lokale Stromerzeugung einen höheren spezifischen Primärenergiefaktor aufweist als der Strombezug aus dem öffentlichen Netz (z. B. Betrieb eines weniger effizienten Dieselmotors), führt die Eigenerzeugung zu einem Anstieg der Primärenergienachfrage.

Langfristig ist die Entwicklung **smarter, regelbarer Stromanwendungen** („smart appliances“) denkbar. Neben ihrer Fähigkeit, auf externe Preissignale aus LM-Programmen automatisch zu reagieren, könnten diese Anwendungen auch zur Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Durch die automatische Analyse der Betriebsweise können Effizienzverluste vermieden werden (z. B. durch kontinuierlichen Abgleich der Verbrauchswerte einzelner Komponenten mit Effizienzvorgaben). Die automatische Schaltung von Anwendungen gestattet eine Reduktion des Rebound (z. B. durch automatische Abschaltung der Beleuchtung bei Abwesenheit der Bewohner oder reduzierter Betrieb von Industrieanwendungen bei Leerlauf). Zuletzt gestatten smarte Anwendung eine detaillierte Analyse des Stromverbrauchs. Diese Information kann an den Verbraucher zurückgespielt werden und zu dessen Aufklärung beitragen (vgl. nächster Abschnitt).<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup> Verbraucher sind häufig verunsichert, welche Daten erhoben und von wem sie genutzt werden (McKenna 2012, Krishnamurti 2012). Folglich haben Datenschutzbedenken einen wesentlichen Einfluss auf die Diffusion smarter Stromanwendungen und Smart Meter.

#### 5.3.4.2 Auswirkungen auf das Stromverbrauchsverhalten

Die Einführung **zeitvariabler Tarife** und die Diffusion von **Smart Metern** stellt einen wesentlichen Baustein für die Umsetzung von LM dar. Beide Komponenten können maßgeblichen Einfluss auf Energieeffizienz und Energieeinsparungen haben.

Der vordergründige Effekt von Smart Metern auf die EE besteht darin, dass sie das **Bewusstsein für den Stromverbrauch** verstärken, indem sie ihn „sichtbar“ und messbar machen (vergleichbar mit der Verbrauchsanzeige im Auto). Sozialwissenschaftliche Studien ergaben, dass effizientes Verbrauchsfeedback regelmäßig und kontinuierlich den aktuellen Verbrauch wiedergeben und ins Verhältnis zu früheren Zeitpunkten oder anderen Verbräuchen setzen soll (Darby 2009). Dabei sind insbesondere anwendungsspezifische Verbrauchsinformationen nützlich, da sie die Identifikation der effektiven Lasten gestatten.

Pilotversuche mit Smart Metern in Haushalten haben ergeben, dass diese nicht nur zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs (und somit zur Vermeidung von Lastspitzen) beitragen, sondern zu **Stromeinsparungen** von bis zu 5 % führen (vgl. z. B. Schleich 2013).

Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass in Stunden mit niedrigen Strompreisen ein **Rebound**-Effekt einsetzt (z. B. bei Beleuchtung, Heizung, Stand-by-Modus von IT-Geräten), welcher zu einer Minderung der Effizienzpotenziale führt. Bei anreizbasierten LM-Programmen besteht darüber hinaus die Gefahr, dass bei der Messung der verlagerten Energiemengen gegenüber einer Baseline den Fehlanreiz gesetzt wird, diese Baseline künstlich hochzuhalten, um die Erlöse zu maximieren (York 2005).

Neben einer Beeinflussung des eigentlichen Stromverbrauchsverhaltens fördern LM-Programme aber auch die **Beschaffung energieeffizienter Geräte** und führen somit zu einer Steigerung der Energieeffizienz (Nemtzow 2007).

Bei Industrieunternehmen kann das Bewusstsein für den Stromverbrauch durch **Aggregatoren** gestärkt werden, welche das Flexibilitätspotenzial mehrerer kleiner Industrieunternehmen gebündelt auf dem Strommarkt anbieten. Im Rahmen der Initialberatung von Unternehmen zu LM-Potenzialen können Effizienzpotenziale identifiziert werden.

Die Einführung neuer, zeitvariabler Tarife im Rahmen von LM-Programmen gestattet eine Effizienz-förderliche **Tarifgestaltung**

(z. B. blockweiser Anstieg der kWh-Preise mit zunehmendem Verbrauch, Leistungspreise), welche zusätzliche Anreize zum Stromsparen setzt.<sup>28</sup>

Darüber hinaus können LM-Programme die Aufmerksamkeit auf Effizienzaspekte lenken und Effizienz- und LM-Programme können als Kombi-Pakete angeboten werden, so dass sich **Programm-Synergien** erzielen lassen (York 2005). Dabei ist zu beachten, dass der Verbraucher (insbesondere der Haushaltskunde) keine Unterscheidung zwischen LM und Energieeffizienz vornimmt, sondern in erster Linie einen Stromtarif wählen möchte, der ihm nachvollziehbar und günstig erscheint. Folglich besteht die Gefahr der **Verwirrung**, falls zu viele Programme angeboten werden oder die Programme zu komplex ausgestaltet sind (U.S. DoE 2010).

Ähnliches gilt für die Bereitstellung des Verbrauchs-Feedbacks: dies kann auf verschiedenen Kanälen erfolgen (Smart Meter, Online-Plattform, postalisch), sollte in jedem Fall aber einfach, ästhetisch, und intuitiv ausgestaltet sein, um den Verbraucher effektiv aufzuklären (Lewis 2012). Dabei können potenzielle Mehrkosten für die Verwendung ausgefeilter Feedback-Technologien durch die **gemeinsame Nutzung dieser Feedback-Kanäle** für LM und EE kompensiert werden.

Zuletzt impliziert die Einführung von Smart Metern und der Betrieb der dazugehörigen IT-Infrastruktur einen **zusätzlichen Stromverbrauch**, welcher einen Teil der zuvor genannten Einsparungen wieder aufzehrt.

#### 5.3.4.3 Auswirkungen auf Systemebene

Die Systemdienlichkeit von LM besteht in erster Linie darin, Lastspitzen zu reduzieren und eine Glättung der Residuallast herbeizuführen. Dies hat unterschiedliche Folgen für die Energieeffizienz auf Ebene des Stromsystems.

Die Glättung der Residuallast führt zu einer **verbesserten Auslastung** preisgünstiger **Grundlastkraftwerke** und zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken. Auf Grund der Tatsache, dass die spez. Stromerzeugungskosten der Kraftwerke in der deutschen Merit-Order aktuell umgekehrt proportional zum spezifischen Primärenergiebedarf sind, führt eine Glättung der Residuallast zu einem **Anstieg des Primärenergieverbrauchs**. Gleichzeitig führt die Abminderung von Lastspitzen zu einem reduzierten Bedarf an zusätzlichen **Netz-, Speicher- und Kraftwerkskapazitäten** (Boßmann 2015). Dies wirkt sich nicht nur

---

<sup>28</sup> Langfristig ist nicht mit sog. Flat-rate Tarifen für Strom zu rechnen, da Strom kein unendliches Gut ist und im Gegensatz zu bspw. Internet-Datenpaketen mit variablen Erzeugungskosten verbunden ist. Dennoch kann damit gerechnet werden, dass bei der Zusammensetzung des Strompreises in Zukunft eine Verschiebung vom Arbeits- zum Leistungspreis zu beobachten ist.

ökologisch und hinsichtlich Landnutzung- und Akzeptanzaspekten aus, sondern ist auch aus energetischer Perspektive von Vorteil.

Langfristig betrachtet wird es vermehrt zu Situationen kommen, in denen die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien die eigentliche Stromnachfrage in der entsprechenden Stunde überschreitet. In diesen Perioden kann LM zu einer Anhebung der Nachfrage durch LM beitragen und somit die **Abschaltung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** reduzieren oder vermeiden. Dadurch wird die insgesamt durch konventionelle Stromerzeugung zu deckende Stromnachfrage reduziert.

Tabelle 5-2: Auswirkungen von LM auf Energieeffizienz

Auswirkungen von LM auf EE...	Förderlich	Abträglich
<b>...beim Betrieb stromverbrauchender Anwendungen</b>		
Mehrverbrauch durch sub-optimalen Betrieb		x
Wechsel zu Eigenerzeugung	(x)	x
Smarte, regelbare Anwendungen	x	
<b>...beim Verhalten der Stromverbraucher</b>		
Zeitvariable Tarife und Smart Meter	x	(x)
Bewusstsein für Stromverbrauch	x	
Rebound		x
Fehlanreize durch Baseline-Messung		x
Beschaffung neuer Anwendungen	x	
Nachfrageanalyse durch Aggregatoren	x	
Effizienzförderliche Tarife	x	
Programm-Synergien	x	
Verwirrung durch kombinierte Tarife		x
Gemeinsame Nutzung von Feedback-Kanälen	x	
Mehrverbrauch durch Smart Meter		x
<b>...auf Ebene des gesamten Stromsystems</b>		
Verbesserte Auslastung Grundlastkraftwerke	(x)	x
Reduzierte Abschaltung der Erneuerbaren	x	

x: trifft zu; (x): trifft nur bedingt zu

### 5.3.5 Auswirkungen von Energieeffizienz auf Lastmanagement

Neben den diversen Auswirkungen von LM auf Energieeffizienz, gibt es natürlich auch entgegengesetzt wirkende Effekte.

Die gesteigerte Effizienz bei Anwendungen, die grundsätzlich für LM geeignet sind, führt zu einer **Verminderung des Flexibilitäts-potenzials**.<sup>29</sup> Dies betrifft nicht nur die Effizienzsteigerung bei Stromanwendungen (z. B. der Shift von Nachtspeicherheizungen zu Wärmepumpen), sondern auch anderweitige Effizienzmaßnahmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Effizienzmaßnahmen vorrangig zur Vermeidung systemkritischer Zustände beitragen, wie z. B. zur Minimierung der winterlichen Lastspitze.

<sup>29</sup> Es ist nicht auszuschließen, dass dieser Aspekt insbesondere seitens der Energiewirtschaft (d.h. von Energieversorgungsunternehmen) als Argument verwendet wird, um die Einführung bestimmter Effizienzmaßnahmen zugunsten des LM anzugreifen.



Gleichzeitig kann EE aber auch zu einer **Steigerung der LM-Potenziale** beitragen, wenn die Elektrifizierung bestimmter Energiedienstleistungen aus Effizienz­sicht zielführend ist (bspw. der Ersatz von Gasthermen durch strombasierte Wärmepumpen).

Auf Ebene der Stromverbraucher kann Energieeffizienz die finanziellen **Anreize von LM-Programmen** und somit die Attraktivität der Teilnahme in solchen Programmen **schmälern**. Dies gilt im Umkehrschluss auch für LM (Rebound-Effekt, s.o.).

Im Hinblick auf die Steuerung von (insbesondere industriellen) Prozessen und Anwendungen kann auf bestehende **Energie-Management-Systeme** zurückgegriffen werden, welche bereits für die Identifikation von EE-Potenziale etabliert sind. Diese Systeme könnten um Flexibilitätsaspekte erweitert werden.

Darüber hinaus gelten hier natürlich auch die im vorhergehenden Abschnitt genannten Synergieeffekte.

*Tabelle 5-3: Auswirkungen von Energieeffizienz auf LM*

Auswirkungen von EE auf LM	Förderlich	Abträglich
Verminderung Flexibilitätspotenziale		x
EE-bedingte Elektrifizierung	x	
Reduzierte Attraktivität von LM durch EE		x
Energie-Management-Systeme	x	

x: trifft zu; (x): trifft nur bedingt zu

### 5.3.6 Klärungs- und Handlungsbedarf

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es diverse **Synergiepotenziale** zwischen LM und EE gibt. Der hauptsächliche Mehrwert von LM-Programmen für EE besteht in der Schaffung eines Bewusstseins für den Stromverbrauch durch die Nutzung entsprechender Feedback-Kanäle, wie z. B. Smart Meter.

In einem gewissen Umfang bestehen **Risiken**, dass EE und LM einander entgegen wirken. Mehrverbräuche durch zusätzliche IT-Infrastruktur und Rebound-Effekte durch zeitvariable Tarife können zu einer Minderung der EE-Potenziale führen. Gesteigerte EE impliziert eine Absenkung des Stromverbrauchs und damit auch eine Minderung der LM-Potenziale, führt aber in der Regel auch zur Verringerung systemkritischer Spitzen. Insgesamt sollten die Risiken einer kontraproduktiven Wirkung aus heutiger, **politisch-strategischer Sicht nicht überbewertet werden**. Nach erster Ab-

schätzung überwiegen die Synergien zwischen beiden Regelungssphären. Insbesondere ist es zielführend, jene Maßnahmen zu verfolgen, welche sowohl für EE als auch für EE förderlich sind.

Darüber hinaus sollte in jedem Fall auch weiterhin eine entschlossenen **Steigerung der Energieeffizienz** verfolgt werden. Kurz- und mittelfristig ist nicht absehbar, dass Stromüberschüsse in einem so hohen Maße auftreten, dass diese nicht von den zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen abgedeckt werden können. Vielmehr wird die Hauptherausforderung für das Gesamtsystem auch weiterhin die Abdeckung der winterlichen Nachfragespitze, insbesondere in Zeiten geringen EE Dargebots, darstellen. Insofern sollte die Reduktion der Nachfrage gerade zu diesen systemkritischen Zeiten weiterhin Priorität haben, zugunsten verbesserter Systemstabilität, gesteigerter wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit, verminderter Grundlast und potenziell niedrigerer Energiepreise.

Das nachfrageseitige **Lastmanagement ist eine Flexibilitätsoption neben anderen** (Netzausbau, Speicher, Erzeugungsmanagement). Bislang bleibt die Unsicherheit, welcher Preis sich an den unterschiedlichen Märkten für die Flexibilität ergibt. Die entsprechenden Preiskurven zeigen nur moderate teilweise sogar abnehmende Spreizungen zwischen Hochpreis- (Peak) und Niedrigpreispfasen (Base). Weitere Untersuchungen zur Kostenkurve der Flexibilitätsoptionen werden bessere Aufschlüsse liefern, wie stark nachfrageseitige LM Optionen in Zukunft abgefordert werden.

Genauere Aussagen lassen sich zum heutigen Zeitpunkt noch nicht treffen, da es bisher **wenig wissenschaftliche Erkenntnisse** über das Zusammenspiel von LM und EE gibt. Daher erscheint es zielführend, dass **weitere Forschungsarbeiten** in diesem Bereich durchgeführt werden. Diese sollten neben theoretischen Analysen auch Pilot-Projekte umfassen, welche den kombinierten Einsatz von LM und EE analysieren. Dabei sollten insbesondere zwei wesentliche Hemmnisse für LM explizit adressiert werden: die Datenschutz-Bedenken von Stromverbrauchern bei der Erhebung von individuellen Lastdaten, sowie die potenziell notwendige Interaktion des Nutzers der Stromanwendung bei der Durchführung von LM.

Darüber hinaus sollte zukünftig die Eignung von LM zur Glättung der Residuallast vor dem Hintergrund einer sich verändernden Systemlast untersucht werden. Diese Änderung in der Systemlast kann sowohl durch EE-Maßnahmen als auch durch neue Anwendungen und strukturelle Verschiebungen in der Zusammensetzung der Stromnachfrage hervorgerufen werden. Kurzum: es sind nicht nur die Auswirkungen von **EE** auf die Gesamtstromnachfrage, sondern künftig auch verstärkt die Wirkungen auf das **Lastprofil** zu berücksichtigen.

### 5.3.7 Literatur

Borenstein et al. (2002): Advanced metering and Demand Response in electricity markets. CSEM Working Paper, 105.

Boßmann (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

Darby (2009): Demand response: the effectiveness of feedback on energy consumption. University of Oxford, Oxford.

dena (2013): Lastmanagement in der Industrie: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

Focken et al. (2011): Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. energy & meteo systems, Fraunhofer ISI.

Kärkkäinen (2012b): Smart metering - ieasdm Task 17, Subtask 5, Report no. 5. Technical report.

Krishnamurti et al. (2012): Preparing for smart grid technologies: A behavioral decision research approach to understanding consumer expectations about smart meters. Energy Policy, 41:790–797.

Lewis et al. (2012): Empower Demand 2 – Energy Efficiency through Information and Communication Technology. VaasaETT, Helsinki.

McKenna et al. (2012): Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications. Energy Policy, 41:807–814.

Nemtsov et al. (2007): The green effect – How demand response programs contribute to energy efficiency and environmental quality. In: Public Utilities Fortnightly, March 2007.

Schleich et al. (2013): Effects of feedback on residential electricity demand - Findings from a field trial in Austria. Energy Policy, 61:1097–1106.

Siano (2014): Demand response and smart grids - A survey. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30:461–478.

Su et al. (2009): Quantifying the Effect of Demand Response on Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 24(3):1199–1207.

U.S. DoE (2006): Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. Technical report, U.S. Department of Energy, Washington.

U.S. DoE (2010): Coordination of Energy Efficiency and Demand Response. Technical report, U.S. Department of Energy, Washington.

York et al. (2005): Exploring the Relationship Between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues. American Council for an Energy-Efficient Economy, Washington.

## 5.4 Thesenpapier zu Strompreisen

### 5.4.1 Aufgabenstellung

Die Wirtschaftlichkeit von Stromeffizienzmaßnahmen hängt sowohl von den Kosten wie auch von den möglichen Einsparungen ab. Die Höhe der Einsparung wiederum hängt direkt vom Endkundenstrompreis des jeweiligen Verbrauchers ab. Die Höhe und auch Struktur (Leistungspreis, Arbeitspreis, fixe Anteile) der Strompreise haben damit einen Einfluss sowohl auf das Verbraucherverhalten wie auch auf die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienz.

Das Arbeitspapier soll aufzeigen, an welchen Stellen aktuelle Regelungen zu Strompreisen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen haben. Dabei stehen insbesondere folgende Fragen im Vordergrund:

- welche Struktur haben unsere Strompreise?
- welche Kostenstruktur liegt den Preisen zugrunde?
- wie gestalten sich die regulierten Preisbestandteile?
- gibt es bei den regulierten Preisbestandteilen Mechanismen, die zu Fehlanreizen bzgl. der Energieeffizienz bzw. Energieeinsparung führen?

Zur Beantwortung dieser Fragen werden die einzelnen Strompreisbestandteile und deren Einfluss auf die Endkundenstrompreise sowie deren Ausnahmeregelungen untersucht.

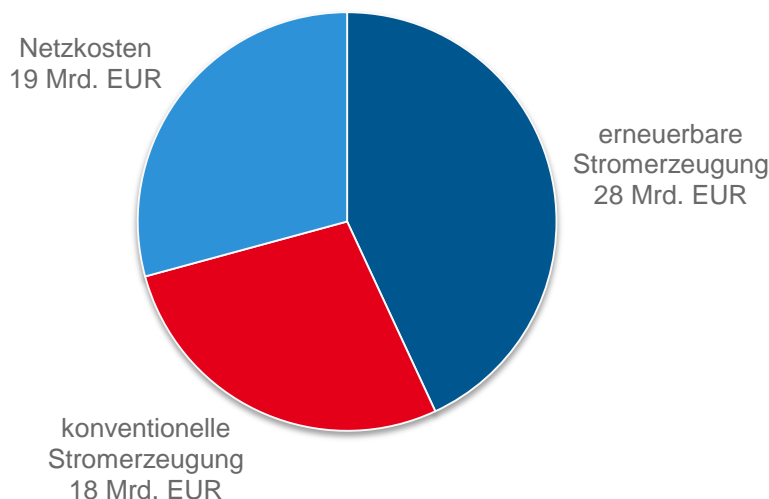
Bei der Bewertung von Ausnahmeregelungen ist zu beachten, dass deren Konzeption sehr viele Interessen und Aspekte berücksichtigt, wie z. B. Wettbewerbsfragen, regionale Interessen, Interessen einzelner Wirtschaftszweige usw. Zum Teil sind damit einzelne Regelungen, die die Strompreise betreffen, immer ein Ergebnis bzw. der Kompromiss einer Optimierung zwischen sehr unterschiedlichen Zieldimensionen, von denen Energieeffizienz eine einzelne darstellt.

## 5.4.2 Kosten des Stromsystems

### 5.4.2.1 Gesamtkosten

Die Gesamtkosten des Stromsystems lassen sich in die Bereiche erneuerbare Stromerzeugung, konventionelle Stromerzeugung und Netzkosten unterteilen. Insgesamt belaufen sich diese Kosten im Jahr 2015 auf ca. 65 Mrd. Euro. Mit etwa 28 Mrd. Euro entfällt der größte Anteil hiervon auf die Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung, die Kosten der konventionellen Stromerzeugung tragen schätzungsweise 15-20 Mrd. Euro bei, die Netzkosten liegen bei etwa 19 Mrd. Euro.

Abbildung 5-21: Geschätzte Gesamtkosten des Stromsystems im Jahr 2015



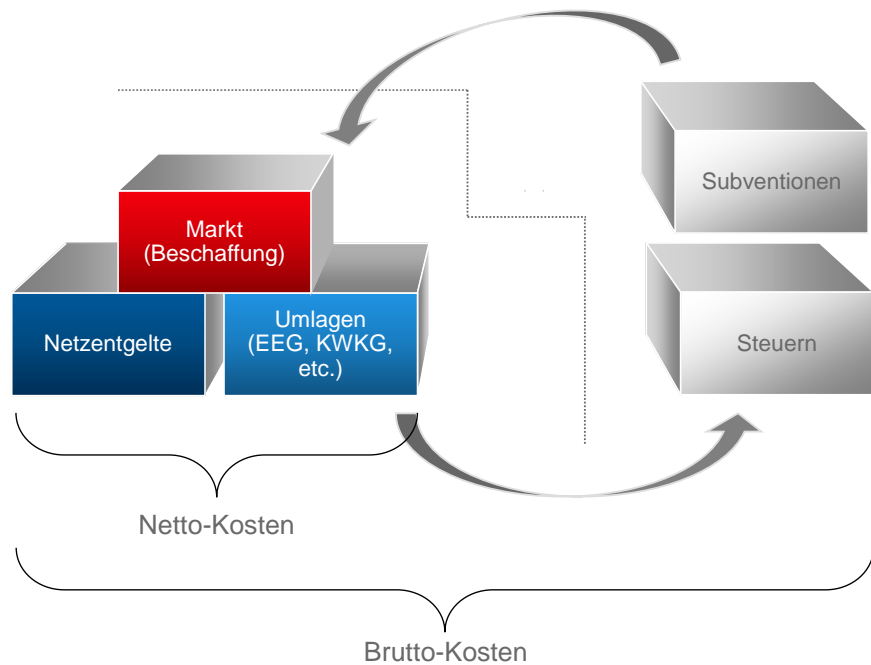
### 5.4.2.2 Kostenwälzung

Die dargestellten Kosten des Gesamtsystems müssen durch die Gesamtheit der Stromverbraucher aufgebracht werden. Unterschiedliche Verbrauchergruppen tragen dabei unterschiedlich hohe Kosten. In die Endkundenpreise fließen die Kostenstrukturen ein. Die anbietenden Versorger versuchen dabei, die Höhe und Struktur ihrer Kosten weitgehend in den Tarifen abzubilden. Strompreistarife, die von der Struktur her von den Kostenbestandteilen abweichen, werden sich über eine längere Zeit nicht am Markt behaupten können, da sie für die Versorger langfristig entweder zu

hohe Risiken oder für die Verbraucher zu hohe Kosten darstellen.<sup>30</sup>

Die Überwälzung der Netto-Kosten des Stromsystems an die Endverbraucher erfolgt über unterschiedliche Komponenten. Am Großhandelsmarkt erzielte Preise werden inklusive verschiedener Aufschläge zum Endkunden durchgereicht, die Kosten für die Netzinfrastruktur sowie Teile der Erzeugungskosten über Umlagen gewälzt. Darüber hinaus beeinflussen Subventionen und Steuern die von den Endkunden zu tragenden Brutto-Kosten des Stromsystems.

Abbildung 5-22: Schematische Darstellung der Strompreisbestandteile des Stromsystems



Zur Finanzierung des Stromsystems hat der Gesetzgeber eine Reihe verschiedener **Umlagen** eingeführt, die die entsprechenden Kosten auf die Stromverbraucher wälzen. Hierzu zählen die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage sowie netzentgeltgewälzte Umlagen wie die AbLa-Umlage, Offshore-Umlage, § 19-Umlage.

Niedrigere Umlagebelastungen von Verbrauchern werden durch höhere Belastungen anderer ausgeglichen. Privilegierungen und Ausnahmen führen aus Effizienz­sicht daher zum einen zu geringeren Effizienz­anreizen für die privilegierten Verbraucher, für die

<sup>30</sup> Ein Haushaltsflattarief für z. B. 2.000 Euro pro Jahr wäre für die meisten Verbraucher zu teuer. Letztlich würden nur Haushalte mit einem hohen Stromverbrauch (z. B. 10.000 kWh/a) diesen Tarif wählen. Dies wäre aber für den Anbieter des Tarifes nicht wirtschaftlich darstellbar.

nicht privilegierten Verbraucher resultieren jedoch höhere Umlagesätze und daher auch steigende Effizianzanreize.

Die **Netzentgelte** sind von den Verbrauchern als Gegenleistung für die Nutzung der Netzinfrastruktur zu zahlen. Die für die Errichtung, den Erhalt und den Betrieb der Netze entstehenden Kosten werden nach einem Schlüssel auf die netznutzenden Kunden gewälzt.

Zusätzlich beeinflussen **Steuern und Subventionen** die für den Strombezug durch die Verbraucher aufzubringenden Mittel.

**Steuern** wie die Stromsteuer und die Mehrwertsteuer führen zu höheren Preisen und erhöhen den Anreiz zu sparen. Ausnahmeregelungen davon führen dazu, dass diese Anreize bei bestimmten Verbrauchern geringer sind. Im Gegensatz zu Umlage-Befreiungen, bei denen die Kostenentlastung privilegierter Verbraucher automatisch zur einer Mehrbelastung nicht-privilegierter Verbraucher führt, führen Steuererleichterungen zunächst nur einseitig zur Kostenentlastung.

Wenn bestimmte Kosten des Stromsystems nicht direkt durch die Stromverbraucher getragen werden, sondern über **Subventionen** finanziert werden, führt dies zu geringeren Endkundenstrompreisen und damit zu einem geringeren Anreiz, Strom zu sparen. Letztlich wird damit der Stromverbrauch subventioniert, was auch Sicht der Effizienz kontraproduktiv ist und zu einer volkswirtschaftlich ungünstigen Lösung führt. Beispiele sind verschiedenen Regelungen zur Nutzung der Kernenergie sowie die Subventionen des Steinkohlebergbaus usw., die in der Vergangenheit beschlossen wurden und sich teilweise bis heute auswirken. Wenn die Stromkunden diese Kosten hätten zahlen müssen, wären voraussichtlich mehr Effizienzmaßnahmen getätigt worden. Aus Effizienz­sicht erscheint es eher zuträglich, dass die Kostenbestandteile des Stromsystems vollumfänglich auf die verbrauchte Einheit, bzw. auf die beanspruchte Kapazität umgelegt werden. Würden größere Kostenbestandteile des Stromsystems durch Steuermittel getragen oder auf eine verbrauchsunabhängige Basis gestellt werden, würden sich die Anreize für Energieeffizienz mindern. Damit soll explizit keine Aussage darüber getroffen, ob eine bestimmte Art von zusätzlicher Kostenbelastung bei Endverbrauchern als gerecht oder ungerecht empfunden wird.

#### 5.4.2.3 *Wirkungen der Endkundenpreise*

Durch die unterschiedlich hohen Strompreisbestandteile entstehen unterschiedlich hohe Anreize zur Einsparung von Strom. Aus Sicht der Energieeffizienz gilt grundsätzlich: je höher die vom Endkunden aufzubringenden Energiekosten sind, desto höher sind seine Anreize, Energieeffizienzmaßnahmen umzusetzen.

### **Exkurs: Energieverbrauch & Energiepreise**

Preise sind ein Indikator für die Knappheit einzelner Güter. Steigende Strompreise führen dazu, dass Stromverbraucher zunehmende Anreize haben, ihre Stromkosten zu senken. Neben der Erhöhung der Energieeffizienz bieten sich weitere Möglichkeiten auf hohe Preise zu reagieren, darunter Tarifwechsel, Änderung der Netzebene, des Netzgebiets, Standort, Inanspruchnahme von Ausnahmeregelungen, Eigenerzeugung sowie Substitution (Energieträgerwechsel, Energieeffizienz) ggf. auch Prozesssubstitution.

In der Praxis der Energieeffizienz beobachtet man im Allgemeinen eine Gemengelage all dieser möglichen Reaktionen, bis hin zu dem Effekt, dass Verbraucher in sehr viel geringerem Maße auf Preissignale reagieren, als dies aus einem rational-wirtschaftlichem Kalkül vorhergesagt würde. Neben den bekannten, aber hier nicht näher diskutierten Hemmnissen (fehlende Information, fehlendes Knowhow, hoher Anfangsaufwand, Suchkosten, hemmende Organisationsstrukturen, Fehlallokation von Kosten & Nutzen, fehlende Vorfinanzierung etc.), die Energieeffizienz-Investitionen entgegen stehen, spielt dabei häufig die geringe Bedeutung von Energiekosten im Gesamtbudget eines Unternehmens bzw. eines Haushalts eine Rolle. Dies äußert sich unter anderem auch darin, dass vielen Verbrauchern im Einzelnen gar nicht bewusst ist, wie hoch ihre Energiepreise sind.

Vor diesem Hintergrund hat ein rein ökonomischer Ansatz, der die Prognose des Verbrauchsverhaltens von Endkunden in Abhängigkeit von Energiepreisen und Energiekosten zum Ziel hat, nur eine begrenzte Erklärungskraft. Dennoch lässt sich die Behauptung aufrechterhalten, dass höhere Strompreise einen wesentlichen Anreiz darstellen, den Bezug von Energie zu reduzieren und über verschiedene Optionen des Verzichts oder der Substitution von Strom nachzudenken und zu entscheiden.

### **5.4.3 Strompreisbestandteile**

#### *5.4.3.1 Struktur der Strompreise*

Die Endkundenstrompreise setzen sich aus den Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten, Netzentgelten sowie Umlagen, Steuern und Abgaben zusammen.

Der Anteil der regulierten und staatlich festgelegten Kostenbestandteile am Endkundenstrompreis hängt stark vom Abnahmefall ab. Im Haushaltsbereich beträgt dieser Anteil heute etwa 75 % (BDEW 2014). Großverbraucher sind häufig von den Abgaben oder Umlagen ganz oder teilweise befreit.

Die folgende Tabelle zeigt für drei typische Abnahmefälle die Höhe der Endkundenstrompreise und der einzelnen Preisbestandteile.



Für den industriellen Abnahmefall wurde die Bandbreite der Strombezugskosten unter Berücksichtigung von möglichen Vergünstigungen aufgezeigt. Diese betreffen insbesondere die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die Netzentgelte.

Die angegebenen Strompreise sind als Durchschnittspreise zu verstehen; die Gesamtkosten des Strombezugs wurden jeweils durch den Stromverbrauch geteilt, d.h. auch die fixen Strompreisbestandteile sowie Leistungspreisbestandteile wurden damit einbezogen.

Die Endkundenpreise weisen eine sehr große Spanne von knapp 6 Cent/kWh bei bestimmten industriellen Verbräuchen und 28 Cent/kWh bei Haushaltskunden auf. Bei größeren energieintensiven industriellen Abnehmern (Hochspannungsebene und höhere Abnahme) können die Stromkosten auch deutlich unter den genannten 6 Cent/kWh liegen.

Tabelle 5-4: Stromkostenbestandteile für typische Abnahmefälle (Jahr 2014)

	PHH	GHD	IND	IND mit max. Vergünstigungen
Stromverbrauch	3.500 kWh/a	50 MWh/a	24.000 MWh/a	24.000 MWh/a
Netzebene	Niederspannung	Niederspannung	Mittelspannung	Mittelspannung
<b>Strompreis (Cent/kWh)</b>	<b>28,29</b>	<b>21,86</b>	<b>15,11</b>	<b>5,61</b>
Beschaffung und Vertrieb	6,67	6,39	4,61	4,61
Netzentgelt	6,70	5,65	1,90	0,37
Konzessionsabgabe	1,59	1,00	0,12	0,00
EEG-Umlage	6,24	6,24	6,24	0,53
Weitere Umlagen	0,53	0,53	0,19	0,10
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	0,00
Mehrwertsteuer	4,52	-	-	-

Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA 2014

Die folgende Tabelle zeigt, aus welchen Bestandteilen sich die Endkundenstrompreise heute zusammensetzen, sowie die Struk-

tur des Preisbestandteile (Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis) und die wesentlichen Ermäßigungs- und Befreiungstatbestände. Zu erkennen ist, dass abgesehen von den Vertriebskosten und den Netzentgelten, sich alle anderen Preisbestandteile ausschließlich auf die Strommenge (Arbeitspreise) beziehen. Auch bei den Netzentgelten gibt es eine verbrauchsabhängige Komponente. Aus Effizienz­sicht ist diese Struktur prinzipiell vorteilhaft, da eine Stromeinsparung zu niedrigeren Stromkosten führt.

Tabelle 5-5: Stromkostenbestandteile und Vergünstigungen

Strompreisbestandteil	Preisart	Höhe abhängig von	Ermäßigungen/ Befreiungen	Schwellenwert, die einen Anreiz zum Strommehrverbrauch darstellen können
Beschaffungskosten	AP	Großhandelspreis und der Verbrauchsstruktur	-	-
Vertrieb	Grundpreis	Abnahmemenge	-	-
Netzentgelte	AP, LP (jährlich oder monatlich)	Netzebene Netzgebiet	Für Grundlastabnahme und Abnahme ab 10 GWh gemäß §19 StromNEV	Ja Ermäßigung von 80 % ab 7.000 VLS, 85 % ab 7.500 VLS 90 % ab 8.000 VLS
Konzessionsabgabe	AP	Ort/ Gemeinde des Netzbezugs	Für Sondervertragskunden und für Großverbraucher	Ja Für Sondervertragskunden ab einem Verbrauch von 30.000 kWh.
EEG-Umlage	AP	-	BesAR Eigenerzeugung	Bedingt Es gibt noch Schwellen, die sind aber für Unternehmen nicht gut prognostizierbar; kein klarer Anreiz zum Mehrverbrauch
KWK-Umlage	AP	-	ab 1 GWh sowie für stromintensive Unternehmen (über 4 % Stromkosten am Umsatz)	Nein. Der ermäßigte Satz gilt nur für den Verbrauch über der Schwelle.
abLa-Umlage, Offshore-Umlage, §19 Umlage	AP	-	wie KWK-Umlage	wie KWK-Umlage
Stromsteuer	AP	-	Entlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und Produktionsprozesse Spitzenausgleich Eigenerzeugung (bis 2 MW)	-

#### 5.4.3.2 Ausnahmeregelungen und Schwellenwerte

Neben den dargestellten Mechanismen von Kostenwälzung, Steuern und Subventionen sollte vor allem die Gestaltung von Ausnahmeregelungen betrachtet werden.

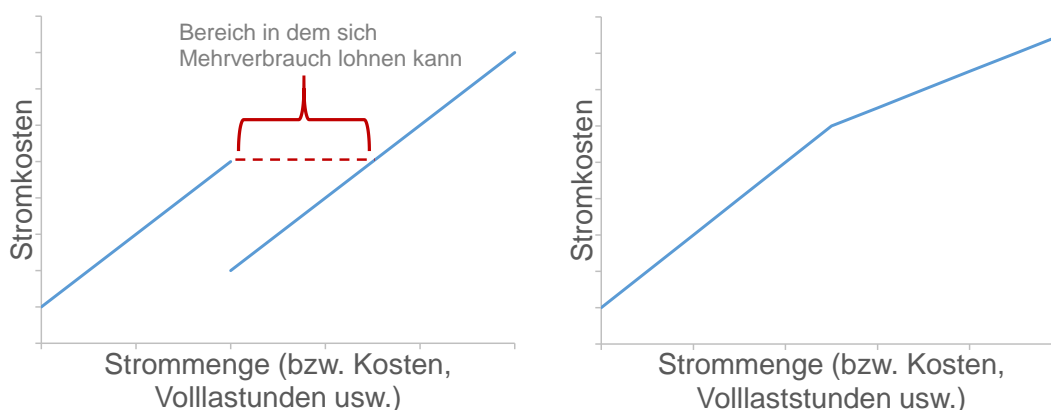
Schwellenwerte, ab denen eine bestimmte Ermäßigung oder Befreiung von einzelnen Strompreisbestandteilen gewährt wird, können einen Anreiz zum Strommehrverbrauch liefern bzw. die Umsetzung von eigentlich sinnvollen Effizienzmaßnahmen (wirtschaftlich) verhindern. Schwellenwerte stellen immer dann ein Problem dar, wenn ab dieser Grenze eine sprungfixe Kostenentwicklung entsteht, z. B. wenn die gesamte Abnahmemenge von der Ausnahmeregelung schlagartig befreit wird. Beispiele hierfür sind

- die Ermäßigung der Netzentgelte nach §19 StromNEV,
- zum Teil die besondere Ausgleichregelung im EEG
- sowie die Regelungen der Konzessionsabgabe.

Grundsätzlich unproblematisch sind Regelungen, bei denen nur die jeweils zusätzliche bezogene Strommenge ab Schwellenwert begünstigt wird. Bei der KWK-Umlage sowie die nach dem gleichen Prinzip umgelegten sonstigen Umlagen (Offshore, AbLa, §19) gilt ein ermäßigter Satz ab einem bestimmten Schwellenwert für den über diesen Wert hinausgehenden Stromverbrauch. Die Stromkosten steigen mit zunehmendem Stromverbrauch, wobei die Steigung ab dem Schwellenwert niedriger ist.

Die folgende Abbildung zeigt den Effekt der unterschiedlichen Behandlung des Stromverbrauchs an einem Schwellenwert. Im linken Bild wird die gesamte Strommenge ab einem Schwellenwert privilegiert im rechten Bild wird nur die Strommenge ab dem Schwellenwert begünstigt.

Abbildung 5-23: Effekte von Schwellenwerten bei Strompreisvergünstigungen



#### 5.4.4 Eigenverbrauch aus Effizienz­sicht

Die Nutzung von selbst erzeugtem Strom bzw. Stromeigenverbrauch<sup>31</sup> wird hinsichtlich verschiedener Strompreisbestandteile anders als der Netzbezug behandelt:

- **EEG-Umlage**  
Für den Stromeigenverbrauch von Bestandsanlagen von Neuanlagen unter 10 kW bzw. einer Stromerzeugung unter 10 MWh/a entfällt die EEG-Umlage. Für neu errichtete Anlagen gilt ein ermäßigter Satz von aktuell 30 % der EEG-Umlage.
- **Stromsteuer**  
Der Eigenverbrauch ist von der Stromsteuer befreit bei Nutzung von Anlagen unter 2 MW<sub>el</sub>.
- **Netzentgelte**  
Eigenverbraucher Strom wird nicht aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen. Daher sind für diese Strommengen auch keine Netzentgelte zu entrichten. Damit müssen auch die über die Netzentgelte gewälzten Umlagen (KWK und sonstige Umlagen) sowie die Konzessionsabgabe nicht gezahlt werden.

Diese Regelungen tragen dazu bei, dass die Nutzung von eigenverbraucht­em Strom in der Regel günstiger als der Strombezug ist. In bestimmten Fällen kann der eigenverbrauchte Strom auch teurer als der Netzbezug sein, z. B. wenn sich die Rahmenbedingungen (Strompreise, Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, Regelungen zu Strompreisbestandteilen) ändern bzw. unwirtschaftliche Anlagen zur Eigenerzeugung genutzt werden.

Sofern Eigenversorgung für die Verbraucher zu niedrigeren Stromkosten im Vergleich zum externen Strombezug führt, sinkt ihr Anreiz für Stromeffizienz. Demgegenüber stehen allerdings auch Effizienzgewinne durch die Eigenversorgung. Schätzungsweise über 90 % des Stromeigenverbrauchs in Deutschland wird durch KWK-Anlagen erzeugt. Die gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme spart gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung je nach Anlage zwischen 10 und 30 % Brennstoff ein.

**Wertung:** Aus Effizienz­sicht ist keine eindeutige Aussage über potenziell positive oder negative Effekte des Eigenverbrauchs möglich. Erzeugungs- und Endenergieeffizienz stehen an dieser Stelle in Konkurrenz. Beide Effekte sind aus energiepolitischer Sicht grundsätzlich gewünscht, eine abschließende Bewertung kann lediglich im Vergleich der Optionen bzw. in der Einordnung in das energiepolitische Zieldreieck erfolgen.

---

<sup>31</sup> Neben dem Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung und der Stromeigenversorgung gibt es noch Stromlieferungen aus Kundenanlagen, Lieferung über geschlossene Verteilernetze oder als Netz der allgemeinen Versorgung mit speziellen Regelungen zu Stromkostenbestandteilen.

**Hinweis:** Der zunehmende Trend zur Eigenversorgung führt dazu, dass sich Endkunden aus der Finanzierung von ausgewählten Systemkosten (Netze, EEG, KWK-G) zunehmend zurückziehen. Dies erhöht den Druck auf diese Umlagesysteme, dass die schwindende Refinanzierungsbasis entweder auf die Eigenerzeugungsanlagen ausgeweitet oder auf eine komplett neue Basis umgestellt wird. Ein solcher Prozess sollte aus Effizienz­sicht insofern kritisch begleitet werden, falls damit wichtige Anreize zur Energieeinsparung verloren gehen.

#### 5.4.5 Zwischenfazit & Thesen

Zusammenfassend lässt sich feststellen:

- Endkundenstrompreise setzen sich aus den Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten, Netzentgelten sowie Umlagen, Steuern und Abgaben zusammen. Grundsätzlich sind Energieanbieter weitgehend frei in der Tarifgestaltung, sie sind allerdings im Sinne des Risikomanagements daran interessiert, diese Kosten sowohl von der Höhe als auch in diesen Strukturen an ihre Endkunden weiterzugeben.
- Die Höhe der Preise stellen aus Systemsicht einen wichtigen Knappheitsindikator dar, insbesondere um die Knappheit von Energie und Leistung anzuzeigen.
- Die Höhe der Preise stellen aus Sicht der Verbraucher einen wesentlichen, wenn auch nicht immer hinreichenden Anreiz dar, den Bezug von Energie zu reduzieren und über verschiedene Optionen des Verzichts oder der Substitution (Einsparung) von Strom nachzudenken und zu entscheiden. Neben Wirtschaftlichkeitserwägungen spielen dabei auch typische Hemmnisstrukturen eine wichtige Rolle. Neben Preisimpulsen sind daher immer auch weitere Maßnahmen zur Beförderung von Energieeffizienz notwendig.
- Umlagesysteme, in denen Systemkosten auf die gelieferte Einheit Energie umgelegt werden, sind für die Energieeffizienz prinzipiell förderlich, da die jeweiligen Kosten des Stromsystems von den Stromverbrauchern pro Verbrauchseinheit abgerechnet werden. Damit wird explizit eine Aussage darüber getroffen, ob Umlagesysteme von den Endverbrauchern auch als fair empfunden werden. Tendenziell sind sozial schwache Haushalte (ebenso wie energieintensive Unternehmen) gegenüber Strompreissteigerungen besonders exponiert.
- Privilegien/Ausnahmen bei der Kostenwälzung bewirken unterschiedlich hohe Preisimpulse bei unterschiedlichen Stromverbrauchern. Aus Effizienz­sicht ist der Gesamteffekt nicht eindeutig bzw. noch nicht ausreichend untersucht.
- Steuern (z. B. Energie- und Stromsteuer), die die Endkundenstrompreise pro verbrauchte Einheit erhöhen, sind für die Ener-

gieeffizienz prinzipiell förderlich, da sie weitere Anreize zur Erhöhung der Stromeffizienz liefern. Steuerermäßigungen hingegen wirken sich dämpfend auf die Effizienz aus, da sie zu niedrigeren Endkundenpreisen führen.

- Subventionen, systemfremde Querfinanzierungen oder auch die Refinanzierung von Umlagen auf einer systemfremden Umlagebasis sind aus Effizienz­sicht negativ ebenfalls negativ zu bewerten, da Anreize zum Sparen abnehmen.
- Bei Ausnahmeregelungen kommt es auf die Details an. Schwellenwerte, bei denen sprungfixe Kostenentwicklungen entstehen, liefern Fehlanreize (Ermäßigungen bei den Netzentgelten für Grundlastabnahme, EEG, Konzessionsabgabe). Regelungen, bei denen ab einem bestimmten Wert nur die darüber hinaus gehende Strommenge begünstigt wird, sorgen dagegen für eine monotone Funktion der Kostenbelastung.
- Der Effekt von Eigenversorgung auf die Energieeffizienz kann nicht eindeutig bewertet werden. Erzeugungs- und Endenergieeffizienz stehen hier in Konkurrenz. Tendenziell erhöht jedoch der zunehmende Trend zur Eigenversorgung den Druck auf Umlagesysteme, dass ihre schwindende Refinanzierungsbasis entweder auf Eigenerzeugungsanlagen ausgeweitet oder auf eine komplett neue Basis umgestellt wird. Eine solche Systemtransformation wäre aus Effizienz­sicht kritisch zu begleiten.

#### 5.4.6 Quellen

BDEW (2014): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 Haushalte und Industrie

BNetzA (2014): Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur 2014

RAP/Agora (2015): Netzentgelte in Deutschland,

### 5.5 Aspekte eines Anti-Effizienz­­szenarios

Beim Arbeitstreffen am 3.11.2016 kristallisierte sich heraus, dass ein zusätzliches Zielszenario, bei welchem die Ziele der Energiewende unter geringstmöglichem Einsatz von Effizienz erreicht werden, am besten geeignet ist um den Wert der Energieeffizienz auszuloten: Der Mehrwert von Effizienz wird als Differenz der Kosten / Nutzen zwischen dem bisherigen Energiewendeszenario und der Minimaleffizienz-Variante ermittelt. Damit eine Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der Studie „makroökonomische Wirkungen der Energiewende“ gegeben ist, müssen auch der Umwandlungssektor und die Investitionskosten sowie ggf. Energieträgerkosten berechnet werden.

Im Folgenden wird dieses Anti-Effizienz-Szenario definiert und dessen Rahmenbedingungen festgelegt. Zudem werden die notwendigen Arbeitsschritte auch mit Blick auf eine Vergleichbarkeit mit den Szenarien im Projekt „Makrowirkungen der Energiewende“ skizziert.

In Absprache mit dem Auftraggeber wird angesichts der knappen Ressourcen und ausstehenden Bedarfe z. B. im Kontext des NEEAP auf die Berechnung eines gesonderten Effizienz- bzw. Anti-Effizienz-Szenarios im Rahmen der Grundsatzstudie verzichtet.

### **5.5.1 Definition des Szenarios und Rahmenbedingungen**

#### **Grundsätzliche Charakterisierung des Szenarios**

Beim neu zu berechnenden Anti-Effizienz-Szenario handelt es sich um ein Szenario, welches einerseits über die Entwicklungen im Zielszenario der Energiereferenzprognose weit hinausgeht und die zentralen Energiewendeziele erreicht, andererseits so wenig wie nötig Energieeffizienzsteigerungen voraussetzt. Die Effizienzentwicklung bei den einzelnen Geräten, Fahrzeugen und Komponenten soll wie im Referenzszenario erfolgen.

Damit nimmt der Einsatz von Strom insbesondere in neuen Anwendungen in den Nachfragesektoren Verkehr, Industrie und (Raum-)Wärme, die sogenannte "Sektorkopplung" stark zu. Es ergeben sich darüber hinaus und damit verbunden auch neue Fragen zu Energiespeichern, Flexibilitätsoptionen, der benötigten Netzinfrastruktur und zur Lokalität der Erzeugung (Zentralität / Dezentralität).

Das Anti-Effizienzzenario ist ein Zielszenario. Grundsätzlich sind verschiedene Pfade zur Erreichung des Ziels möglich. Je ambitionierter die Zielvorgabe gewählt wird, desto schmaler wird der Handlungskorridor. Das Ziel wird voraussichtlich nicht in einem Modelldurchlauf erreicht. Es braucht Iterationen zwischen der Nachfrageseite und dem Umwandlungssektor, unter anderem für die Allokation von Biomasse und Wasserstoff, aber auch für die Kontrolle der Zielerreichung.

Bis an den aktuellen Rand (2014/2015), basiert das Szenario auf effektiven Statistikwerten. Die groben Linien werden mit den aktuellen Klimaschutzszenarien abgestimmt. Es wird aber nicht versucht, ein bestehendes Szenario zu kopieren.

#### **Zielwerte**

Mit der Energiewende ist eine Reihe von Zielen verbunden, die bei einem Anti-Effizienz-Szenario nicht alle erreicht werden können.

Folgende Liste gibt einen Überblick über die im Szenario anvisierte Zielerreichung:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 Prozent, bis 2030 auf 30 Prozent, bis 2040 auf 45 Prozent und bis 2050 auf 60 Prozent.
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 35 Prozent bis 2020, auf 50 Prozent bis 2030, auf 65 Prozent bis 2040 und auf 80 Prozent bis 2050. Wichtigste Grundlage dafür ist die seit Januar 2012 geltende Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).
- Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent, bis 2030 um 55 Prozent, bis 2040 um 70 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent (gegenüber dem Basisjahr 1990).
- Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 Prozent und bis 2050 um 50 Prozent.
- Steigerung der Energieproduktivität auf 2,1 Prozent pro Jahr in Bezug auf den Endenergieverbrauch.
- Reduktion des Stromverbrauchs bis 2020 um 10 Prozent und bis 2050 um 25 Prozent (gegenüber 2008).
- Reduktion des Wärmebedarfs in Gebäuden bis 2020 um 20 Prozent und Reduktion des Primärenergiebedarfs um 80 Prozent bis 2050. Die Sanierungsrate für Gebäude soll von ein auf zwei Prozent verdoppelt werden.

Im Anti-Effizienz-Szenario werden Effizienzsteigerungen fast ausschließlich durch zunehmende Sektorkopplung, also den Einsatz strombasierter Technologien für Wärmeerzeugung (vor allem Raumwärme und Warmwasser, aber auch in Teilen Prozesswärme) und Mobilitätszwecke erreicht. Daher ist eine Erreichung der meisten Effizienzziele (Primärenergieverbrauch, Steigerung der Energieproduktivität, Reduktion Stromverbrauch und Heizwärmebedarf) nicht möglich.

Die langfristigen THG-Emissionsziele sollen im Anti-Effizienz-Szenario dennoch erreicht werden: dies entspricht einer Reduktion um mindestens 80 % gegenüber 1990. Aufgrund der COP 2015 in Paris und dem Beschluss, die Temperaturerhöhung sogar deutlich unter 2°C zu beschränken, wird eine Reduktion der Gesamt-THG-Emissionen von -80 % bis -85 % gegenüber 1990 angestrebt.



Die Reduktionspotenziale bei nicht-energiebedingten Emissionen sind geringer, z. B. bei der Landwirtschaft. Bei der Bestimmung der nicht-energiebedingten THG-Emissionen und deren Entwicklung wird hauptsächlich auf Literatur zurückgegriffen. Für die Prozessemissionen der Industrie werden hingegen eigene Berechnungen durchgeführt, die jeweils mit den für die Industrie verwendeten Mengengerüsten und Prozesstechnologien konsistent sind. Allenfalls müssen die Werte der Literatur auch an das verwendete Mengengerüst angepasst werden. Diese Berechnungen können aus dem parallel laufenden Projekt Makroökonomische Wirkungen der Energiewende übernommen werden, da die Branchenstrukturen und die Produktionsmengen gleich bleiben.

Aus der Vorgabe des Globalziels (rund -85 %) und den Reduktionsmöglichkeiten bei den nichtenergiebedingten Emissionen werden die maximal zulässige Emissionen im Energiesektor bestimmt. Das Ziel für die energiebedingten Emissionen dürfte bei rund -90 % bis -95 % bis 2050 gegenüber 1990 liegen. Damit das Anti-Effizienz-Szenario mit dem Energiewendeszenario verglichen werden kann, muss die erreichte Emissionsreduktion möglichst exakt übereinstimmen.

### **Rahmendaten**

Es werden die gleichen Rahmendaten verwendet wie im bereits berechneten Referenzszenario, aber auch wie in den Szenarien der Studie „Makroökonomische Wirkungen der Energiewende“, darunter die Bevölkerung, die Zahl der Erwerbstätigen, die Bruttowertschöpfung und die globalen Energiepreise. Auch die Branchenstruktur wird (zumindest in einem ersten Schritt) beibehalten. Damit bleibt die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien erhalten. Insbesondere lässt sich dann aus den Ergebnissen ableiten, ob unter den hier gesetzten Bedingungen von „weniger Effizienz“ möglicherweise die Mengengerüste verändert werden müssten, um die Ziele zu erreichen.

### **Potenziale für erneuerbare Energien**

Zum Einsatz der erneuerbaren Energien in diesem Szenario wird in einem ersten Schritt das verfügbare (und ggf. umsetzbare) Potenzial erneuerbarer Energien mit aktuellen Studien abgeglichen, u.a. mit

- Effizienzstrategie Gebäude (Prognos, ifeu, IWU 2016)
- 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? (ifeu 2014)
- 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. (FhG ISE 2012)

- Klimaschutzszenario 2050 (Öko-Institut e.V., ISI Fraunhofer, 2015)

Die Potenzialobergrenze ist insbesondere bei der Biomasse relevant, da hier eine Nutzungskonkurrenz zwischen den verschiedenen Anwendungsbereichen auftritt (z. B. Treibstoffe vs. Brennstoffe, nur Wärme vs. Strom, Zentralheizungen vs. Fernwärme, Nahrung vs. Energie). Vor diesem Hintergrund wird das maximal einsetzbare Primär-Biomassepotenzial inkl. Reststoffen und Importbiomasse mit rund 1.300 PJ /Jahr (ifeu) angesetzt. Falls die Restriktion aus übergeordneten Gründen noch strenger sein sollte, wäre es gut, dies vor Beginn der Arbeit an dem Szenario noch abzustimmen.

Die einsetzbaren Biomassepotenziale haben auch im Zusammenhang mit der Sektorkopplung erheblichen Einfluss auf die langfristige Verfügbarkeit von "synthetischem Biogas". Neben den Potenzialrestriktionen ist diese zusätzlich abhängig vom Anlagenpark, von der Nachfragestruktur und Speicheroptionen; darüber hinaus gibt es Potenzialrestriktionen von zulässigen, insbesondere biogenen C-Quellen.

Falls diese Potenziale und Potenzialrestriktionen zu einer noch bestehenden Ziellücke führen, müssen weitere Optionen „gezogen“ werden:

- Hypothetische Erhöhung der umsetzbaren Potenziale durch die Annahme, dass Hemmnisse (wie auch immer) überwunden werden;
- Importe, ggf. nicht näher spezifiziert. Hierbei werden die bekannten europäischen Potenziale für erneuerbare Stromproduktion (z. B. Wind Offshore) einbezogen. Falls sich zeigt, dass diese nicht ausreichen oder möglicherweise zu Ungleichgewichten in der europäischen Versorgung führen könnten, wird darauf hingewiesen.
- Benötigte EE aus bislang unbekanntem oder ungedeckten Quellen. Hier wird dann der Hinweis gegeben, dass ganz neue Quellen, z. B. zur Züchtung und Nutzung mariner Algen in großem Stil, erschlossen werden müssen oder in der Rückkopplung die Mengengerüste angepasst (d.h. verringert, „Suffizienz“) werden müssen. Dies wird jedoch dann als „Problem“ stehen gelassen und nicht automatisch rückgekoppelt.

## **Technologien**

Wie im Energiewendeszenario wird auch im Anti-Effizienz-Szenario grundsätzlich ein "konservativer Ansatz" für den Einsatz weiterentwickelter oder neuer Technologien verwendet: Es wird keine

noch „neue“ (d.h. jetzt noch nicht erprobte oder sichtbare) Technologie in großem Umfang eingesetzt; es wird keine neue Technologie in sehr hoher Masse im Sinne eines Systembruchs eingesetzt. Der Grund hierfür ist, dass in einem so wichtigen Szenario einseitige Abhängigkeiten von ungewissen Technologiepfaden vermieden werden sollen. Grundsätzlich sind solche Pfade denkbar, und es gibt auch einige Kandidaten für solche neuen Systemtechnologien. Welche Entwicklung es genau werden könnte, ist jedoch nicht prognostizierbar, ebenso wenig wie das Zeitfenster eines Durchbruchs. Eine starke Abhängigkeit von einem einzelnen Technologiepfad erhöht die Verwundbarkeit, wenn bei Nichteintreten nicht rechtzeitig Alternativen entwickelt werden können.

Vor dem Hintergrund dieser Vorüberlegungen werden daher die folgenden Prämissen für den Einsatz von wesentlichen Technologiepfaden im Energiewendeszenario gesetzt:

- Es werden nur Technologien eingesetzt, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit in absehbarer Zeit verfügbar sind bzw. sein können.
- Sehr wahrscheinlich wird CCS „gezogen“ werden müssen, entweder im Umwandlungssektor oder in der Industrie (Prozesse); Es wird jedoch erst dann gezogen, wenn alle anderen direkten erneuerbaren Optionen ausgeschöpft sind.
- CCU (im Zusammenhang mit industriellen Prozessen und Produkten) wird als Option zugelassen, abhängig von Einsatzart und Kostenschätzung.
- Es wird keine strikte H-Wirtschaft mit Wasserstoff als nahezu alleinigem neuem Energieträger angenommen („Joker-Technologie“); Wasserstoffproduktion durch zunehmend effiziente Elektrolyse unter Einsatz erneuerbaren Stroms an zentralen Orten und Kraftwerken / Industriestandorten wird zugelassen.
- Es wird nicht auf alternative H-Produktion (z. B. direkt aus Sonnenstrahlung, Algen) gesetzt („Joker-Technologie“).
- Es wird nicht davon ausgegangen, dass Biofuels der 3. Generation in nennenswertem Umfang bis 2050 zur Verfügung stehen und somit die Transformationsprobleme im Verkehrssektor dramatisch entschärfen.
- Falls eine Ziellücke bestehen bleibt, wird jedoch ggf. darauf hingewiesen, dass die drei vor genannten Technologien zur Problemlösung beitragen könnten, wenn sie rechtzeitig und sicher entwickelt werden könnten.
- Im Stromsektor stehen alle heute bekannten Technologien zur Verfügung, mit Ausnahme der Kernenergie.

- Die konventionellen Technologien werden rein ökonomischen Zubaukriterien unterworfen. Für Kohle muss evtl. ein zusätzliches nationales Instrument berücksichtigt werden.
- Erneuerbare Energien werden exogen vorgegeben (gem. Zielpfaden).
- Kleinspeicher werden in direkter Verbindung mit den erneuerbaren Technologien exogen vorgegeben
- Großspeicher werden marktbasierend modelliert.

### **5.5.2 Berechnungsansatz**

Verwendet wird das bekannte Modellinstrumentarium, welches auch im Rahmen der Studie „Makrowirkungen der Energiewende“ verwendet wird.

#### **Berechnung der Energienachfrage**

Den Ausgangspunkt für die Modellierung der Endenergienachfrage in den vier Verbrauchssektoren bildet das bereits berechnete Referenzszenario. Die Effizienzentwicklung der einzelnen Geräte, Anlagen und Fahrzeuge wird nicht verändert. Um die Emissionsziele zu erreichen, müssen jedoch die Energieträgerstruktur, und damit auch die eingesetzten Technologien, grundlegend verändert werden. Dies geschieht hauptsächlich durch den starken Einsatz von Elektrowärme und Elektromobilität, also durch Sektorkopplung. Hiermit werden auch möglicherweise deutliche Veränderungen in der Infrastruktur verbunden sein. Berücksichtigt werden dabei auch neuere Erkenntnisse, beispielsweise zur verfügbaren Biomasse und deren sinnvollsten Verwendung.

Die Nachfrage nach Strom und Fernwärme bildet eine zentrale Vorgabe für die Berechnung des Energieangebots.

#### **Berechnung des Energieangebots**

In einem ersten Schritt wird die benötigte Menge an Erneuerbaren (grob) aus der Nachfrage bestimmt. Ein erster Ausbaupfad der Erneuerbaren wird aus den verfügbaren Potenzialen und Potenzialrestriktionen abgeleitet. Nachfolgend wird die durch den konventionellen Anlagenpark zu deckende Residuallast mit dem Stromparkmodell der Prognos berechnet, welches den Gesamteuropäischen Park abbildet.

Die nachgefragte Strommenge wird in stündliche Lastkurven umgerechnet. Da sich die Technologien (und der Verbrauch) bei den Verwendungszwecken im Zeitverlauf verändern, verändern sich im Zeitverlauf auch die Lastkurven. Dies wird bei den Berechnungen

berücksichtigt. Die Speicherverluste neuer Speicherlösungen werden abhängig von Einsatz und Ladezyklen mit berechnet. Diese können zusätzlichen Bedarf an Strom erzeugen.

Um die Gesamtemissionen abzubilden, muss auch der "sonstige Umwandlungssektor" berücksichtigt werden. Das sind unter anderem die Entwicklung des Verbrauchs und der Emissionen in Raffinerien, Kokereien und Brikettfabriken. Perspektivisch könnte noch die Biomasse-Umwandlung zu flüssigen Treibstoffen hinzu kommen.

### **Synthese, Kontrolle und Iteration**

Die Ergebnisse der Energienachfrage und des Umwandlungssektors werden zur Gesamtenergienachfrage aggregiert. Unter Verwendung von energieträgerspezifischer Emissionsfaktoren für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O werden die energiebedingten THG-Emissionen berechnet. Die Gesamt-THG-Emissionen dürfen die Globalvorgaben für die energiebedingten Emissionen im Jahr 2050 nicht überschreiten. Auch die Vorgaben für die verfügbaren Biomassen und ggf. abgeleiteten Kohlenstoffquellen für Power-to-Gas dürfen nicht überschritten werden.

Werden die Vorgaben nicht eingehalten, muss in einem zusätzlichen Iterationsschritt in den Sektoren der Einsatz von Erneuerbaren und Strom angepasst werden. Gegebenenfalls müssen dann die o.g. „unkonventionelleren“ Optionen wie CCS, mehr EE-Importe oder unbekannte EE-quellen „gezogen“ werden. Diese haben ggf. durch ihre Umwandlungsverluste Rückwirkungen auf die insgesamt nachgefragten Mengen.

### **Investitionen**

Die Differenz-Kosten / -Nutzen zwischen dem Energiewendeszenario und dem Anti-Effizienz-Szenario werden mit dem volkswirtschaftlichen Modell von GWS abgeschätzt. Nebst den Energiepreisen und Kosten für Energieträger sowie Energieimporte bilden die Investitionen ins Energiesystem eine zentrale Eingangsgröße. Deshalb müssen zusätzlich zur Modellierung der Energienachfrage und Energieangebot die Differenzinvestitionen in Gebäude, Anlagen, Kraftwerke und weitere Infrastrukturkomponenten abgeschätzt werden.

## 6 AP 4: Aktuelle und mögliche Entwicklungspfade des Stromverbrauchs bis 2050

### 6.1 Rahmendaten

Zentrale Leitvariablen für den Energieverbrauch sind die Bevölkerung, die Zahl der Haushalte, das Bruttoinlandsprodukt, die Bruttowertschöpfung (BWS), die Zahl der Erwerbstätigen (nach Branchen) sowie die Energiepreise.

#### **Bevölkerung und Haushalte**

Bei einer Geburtenrate von 1,4 Kindern je Frau, weiter steigender Lebenserwartung und einer Nettozuwanderung von durchschnittlich 200.000 Personen im Jahr wird die Bevölkerung in Deutschland weiter altern. Dies zeigt sich in einer Veränderung der Altersstruktur. Lediglich die Gruppe der älteren Menschen über 64 Jahren wird künftig immer größer (Tabelle 10-1, basierend auf der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausrechnung des Statistischen Bundesamtes (2015), Variante 2).

*Tabelle 6-1: Bevölkerung nach Altersgruppen und private Haushalte nach Größenklassen, Jahresmitte 2013 – 2050, in Mio.*

	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Bevölkerung (in Mio.)</b>					
im Alter von					
0 – 14 Jahre	10,6	10,6	10,6	9,6	9,0
15 – 24 Jahre	8,7	8,1	7,4	7,7	7,0
25 – 34 Jahre	10,0	10,4	8,9	8,2	8,5
35 – 44 Jahre	10,3	10,3	10,7	9,3	8,6
45 – 54 Jahre	13,6	11,8	10,3	10,8	9,4
55 – 64 Jahre	10,7	12,5	11,4	10,1	10,5
65 – 74 Jahre	8,7	8,7	11,4	10,4	9,3
75+ Jahre	8,1	9,6	10,2	13,0	13,9
<b>Insgesamt</b>	<b>80,6</b>	<b>82,1</b>	<b>80,9</b>	<b>79,0</b>	<b>76,3</b>
<b>Haushalte (in Mio.)</b>					
<b>Haushalte mit</b>					
1 Person	16,1	17,5	18,6	19,0	18,9
2 Personen	13,7	15,1	16,0	16,4	16,3
3 Personen	5,0	4,6	4,0	3,5	3,2
4 Personen	3,7	3,5	3,2	3,0	2,7
5 und mehr Personen	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8
<b>Insgesamt</b>	<b>39,8</b>	<b>42,0</b>	<b>42,9</b>	<b>42,8</b>	<b>42,0</b>

Quelle: Prognos 2015

Die Bevölkerung in Deutschland ist im Betrachtungszeitraum 2013 bis 2050 rückläufig. Die Zahl der Einwohner verringert sich von 80,6 Mio. im Jahr 2013 auf 76,3 Mio. im Jahr 2050 (-5,4 %). Trotz der schrumpfenden Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten Haushalte zunächst weiter zu. Sie steigt von 39,8 Mio. im Jahr 2013 auf 42,9 Mio. im Jahr 2030. Grund dafür ist die fortgesetzt sinkende durchschnittliche Haushaltsgröße. Nach 2035 führt der anhaltende Bevölkerungsrückgang bei einer noch leicht abnehmenden Haushaltsgröße zu einer Verringerung der Haushaltszahl. Im Jahr 2050 liegt sie bei 42,0 Mio. (+5,4 % gegenüber 2013).

### **Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung**

Die Zahl der Erwerbstätigen nimmt am aktuellen Rand zu, im Jahr 2013 liegt sie bei 42,2 Mio. (Tabelle 10-2). Im Jahr 2000 hatte sie noch bei 39,9 Mio. gelegen. Mittel- und längerfristig geht die Zahl der Erwerbstätigen zurück und liegt 2050 bei 37,3 Mio. (-11,5 % ggü. 2013). Ursächlich hierfür ist die demografische Entwicklung: Die Zahl der Personen im Erwerbsalter (15 - 64 Jahre) liegt 2050 um 9,3 Mio. niedriger als 2013.

*Tabelle 6-2: Erwerbstätige nach Branchen, 2013 – 2050, in Mio.*

	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Erwerbstätig</b>					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	0,1	0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Verarbeitendes Gewerbe	7,3	6,9	6,3	5,8	5,3
Energie, Wasser, Abfall	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3
Baugewerbe	2,4	2,3	2,0	1,7	1,5
Handel; Reparatur v. Kfz	5,9	6,1	6,0	5,8	5,6
Gastgewerbe, Beherbergung	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Verkehr, Lagerei, I&K	3,3	3,3	3,2	3,1	2,9
Finanz-, Versicherungsdienstleistungen	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9
Grundstückswesen, Unternehmensnahe Dienstleistungen	6,0	6,3	6,3	6,1	5,9
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung	2,5	2,6	2,5	2,3	2,3
Erziehung und Unterricht	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1
Gesundheits-, Sozialwesen	5,2	5,4	5,4	5,3	5,2
Private Haushalte, sonstige Dienstleistungen	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0
<b>Alle Wirtschaftsbereiche</b>	<b>42,2</b>	<b>42,4</b>	<b>40,9</b>	<b>38,9</b>	<b>37,3</b>

Quelle: Prognos 2015

Trotz abnehmender Zahl an Erwerbstätigen steigt die Wirtschaftsleistung, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, zwischen 2013 und 2050 mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von 1,3 %. Insgesamt erhöht sich das BIP um annähernd 60 % (Tabelle 10-3). Das

BIP pro Kopf erhöht sich im Betrachtungszeitraum von 33 Tsd. auf 56 Tsd. (in Preisen von 2005).

Tabelle 6-3: *Bruttowertschöpfung nach Branchen und Bruttoinlandsprodukt 2013 – 2050, real in Preisen von 2005, in Mrd. EUR*

	2013	2020	2030	2040	2050
<b>Bruttowertschöpfung nach Branchen (in Mrd. EUR)</b>					
Land- und Forstwirtschaft; Fischerei	17	16	15	16	17
Bergbau u. Gew. v. Steinen u. Erden	4	4	4	4	4
Verarbeitendes Gewerbe	554	595	669	764	875
Energie, Wasser, Abfall	80	86	96	106	119
Baugewerbe	104	111	113	116	122
Handel; Reparatur v. Kfz	229	259	299	341	390
Gastgewerbe, Beherbergung	38	42	48	54	61
Verkehr, Lagerei, I&K	231	269	320	372	432
Finanz-, Versicherungsdienstleistungen	107	116	129	143	161
Grundstückswesen, Unternehmensnahe Dienstleistungen	528	593	680	771	874
Öff. Verw. Verteidigung, Sozialversicherung	147	155	162	171	183
Erziehung und Unterricht	102	107	111	117	126
Gesundheits-, Sozialwesen	175	199	225	250	279
Private Haushalte, sonstige Dienstleistungen	96	107	125	142	164
<b>Alle Wirtschaftsbereiche</b>	<b>2.413</b>	<b>2.660</b>	<b>2.996</b>	<b>3.365</b>	<b>3.801</b>
<b>BIP</b>	<b>2.682</b>	<b>2.978</b>	<b>3.362</b>	<b>3.771</b>	<b>4.255</b>

Quelle: Prognos 2015

## Energiepreise

Die Entwicklung der Energiepreise orientiert sich an den im Rahmen der Energierferenzprognose getroffenen Annahmen (Prognos, EW, GWS, 2014). Am aktuellen Rand wurden die Preise aktualisiert. Teilweise wirkt sich die Anpassung auf die Fortschreibung der Preisentwicklung aus.

Deutlich verändert hat sich der Weltmarktpreis für Rohöl, welcher seit Herbst 2014 deutlich gesunken ist. Die Fortschreibung des Ölpreises bis ins Jahr 2020 stützt sich auf den Mid-Term-Report der IEA vom Februar 2015. Trotz des starken Preiszerfalls im Winter 2014/2015 haben sich gegenüber dem Wissensstand vom Sommer 2014 keine grundlegenden Veränderungen oder neue Erkenntnisse hinsichtlich Vorkommen, Förderkosten oder Nachfrage ergeben. Im Zeitraum 2025 bis 2030 steigt der Ölpreis und gleicht sich der Langfristprojektion der IEA an (WEO 2015, scenario new policies). Bis ins Jahr 2040 steigt der Ölpreis auf 128 Dollar je Barrel, im Jahr 2050 beträgt der Preis rund 130 Dollar (Tabelle 10-4).



Die Verbraucherpreise sind in Tabelle 10-4 beschrieben. Es wurde angenommen, dass nach 2020 auf die Energieträger entsprechend ihrem spezifischen CO<sub>2</sub>-Gehalt ein Zuschlag in Höhe des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises erhoben wird (in 2020: 10 EUR/ t CO<sub>2</sub>, langfristig weiter ansteigend).

*Tabelle 6-4: Weltmarktpreis für Öl in US-Dollar und Verbraucherpreise für Heizöl, Erdgas, Kohle, Fernwärme und Strom, 2013 – 2050, in EUR*

	2014	2020	2030	2040	2050
<b>Weltmarktpreise Öl (USD/bbl)</b>					
realer Preis, Basis 2014	97	80	113	128	132
nominaler Preis	9	87	146	203	257
<b>Verbraucherpreise</b>					
<b>reale Preise, Basis 2014</b>					
Haushalte (inkl. MwSt.)					
Heizöl leicht (Cent/l)	77	75	108	131	142
Erdgas (Cent/kWh)	7,1	6,3	8,1	9,3	10,1
Strom (Cent/kWh)	27	28	27	26	25
Fernwärme (Euro/GJ)	25	20	25	27	29
Industrie (ohne MwSt.)					
Heizöl leicht (EUR/t)	520	513	773	950	1.030
Heizöl schwer (EUR/t)	450	441	700	875	960
Erdgas (Cent/kWh)	3,1	2,7	3,2	3,5	3,7
Steinkohle (EUR/t SKE)	80	93	212	300	330

Quelle: Prognos/IFEU/IWU 2015

## Klima

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

Im Szenarien-Zeitraum wird grundsätzlich von einer Normwitterung ohne jährliche Witterungsschwankungen ausgegangen (Witterungskorrekturfaktor = 1). Berücksichtigt wird jedoch eine langfristige Erwärmung des Klimas. Bei der Umsetzung der Klimaerwärmung in den Modellrechnungen wird vereinfacht von einer linearen Erwärmung ausgegangen. Diese reduziert die Zahl der Heizgradtage um annähernd 0,4 % pro Jahr. Bis ins Jahr 2050 verringert sich dadurch der Raumwärmebedarf um rund 13 % gegenüber dem verwendeten Klima-Referenzzeitraum 1990 bis 2010. Grundlage für diese Abschätzungen bildet eine Studie des UBA zu den Klimaauswirkungen und zur Anpassung in Deutschland (UBA, 2008).

Das Jahr 2014 war sehr mild, der Raumwärmebedarf war deutlich kleiner als im langjährigen Durchschnitt (rund 80 %).

*Tabelle 6-5: Gradtagszahlen (GTZ 15; Mittelwerte für Deutschland), davon abgeleitete Witterungskorrekturfaktoren und Klimakorrekturfaktoren, 2008 – 2050*

	2014	2020	2030	2040	2050
Gradtagszahlen (GTZ 15)	1.796	2.178	2.102	2.026	1.951
Witterungskorrekturfaktoren	0,80	1,00	1,00	1,00	1,00
Klimakorrekturfaktoren	1,00	0,97	0,93	0,90	0,87

*Quelle: DWD 2016, UBA, 2008 und eigene Berechnungen*

## 6.2 Referenzszenario

### 6.2.1 Szenariendefinition

Ein Referenzszenario stellt eine Baseline-Entwicklung dar. Es schreibt das zu einem bestimmten Zeitpunkt vorhandene energie- und klimaschutzpolitische Instrumentarium ohne wesentliche Verschärfung in die Zukunft fort. In dem hier berechneten Referenzszenario werden alle nationalen energiepolitischen Instrumente berücksichtigt, welche bis zum Frühjahr 2014 eingeführt wurden. Nicht Teil der Referenz sind der neue Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, welche im Dezember 2014 verabschiedet wurden. Ebenfalls nicht Teil der Referenzentwicklung ist die EnEV 2014. Die EnEV 2014 trat am 1.5.2014 in Kraft, einzelne relevante Regelungen, unter anderem die verschärften Vorschriften für die Gebäudedämmung, gelten erst seit 2016.

Im Referenzszenario wird die Technologieentwicklung nicht eingefroren. Diese entwickelt sich auch autonom von politischen Vorgaben und kann mit einer moderaten Steigerung der Energieeffizienz verbunden sein. Dabei wird nicht ausgeschlossen, dass im Zuge der technischen Entwicklung im Zeitverlauf energie- und klimaschutzpolitische Instrumente angepasst werden. Die dem Szenario unterlegte Technikentwicklung wird jedoch durch diese Anpassungen nicht entscheidend beeinflusst.

Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt in der Abgrenzung der Energiebilanz auf Ebene des Endenergieverbrauchs. Der Primärenergieverbrauch kann nicht abgebildet werden, da ohne Modellierung des Umwandlungssektors keine Aussagen über die Entwicklung der Primärenergiefaktoren von Strom und Fernwärme gemacht werden können. Die Verbrauchswerte sind bis 2014 mit der Energiebilanz abgeglichen.

### 6.2.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs – alle Sektoren

Im Betrachtungszeitraum 2014 bis 2050 verringert sich der Endenergieverbrauch um 15 % von 8.696 PJ im Jahr 2014 auf

7.368 PJ in 2050 (Tabelle 6-6). Der Verbrauch an fossilen Energieträgern ist rückläufig; am stärksten verringert sich der Verbrauch an Mineralölprodukten (-1522 PJ, -45 %). Der Einsatz der übrigen Energieträger nimmt zu: erneuerbare Energien +396 PJ, Strom +118 PJ und Fernwärme +62 PJ. Dadurch verschiebt sich die Energieträgerstruktur. Der Anteil der fossilen Energieträger Kohle, Mineralölprodukte, fossile Gase und nicht erneuerbare Abfälle geht im Referenzszenario von 68 % im Jahr 2014 auf 54 % im Jahr 2050 zurück. Der Anteil des Stroms steigt im gleichen Zeitraum von 21 % auf 27 %.

*Tabelle 6-6: Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Energieträgern, 2014 – 2050, in PJ*

Energieträger	2014	2020	2030	2040	2050
Strom	1.851	1.893	1.876	1.904	1.969
Kohle	405	376	342	319	303
Mineralölprodukte	3.358	3.076	2.546	2.171	1.837
Gase	2.053	2.146	1.926	1.803	1.700
Nichtererneuerbare Abfälle	79	87	99	109	118
Fernwärme	362	435	448	442	424
Erneuerbare Energien	589	809	967	997	984
<b>Insgesamt</b>	<b>8.696</b>	<b>8.825</b>	<b>8.214</b>	<b>7.762</b>	<b>7.368</b>

Quelle: Prognos 2016

In der nachfolgenden Tabelle ist der Energieverbrauch nach Anwendungsbereichen gegliedert. Die Abgrenzung der Anwendungsbereiche orientiert sich an den Kategorien der AG Energiebilanzen. Folgende Anwendungen werden hier unterschieden:

- Raumwärme (Beheizung von Gebäuden, beinhaltet den Wärmeverbrauch in festinstallierten Heizungen, den ergänzenden Kaminholzverbrauch und den Stromverbrauch von kleinen, mobilen Stromdirektheizungen),
- Warmwasser (für Hygiene, Reinigung),
- Prozesswärme (Wärme verschiedener Temperaturniveaus für gewerbliche und industrielle Prozesse, aber auch Wärme zum Kochen),
- Klima, Lüftung, Haustechnik (darunter der Energieverbrauch zur Klimatisierung und Belüftung von Gebäuden, der Energieverbrauch zum Betrieb von Pumpen zur Wärmeverteilung und zur Steuerung der Anlagen),
- Mechanische Energie (industrielle und gewerbliche Prozesse, inkl. Prozesskälte, aber auch der Verbrauch von Elektrogroßgeräten in Haushalten, darunter Kühlschränke, Trockner, Geschirrspüler und Waschmaschinen),
- IKT- und Unterhaltungsgeräte (darunter mobile und stationäre PC, Monitore, TV-Geräte, Settop-Boxen, Telefonie, Drucker, W-Lan, Router, Audiogeräte),
- Beleuchtung (Innen- und Außenbeleuchtung) und

- sonstige Verbraucher (Elektrogeräte, aber auch Prozesse, die nicht eindeutig einer Kategorie zugerechnet werden können).

Der Rückgang des Gesamtendenergieverbrauchs ist hauptsächlich auf die Entwicklung bei der Raumwärme (-784 PJ; -33 %) und bei der Mechanischen Energie (-619 PJ; -17 %) zurückzuführen (Tabelle 6-7). Auch in den Anwendungsbereichen Warmwasser, Prozesswärme und sonstige Anwendungen nimmt der Verbrauch ab. In den Bereichen Klima, Lüftung und Haustechnik (+138 PJ) sowie IKT (+8 PJ) steigt der Verbrauch an. Die Bedeutung der einzelnen Anwendungsbereiche verschiebt sich im Zeitraum 2014 bis 2050 leicht. Der Anteil der Raumwärme verringert sich von 28 % auf 22 %. Am meisten Energie wird für Mechanische Energie aufgewendet. Der Anteil der Mechanischen Energie verändert sich nicht wesentlich, er liegt in allen Jahren bei rund 40 %.

*Tabelle 6-7: Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in PJ*

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	2.400	2.622	2.208	1.889	1.616
Warmwasser	316	312	298	290	279
Prozesswärme	1.753	1.734	1.696	1.698	1.716
Kühlen/Lüften/Haustechnik	144	158	187	226	282
Mechanische Energie	3.588	3.465	3.302	3.147	2.969
IKT	195	188	193	197	203
Beleuchtung	258	303	291	275	262
Sonstige	44	43	40	40	40
<b>Insgesamt</b>	<b>8.696</b>	<b>8.825</b>	<b>8.214</b>	<b>7.762</b>	<b>7.368</b>

Quelle: Prognos 2016

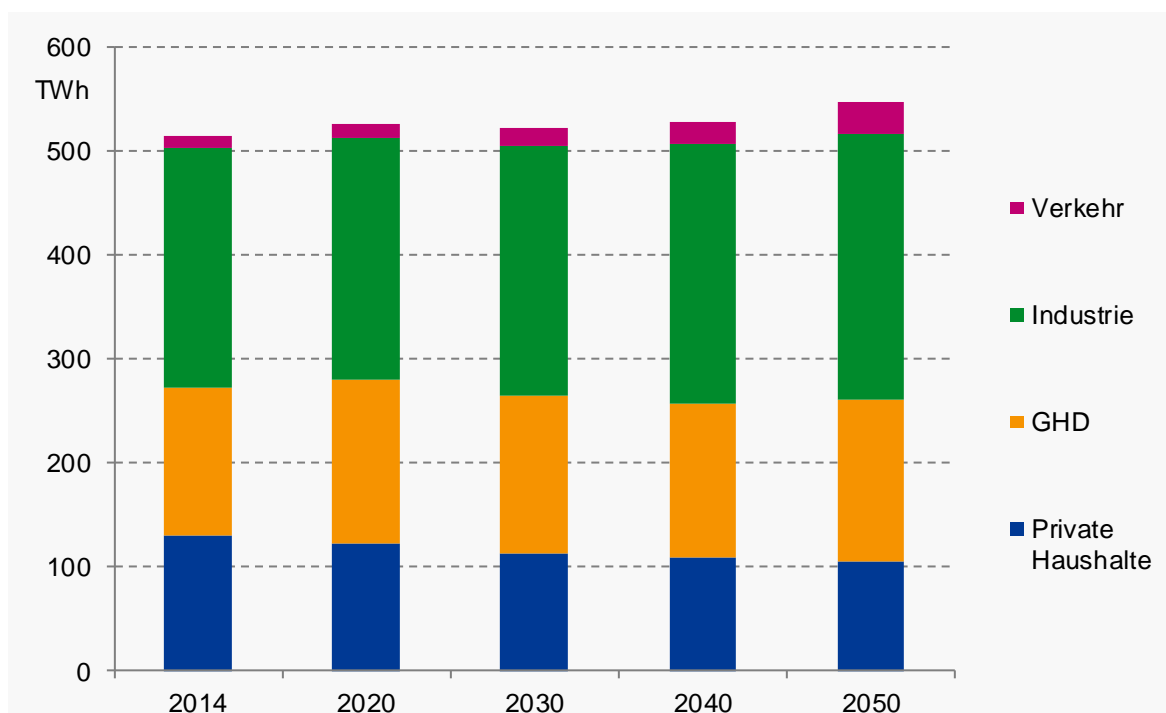
Der Stromverbrauch entwickelt sich in den einzelnen Verbrauchssektoren unterschiedlich. Am stärksten erhöht sich der Stromverbrauch im Industriesektor, wo der Verbrauch um 26 TWh auf 256 TWh zunimmt (+11 %; Tabelle 6-8 und Abbildung 6-1). Dadurch steigt der Anteil des Industriesektors am Stromverbrauch von 45 % auf 47 %. Auch im GHD-Sektor (+12 TWh) und im Verkehrssektor (+18 TWh) steigt der Stromverbrauch an. Im Sektor Private Haushalte hingegen verringert sich der Verbrauch um 24 TWh. Hauptursache sind die Effizienzgewinne bei den Elektrogeräten und bei der Beleuchtung (vgl. Kapitel 6.2.3.1).

*Tabelle 6-8: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Verbrauchssektoren, 2014–2050, in TWh und in Prozent vom Gesamtverbrauch*

Verbrauchssektoren	2014	2020	2030	2040	2050
Private Haushalte	130	123	113	108	106
GHD	143	158	151	149	155
Industrie	230	233	240	249	256
Verkehr	12	13	17	22	30
<b>Insgesamt</b>	<b>514</b>	<b>526</b>	<b>521</b>	<b>529</b>	<b>547</b>
<b>Insgesamt in PJ</b>	<b>1851</b>	<b>1893</b>	<b>1876</b>	<b>1904</b>	<b>1969</b>
<b>in % vom Total</b>					
Private Haushalte	25 %	23 %	22 %	21 %	19 %
GHD	28 %	30 %	29 %	28 %	28 %
Industrie	45 %	44 %	46 %	47 %	47 %
Verkehr	2 %	2 %	3 %	4 %	5 %

Quelle: Prognos 2016

*Abbildung 6-1: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Verbrauchssektoren, 2014–2050, in TWh*



Quelle: Prognos 2016

In Tabelle 6-9 und Abbildung 6-2 ist die Entwicklung des Stromverbrauchs nach Anwendungsbereichen abgebildet. Die Zunahme des Stromverbrauchs im Zeitraum 2014 bis 2050 um 33 TWh ist überwiegend auf den Bereich Klima, Lüftung und Haustechnik zurückzuführen (+35 TWh). Der Verbrauch für die übrigen Anwendungsbereiche verändert sich insgesamt nur wenig. Die ver-

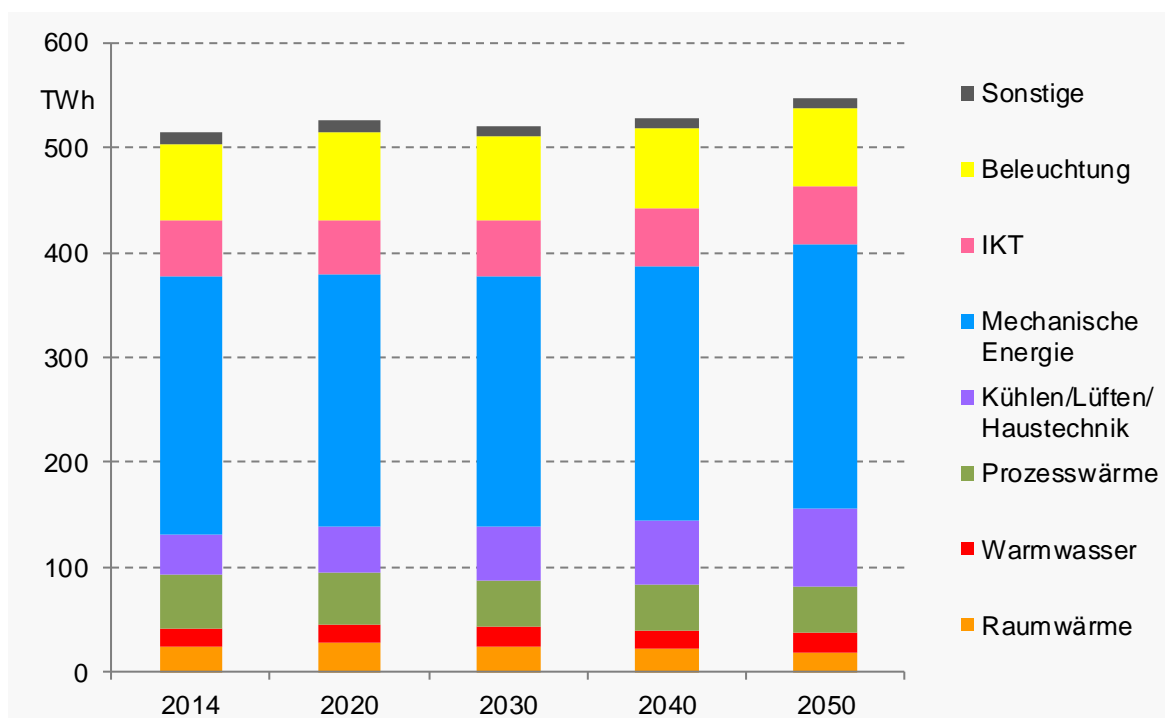
brauchsdämpfende Wirkung der Effizienzsteigerung wird weitgehend durch Substitutionsgewinne (Strom ersetzt andere Energieträger) und das Mengenwachstum (mehr Bevölkerung, mehr Produktion, usw.) kompensiert.

*Tabelle 6-9: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh*

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	24	28	25	22	19
Warmwasser	18	18	18	19	18
Prozesswärme	51	50	45	44	44
Kühlen/Lüften/Haustechnik	39	43	51	60	75
Mechanische Energie	245	240	238	243	252
IKT	54	52	54	55	56
Beleuchtung	72	84	81	76	73
Sonstige	11	11	10	10	10
<b>Insgesamt</b>	<b>514</b>	<b>526</b>	<b>521</b>	<b>529</b>	<b>547</b>
<b>Insgesamt in PJ</b>	<b>1.851</b>	<b>1.893</b>	<b>1.876</b>	<b>1.904</b>	<b>1.969</b>
<b>in % vom Total</b>					
Raumwärme	5%	5%	5%	4%	4%
Warmwasser	3%	3%	4%	4%	3%
Prozesswärme	10%	9%	9%	8%	8%
Kühlen/Lüften/Haustechnik	8%	8%	10%	11%	14%
Mechanische Energie	48%	46%	46%	46%	46%
IKT	11%	10%	10%	10%	10%
Beleuchtung	14%	16%	16%	14%	13%
Sonstige	2%	2%	2%	2%	2%

Quelle: Prognos 2016

Abbildung 6-2: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2016

## 6.2.3 Entwicklung des Stromverbrauchs in den einzelnen Sektoren

### 6.2.3.1 Private Haushalte (PHH)

Im Sektor Private Haushalte verringert sich der Stromverbrauch im Referenzszenario im Zeitraum 2014 bis 2050 um 24 TWh (Tabelle 6-10 und Abbildung 6-3). Der Rückgang des Stromverbrauchs in privaten Haushalten ist hauptsächlich auf die Entwicklung in den Bereichen Mechanische Energie, IKT und Beleuchtung zurückzuführen. Leicht rückläufig sind auch die Verbräuche bei der Raumwärme, der Prozesswärme (Kochen) und bei den sonstigen Anwendungen. Bei der Raumwärme steigt einerseits der Verbrauch für elektrische Wärmepumpen an, andererseits werden vergleichsweise ineffiziente konventionelle Strom-Direktheizungen weitgehend ersetzt. Auch die verbesserte Gebäudedämmung wirkt dem Raumwärmeverbrauch entgegen.

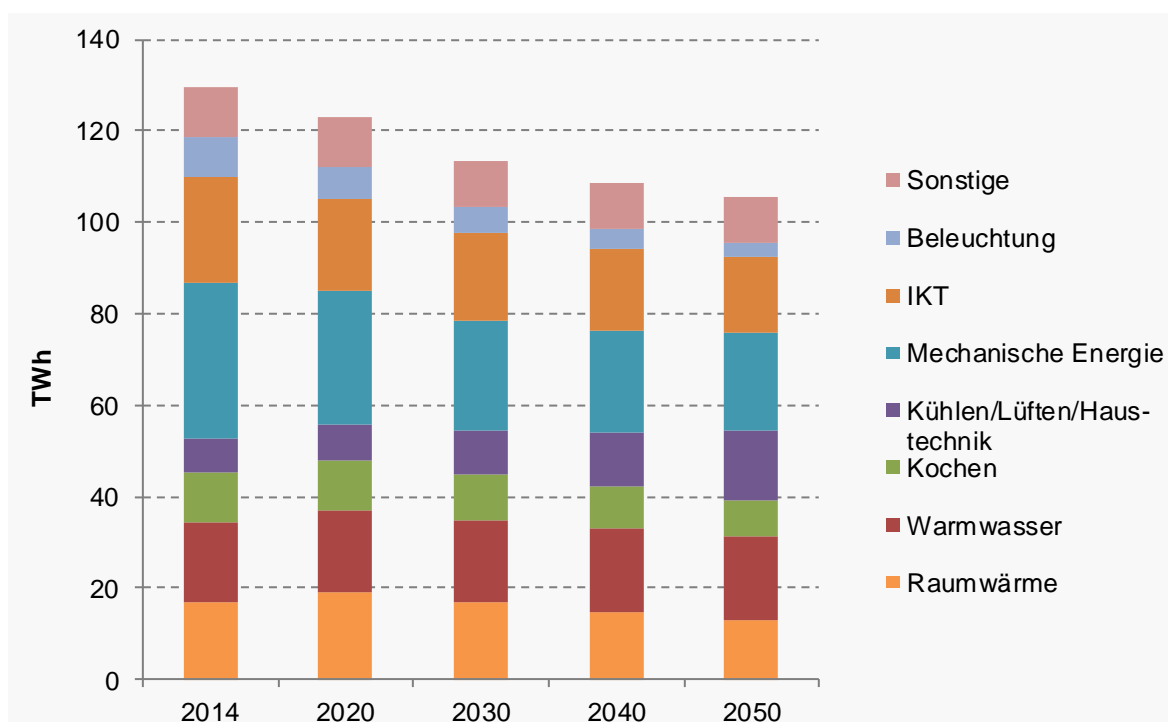
In den Bereichen Warmwasser und Kühlen, Lüften und Haustechnik steigt der Stromverbrauch im Referenzszenario an. Beim Warmwasser werden Effizienzgewinne (durch el. WP-Boiler) und der verstärkte Einsatz von Erneuerbaren durch den Einsatz von Heizstäben zur Nutzung von temporären Überschussstrom (Power-to-Heat) kompensiert.

Tabelle 6-10: Stromverbrauch im Sektor Private Haushalte nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	20	23	17	19	17
Warmwasser	17	17	17	18	18
Kochen (Prozesswärme)	11	11	11	11	10
Kühlen/Lüften/Haustechnik	7	8	7	8	10
Mechanische Energie	37	36	34	29	24
IKT	26	26	23	20	19
Beleuchtung	11	10	8	7	6
Sonstige	11	11	11	11	10
Insgesamt	139	142	130	123	113

Quelle: Prognos 2016

Abbildung 6-3: Private Haushalte: Endenergieverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh



Quelle: Prognos 2016

Die Verbrauchszunahme bis 2050 im Anwendungsbereich Kühlen, Lüften Haustechnik ist hauptsächlich auf die gesteigerte Nachfrage nach Klimakälte (+6 TWh gegenüber 2014) und den höheren Verbrauch für mechanische Lüftungsanlagen (+2 TWh) zurückzuführen (Tabelle 6-11). Der Hilfsenergieverbrauch für den Betrieb der Heizungs- und Warmwasseranlagen geht trotz zunehmendem Einsatz von Solarthermie- und WP-Anlagen leicht zurück (-1 TWh).



Der Verbrauchsrückgang bei den Anwendungsbereichen Mechanische Energie und IKT ist auf die höhere Effizienz bei den eingesetzten Geräten zurückzuführen. Die Zahl der Geräte steigt insgesamt weiter an. Bei einzelnen Gerätetypen zeigen sich aber strukturelle Verschiebungen. Beispielsweise nimmt die Zahl der Kühlschränke ab, diejenige der Kühl-Gefrier-Kombi-Geräte nimmt hingegen deutlich zu. Die Verbrauchsentwicklung der einzelnen Gerätekategorien ist in Tabelle 6-11 beschrieben.

*Tabelle 6-11: Sektor Private Haushalte: Stromverbrauch im Referenzszenario nach Anwendungsbereichen und Elektro-Geräten, 2014 – 2050, in TWh*

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
<b>Mechanische Energie</b>	<b>34</b>	<b>29</b>	<b>24</b>	<b>22</b>	<b>21</b>
Kühlschrank	7	6	4	3	3
Kühl-Gefrier-Gerät	4	3	3	3	3
Gefrier-Gerät	6	5	4	4	4
Waschmaschine	7	6	5	4	4
Wäschetrockner	5	4	3	3	3
Geschirrspüler	6	5	5	5	4
<b>IKT</b>	<b>23</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>18</b>	<b>17</b>
Fernseher	11	9	8	8	8
Radio / HiFi	3	3	3	3	3
Video/DVD/Blu-Ray	1	1	1	1	1
Computer (inkl. Monitor, Drucker)	6	5	5	4	4
Telefonie, WLAN, Router, u.a.	2	2	2	2	2
<b>übrige Elektrogeräte</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>Insgesamt Elektrogeräte</b>	<b>68</b>	<b>60</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>48</b>
<b>Klima, Lüftung, Haustechnik</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>15</b>
Klimatisierung	0,2	0,5	1	3	7
mech. Lüftung	0,1	0,5	1	2	2
Hilfsenergie	7	7	7	7	6

Quelle: Prognos 2016

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

Aktuell entfällt etwas mehr als ein Drittel des Stromverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen auf die Beleuchtung und rund ein Viertel auf den Anwendungsbereich Mechanische Energie (Tabelle 6-12). Die Bereiche Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme sowie der Bereich Klima, Lüftung und Haustechnik sind von untergeordneter Bedeutung. Längerfristig steigt der Verbrauch beim letztgenannten Anwendungsbereich jedoch deutlich an, von 15 TWh im Jahr 2014 auf 41 TWh in 2050 (+26 TWh). Dies ist auf die verstärkte Durchdringung mechanischer Lüftungssysteme, den erhöhten Komfortanspruch, aber auch

die Klimaerwärmung mit vermehrten und heißeren Hitzetagen zurückzuführen. Rückläufig ist der Stromverbrauch im Bereich Mechanische Energie (u.a. gewerbliche Motoren, Kälteerzeugung).

*Tabelle 6-12: Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Anwendungsbereichen, 2014 – 2050, in TWh*

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	6	7	6	5	4
Prozesswärme (inkl. W-Wasser)	12	10	5	2	1
Kühlen/Lüften/Haustechnik	15	18	24	31	41
Mechanische Energie	35	32	26	21	18
IKT	23	25	27	30	33
Beleuchtung	51	58	63	60	58
<b>Insgesamt</b>	<b>143</b>	<b>158</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>155</b>

Quelle: Prognos 2016

Die Aufteilung des Stromverbrauchs im GHD-Sektor nach Branchen ist in Tabelle 6-13 abgebildet. Von großer Bedeutung sind die Branchen Handel, Beherbergung, Gaststätten und Heime, sonstige betriebliche Dienstleistungen und die öffentliche Verwaltung. Der Anteil dieser Branchen am sektoralen Stromverbrauch liegt bei je rund 15 %. Während der Stromverbrauch der öffentlichen Verwaltung im Referenzszenario längerfristig abnimmt (-4 TWh bis 2050), steigt der Verbrauch in den anderen bedeutenden Branchen an. Am stärksten erhöht sich der Verbrauch beim Handel (+12 TWh bis 2050).

*Tabelle 6-13: Stromverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Branchen, 2014 – 2050, in TWh*

Branchen	2014	2020	2030	2040	2050
Landwirtschaft	5	5	4	3	3
Nahrungsmittelgewerbe	1	0,7	0,5	0,4	0,4
Kleinbetriebe Textil	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Herstellungsbetriebe	6	6	5	4	4
Wasserversorgung und Abwasserentsorgung	8	8	8	8	8
Baugewerbe	4	4	3	3	2
Handel	26	31	32	34	38
Verkehr Nachrichten	9	11	11	11	12
Beherbergung, Gaststätten, Heime	20	22	21	21	23
Kreditinstitute und Versicherungen	10	11	10	11	11
Sonst. betr. Dienstleistungen	19	22	23	23	25
öffentliche Verwaltung	23	25	23	20	19
Schulen	4	5	5	5	4
Krankenhäuser	7	7	6	5	5
<b>Insgesamt</b>	<b>143</b>	<b>158</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>155</b>

Quelle: Prognos 2016

### 6.2.3.3 Industrie

Im Industriesektor steigt der Stromverbrauch im Referenzszenario im Zeitraum 2014 bis 2050 um 26 TWh (+11 %). Die Zunahme ist überwiegend auf den Anstieg des Verbrauchs für Mechanische Energie zurückzuführen (+18 TWh; Tabelle 6-14). Unter diesen Anwendungsbereich sind unter anderem elektrische Motoren, die Druckluftherzeugung und Elektrolyseprozesse subsumiert. Der Stromverbrauch zur Erzeugung von Prozesswärme erhöht sich im Betrachtungszeitraum um 7 TWh: Fossile Brennstoffe werden teilweise durch Strom ersetzt. Bei den übrigen Verwendungszwecken zeigen sich keine wesentlichen Veränderungen. Die Effizienzgewinne werden weitgehend durch den Anstieg der Mengenkomponente (u.a. höhere Produktionsmengen, mehr Arbeitsfläche) kompensiert.

*Tabelle 6-14: Stromverbrauch im Industriesektor nach Anwendungsbereichen, 2014–2050, in TWh*

Anwendungsbereiche	2014	2020	2030	2040	2050
Raumwärme	1	2	2	2	2
Warmwasser	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Prozesswärme	27	28	30	33	35
Kühlen/Lüften/Haustechnik	17	17	17	18	18
Mechanische Energie	164	167	172	178	182
IKT	7	7	7	7	7
Beleuchtung	12	12	12	12	12
<b>Insgesamt</b>	<b>230</b>	<b>233</b>	<b>240</b>	<b>249</b>	<b>256</b>

Quelle: Prognos 2016

Die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Branchen des Industriesektors ist in Tabelle 6-15 dargestellt. Der Verbrauch wird dominiert durch die Branchen Chemie (Anteil 2014 am Gesamtverbrauch: 24 %) und Metallerzeugung und -bearbeitung (Anteil 2014: 21 %). Die Bedeutung der einzelnen Branchen für den Stromverbrauch verschiebt sich bis 2050 nicht wesentlich. Die höchsten Verbrauchszunahmen ergeben sich bei den Branchen Metallerzeugung und -bearbeitung (+11 TWh), Metallerzeugnisse (+5 TWh) und Fahrzeugbau (+5 TWh). In den Branchen Zement, Beton, Steine und Mineralien (-2 TWh) sowie bei der Elektrotechnik (-2 TWh) ist der Stromverbrauch leicht rückläufig.

Tabelle 6-15: Stromverbrauch im Industriesektor nach Branchen, 2014 – 2050, in TWh

Branchen	2014	2020	2030	2040	2050
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	1	1	1	1	2
Ernährung u. Tabak	18	19	19	20	22
Papier	21	21	21	22	23
Chemie	55	55	56	57	58
Gummi- u. Kunststoffwaren	13	13	13	12	12
Glas, Keramik u. Ziegel	6	6	6	6	6
Zement, Beton, Steine u. Mineralien	7	6	6	5	5
Metallerzeugung u. -bearbeitung	48	50	54	57	59
Metallerzeugnisse	13	14	15	16	18
Elektrotechnik	7	6	6	5	5
Maschinenbau	9	9	9	9	9
Fahrzeugbau	17	18	19	20	22
Sonstige Wirtschaftszweige	14	15	15	16	17
<b>Insgesamt</b>	<b>230</b>	<b>233</b>	<b>240</b>	<b>249</b>	<b>256</b>

Quelle: Prognos 2016

#### 6.2.3.4 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor wird dominiert durch fossile Treibstoffe. Im Referenzszenario erhöht sich im Zeitraum 2014 bis 2050 der Verbrauch an biogenen Treibstoffen sowie der Einsatz von Strom und Wasserstoff. Dennoch liegt der Anteil der Fossilen am Gesamtverbrauch bis ins Jahr 2050 bei über 80 %. Der Stromverbrauch nimmt zu von 42 PJ (12 TWh) im Jahr 2014 auf 107 PJ (30 TWh) in 2050 (+18 TWh; Tabelle 6-16).

Die Aufteilung des Stromverbrauchs nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern ist in Tabelle 6-17 beschrieben (in TWh). Der Verbrauchszuwachs um 18 TWh ist auf den Straßenverkehr (+19 TWh) zurückzuführen, während der Einsatz beim Schienenverkehr im Betrachtungszeitraum leicht zurückgeht (-1 TWh). Im Luftverkehr sowie der Küsten- und Binnenschifffahrt werden im Jahr 2014 und auch in Zukunft keine nennenswerten Strommengen verbraucht.

Der Verbrauchsanstieg im Straßenverkehr ist eng mit der zunehmenden Elektrifizierung des privaten Personenverkehrs mit Elektro-Pkw verbunden (+18 TWh). Der Verbrauchsanstieg beim Straßengüterverkehr beträgt 1 TWh. Der Bestand an elektrischen Zweirädern entwickelt sich dynamisch. Bis ins Jahr 2050 steigt der Anteil auf 60 % bei den Mopeds und auf 25 % bei den Krafträdern. Die Bedeutung elektrifizierter Zweiräder am Stromverbrauch bleibt jedoch gering.

*Tabelle 6-16: Energieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, 2014 – 2050, in PJ*

<b>Energieträger</b>	<b>2014</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Ottokraftstoffe	777	654	505	399	319
Dieselmotorkraftstoffe	1.416	1.374	1.220	1.007	788
Flugturbinenkraftstoffe	362	421	513	582	613
Flüssiggas	23	28	34	39	42
Methan (Erdgas)	9	20	81	159	208
Strom	42	45	60	81	107
Wasserstoff	0	3	10	18	34
<b>Insgesamt</b>	<b>2.629</b>	<b>2.544</b>	<b>2.424</b>	<b>2.285</b>	<b>2.111</b>
<i>darunter</i>					
biogene Ottokraftstoffe	31	48	50	40	32
biogene Dieselmotorkraftstoffe	83	112	122	101	79
biogene Flugturbinenkraftstoffe	0	23	51	58	61
Biomethan	2	4	16	32	42

Quelle: Prognos 2016

*Tabelle 6-17: Stromverbrauch im Verkehrssektor nach Verkehrsarten und Verkehrsträgern, 2014 – 2050, in TWh*

<b>Verkehrsart und Verkehrsträger</b>	<b>2014</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>Personenverkehr</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>18</b>	<b>26</b>
Straßenverkehr	0	1	5	11	18
Pkw	0	1	5	11	18
Motorisierte Zweiräder	0	0	0,1	0,2	0,3
Kraftomnibusse	0	0	0,1	0,2	0,2
Schienenverkehr	8	8	8	8	7
Luftverkehr	0	0	0	0	0
<b>Güterverkehr</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
Straßenverkehr	0	0	0	1	1
Schienenverkehr	3	3	3	3	3
Luftverkehr	0	0	0	0	0
Küsten- und Binnenschifffahrt	0	0	0	0	0
<b>Insgesamt</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>30</b>
<i>nach Verkehrsträger</i>					
Straßenverkehr	0	1	6	12	19
Schienenverkehr	12	11	11	11	10
Luftverkehr	0	0	0	0	0
Küsten- und Binnenschifffahrt	0	0	0	0	0

Quelle: Prognos 2016

## 6.3 Dimensionen und Treiber des Stromverbrauchs

### 6.3.1 Komponentenanalyse

Die Komponentenanalyse hat das Ziel, auf Basis von Energiesystemmodellen die Veränderung des Energieverbrauchs nach Energieträgern und Verbrauchssektoren mit der Entwicklung seiner wichtigsten Bestimmungsfaktoren zu korrelieren und entsprechend zu zerlegen. Als Ursachenkomplexe werden Mengeneffekte (z. B. Bevölkerung, Produktion, Wohnfläche, Verkehrsleistungen etc.), Witterung, Substitution, Strukturänderungen, technischer Fortschritt und politische Maßnahmen berücksichtigt. Für die Komponentenanalyse werden die Bottom-Up-Modelle der Prognos AG benutzt, welche zur Berechnung des Referenzszenarios verwendet werden. Der Fokus der Analyse wird auf die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs gelegt.

Die gewählte Methodik orientiert sich am Vorgehen, welches seit vielen Jahren in Analysen des Schweizerischen Bundesamtes für Energie angewandt wird (z. B. [BFE 2017, BFE 2008]<sup>32</sup>).

#### 6.3.1.1 Unterschiedene Bestimmungsfaktoren

Der Endenergieverbrauch und seine Veränderung hängen mit einer Vielzahl von Faktoren zusammen. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Faktoren zu übergeordneten Ursachenkomplexen zusammengefasst. Unterschieden werden die Bestimmungsfaktoren Witterung, Mengeneffekte, Technik & Politik, Substitution, Struktureffekte sowie Tanktourismus und internationaler Flugverkehr. Zudem werden Joint Effekte (Nichtlinearitäten) ausgewiesen.

#### **Witterung**

Die Witterungsbedingungen bestimmen die Nachfrage nach Raumwärme und Klimakälte (Raumklimatisierung). Sie sind entscheidend für das Verständnis von Energieverbrauchsschwankungen zwischen aufeinanderfolgenden Jahren. Die Veränderungen der Witterungsbedingungen verlieren in der Langfristbetrachtung im Allgemeinen an Bedeutung. Die jährlichen Witterungsschwankungen kompensieren sich in der Regel weitgehend und die langfristige Klimaveränderung ist geringer als die jährlichen Schwankungen. Der Witterungseffekt wirkt überwiegend in denjenigen Sektoren, in denen Energie zur Erzeugung von Raumwärme eingesetzt wird. Dies sind die Sektoren Private Haushalte und GHD.

#### **Mengeneffekte**

Bei einer Langfristbetrachtung des Energieverbrauchs spielen die

---

<sup>32</sup> Prognos, TEP Energy und Infrac 2017. Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2016 nach Bestimmungsfaktoren sowie Prognos, TEP Energy und Infrac 2008: Ex-Post-Analyse des Energieverbrauchs der schweizerischen Haushalte 2000 bis 2007 nach Bestimmungsfaktoren und Verwendungszwecken.

sogenannten Mengeneffekte eine wesentliche Rolle. Dazu gehören alle expansiven Einflussfaktoren, die mit dem Bevölkerungswachstum und dem Wirtschaftswachstum und dadurch mit der Anzahl der Energieanwendungen zusammenhängen. Beispiele sind die Wirtschaftsleistung insgesamt (an dieser Stelle ohne Struktureffekte), die Personen- und Güterverkehrsleistungen oder die beheizten Gebäudeflächen.

### **Technik und Politik**

Die Einflüsse von Politik und langfristigen Preisveränderungen können nicht stringent von den Effekten der (autonomen) Technologieentwicklung getrennt werden, da diese Bestimmungsfaktoren selbst eng miteinander verzahnt sind. Ein Richtwert den Anteil des autonomen Fortschritt kann nur durch eine Szenarienbetrachtung abgeleitet werden. Hier werden dem Bestimmungsfaktor Technik und Politik alle Faktoren zugerechnet, die auf den spezifischen Verbrauch und damit auf die rationelle Energieverwendung einwirken: energiepolitische Instrumente, freiwillige Maßnahmen, bauliche Maßnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Maschinen, etc.

### **Substitution**

Unter der Kategorie Substitution werden die Effekte erfasst, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für ein und denselben Verwendungszweck entstehen, z. B. den Wechsel von Benzin zu Diesel oder von Heizöl zu Gas. Diese Effekte sind meist verbunden mit einer Substitution der Technologie (Ersatz von Öldurch Gasheizung) und haben in diesen Fällen auch eine Effizienzkomponente. Ähnliches gilt für den „Umstieg“ von Benzin- auf Dieselfahrzeuge im Verkehrssektor. Die Abgrenzung zum Technikeffekt kann dadurch nicht immer eindeutig gezogen werden. Substitutionseffekte treten aber auch auf bei der Verlagerung von Funktionen von einem Elektrogerät auf ein anderes Elektrogerät (z. B. von Kochherd auf andere elektrische Haushaltsgeräte wie Mikrowelle, Grill, etc.). Im Industriesektor wird unter Substitution auch der Austausch von Energieträgern in Bi-Fuel-Anlagen (Gas zu Öl oder Kohle zu Abfall) in einem Prozess verstanden.

### **Struktureffekte**

Es erscheint sinnvoll, einen Struktureffekt, der beispielsweise unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen abbildet, vom Mengeneffekt, der mit dem Wachstum der Wirtschaft insgesamt verbunden ist, zu trennen. Daneben wird der Struktureffekt auch von den effizienzbezogenen Politik- und Technikeffekten unterschieden. Es liegt in der Natur der Sache, dass solche Trennungen definitorisch nicht beliebig scharf sein können. Die erfassten und ausgewiesenen Einzeleffekte geben deshalb eher Hinweise auf die relative Bedeutung der genannten Bestimmungsfaktoren. Konkret werden den Struktureffekten die folgenden Dynamiken zugewiesen:

- der Strukturwandel im GHD-Sektor (unterschiedliches Wachstum der Branchen mit ihren Flächen, Beschäftigten sowie unterschiedlichen Energiekennzahlen),
- das unterschiedliche Wachstum der Industriebranchen und die damit verbundenen Verschiebungen in der Energieintensität der Wertschöpfung und
- die Verschiebung der mengenmäßigen Zusammensetzung von verbrauchsintensiven und weniger verbrauchsintensiven Elektro-Geräten innerhalb einer Gerätegruppe, beispielsweise durch eine Verschiebung zwischen Kühlgeräten, Kühl-Gefriergeräten und Gefriergeräten.

Im Verkehrssektor werden keine Struktureffekte ausgewiesen. Es wäre zwar denkbar, die Verschiebung zwischen den Verkehrsträgern (Modal Split) den Struktureffekten zuzurechnen. Dieser Effekt lässt sich jedoch nicht stringent von den Mengeneffekten (Neuverkehr) isolieren.

#### **Tanktourismus und internationaler Flugverkehr**

Der Bestimmungsfaktor Tanktourismus und internationaler Flugverkehr betrifft lediglich den Verkehrssektor und hier (fast) ausschließlich die flüssigen Treibstoffe. Für die Entwicklung des Stromverbrauchs ist dieser Faktor nicht relevant. Diese Effekte werden nicht ausgewiesen.

#### **Joint-Effekte**

Diese Kategorie weist den Grad der Nichtlinearität der Ergebnisse aus, d.h. die Differenz zwischen den in den Modellen kombinierten Effekten und der Summe der Einzeleffekte. Nichtlinearitäten treten beispielsweise dann auf, wenn sich sowohl die Mengen- als auch die spezifische Verbrauchskomponente verändert<sup>33</sup>. Diese Nichtlinearitäten sind methodisch unvermeidbar, da die Isolierung der Effekte mathematisch gesehen jeweils eine lineare diskrete Näherung in einem oder wenigen Parametern ist. Die simultane Veränderung aller Parameter muss sowohl in den Modellen als auch in der Realität zu einer Abweichung des Ergebnisses von der schematischen Summierung der Einzeleffekte führen.

Hierzu ein Beispiel: Angenommen, der Energieverbrauch stellt sich vereinfacht als Produkt aus Menge und spezifischem Energieverbrauch dar,  $EV = M \times \varepsilon$ . Dann lässt sich der Unterschied zwischen zwei aufeinander folgenden Jahren durch die Summe des Mengen- und des Effizienzeffekts darstellen:  $\Delta EV = \Delta M + \Delta \varepsilon$ . Der Mengeneffekt ist definiert als Differenz zwischen dem Energieverbrauch des Betrachtungsjahres (Zeitpunkt  $t$ ) unter der Bedingung konstanter spezifischer Verbräuche und dem Energieverbrauch

---

<sup>33</sup> Ein Beispiel für eine solche Nicht-Linearität ist die Interaktion von Aktivität und Energieintensität. In der Praxis ist zu beobachten, dass mit steigender Kapazitätsauslastung der Energieeinsatz je Output sinkt. Diese Interaktion kann durch die linearen Terme der Komponentenzersetzung nicht erfasst werden und wird als Joint-Effekt ausgewiesen.



des Vorjahres (Zeitpunkt  $t-1$ ):  $\Delta M = M^t \times \varepsilon^{t-1} - EV^{t-1}$ . Analog dazu ergibt sich der Effizienzeffekt als  $\Delta \varepsilon = M^{t-1} \times \varepsilon^t - EV^{t-1}$ . Die Addition beider Effekte liefert  $\Delta EV = M^t \times \varepsilon^{t-1} - M^{t-1} \times \varepsilon^t - 2EV^{t-1}$ . Der Unterschied des Energieverbrauchs lässt sich laut der ersten Formel ebenso darstellen als  $\Delta EV = M^t \times \varepsilon^t - EV^{t-1}$ . Ein Vergleich der rechten Seiten der letzten beiden Formeln zeigt nun die sich aufgrund der Effektlinearisierung ergebende Ungleichheit:  $M^t \times \varepsilon^{t-1} - M^{t-1} \times \varepsilon^t - 2EV^{t-1} \neq M^t \times \varepsilon^t - EV^{t-1}$ . Diese Ungleichheit ist unter der Bedingung kleiner Änderungen der Menge und des spezifischen Energieverbrauchs ebenfalls klein. In jedem Fall muss sie mittels eines Joint-Effekts kompensiert werden. Bei den Joint-Effekten werden zusätzlich die Differenzen zwischen der modellierten Verbrauchsänderung und der Veränderung gemäß Energiebilanz ausgewiesen (nicht erklärte Residuale). Die Joint-Effekte und nicht erklärte Effekte werden nachrichtlich aufgeführt, aber nicht diskutiert.

### Preiseffekte

Die längerfristigen Preiseffekte werden nicht explizit, sondern über die Effekte von Technik und Politik und insbesondere über die Substitutionseffekte abgebildet. Kurzfristige Preiseffekte könnten mittels Annahmen bezüglich der Nachfrageelastizitäten geschätzt werden. Empirische Schätzungen finden Nachfrageelastizitäten von -0,1 oder kleiner. Gerade im Energiebereich sind diese Elastizitäten ausgesprochen unsicher. Die Entwicklungen der letzten Jahre deuten darauf hin, dass der Verbrauch ausgesprochen preisinelastisch ist. Deshalb werden in der vorliegenden Arbeit diese Effekte nicht berücksichtigt.

#### 6.3.1.2 Quantifizierung der Effekte

Die mit der Komponentenzerlegung analysierte Stromverbrauchsentwicklung entspricht der Entwicklung im Referenzszenario. Der ausgewiesene Verbrauch ist auf die Verbrauchswerte der Energiebilanz kalibriert. Bei den verwendeten Bottom-Up-Modellen handelt es sich um durchgängige Jahresmodelle. Dadurch ergeben sich die gesamten jährlichen Verbrauchsänderungen unmittelbar aus den Modellen. Die Effekte der einzelnen Bestimmungsfaktoren werden grundsätzlich im Sinne einer linearen Näherung berechnet: Ein Einflussfaktor wird zwischen den Jahren  $t_n$  und  $t_{n+1}$  verändert, während alle anderen Parameter konstant gehalten werden. Die sich daraus ergebende Verbrauchsänderung  $E_{n+1} - E_n$  quantifiziert den Effekt. Grundsätzlich wird für jeden Faktor der Einfluss in jedem Jahr bestimmt.

Vereinfacht wird mit der Zerlegung der Effekte impliziert, dass es sich um ein lineares System handelt, bei dem die Faktoren einzeln bestimmt und addiert werden können. Ganz korrekt im mathematischen Sinne wäre dies nur für infinitesimale Änderungen über infinitesimale Zeiträume sowie bei empirischer und modellumgesetz-

ter strenger Multilinearität. Bei endlichen Zeiträumen und Veränderungen der Parameter lässt sich nicht ausschließen, dass die Summe der Effekte sich von der modellierten Gesamtveränderung, bei der alle Parameter gleichzeitig geändert werden, unterscheidet. Erfahrungsgemäß ist die Differenz auf Jahresebene klein, d.h. die lineare Näherung ist im Allgemeinen gut. Entsprechend sind die in den Resultaten aufgeführten Joint-Effekte (Nichtlinearitäten) meist klein. Sie können vor allem dann grösser werden, wenn die Reagibilitäten des Verbrauchs auf die einzelnen Parametervariationen stark unterschiedlich ausfallen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die auf die Energiebilanz kalibrierten Modellwerte verwendet. Die Modelle können die Verbrauchsänderung gemäß Energiebilanz nicht in jedem Jahr exakt treffen – gewisse Verbrauchsänderungen können durch die Modelle nicht erklärt werden. Diese "Residualeffekte" werden zusammen mit den Nichtlinearitäten ausgewiesen.

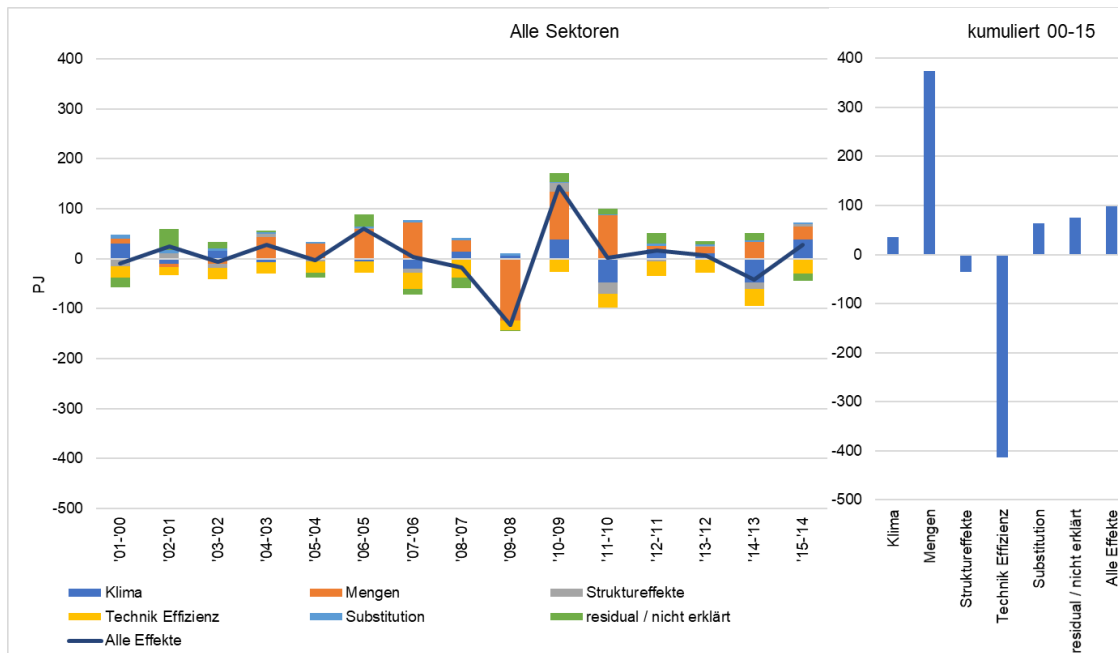
Ein alternativer Ansatz wäre, für die Komponentenzzerlegung die unkalibrierten Modellwerte zu verwenden. Dadurch würden die Ergebnisse nicht durch die Kalibration auf die Energiebilanz überlagert (und verzerrt). Andererseits würde die ausgewiesene Verbrauchsentwicklung von der in der Statistik ausgewiesenen Entwicklung abweichen.

#### 6.3.1.3 *Ergebnisse der Komponentenzzerlegung*

Zwischen 2000 und 2015 hat sich der Endverbrauch an Elektrizität gemäß AG Energiebilanzen um 73,4 PJ auf 1.853 PJ (515 TWh) erhöht. Dies entspricht einer Zunahme um +4,1 %. Der Anstieg ist überwiegend auf die Mengeneffekte zurückzuführen. Diese führten für sich allein genommen zu einer Verbrauchszunahme von 368 PJ (Tabelle 6-18 und Abbildung 6-4). Die kumulierten Mengeneffekte der Jahre 2000 bis 2015 verteilen sich annähernd gleichmäßig auf die Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Private Haushalte; der Verkehrssektor hat nur geringe Bedeutung.

Der zeitliche Verlauf der Mengeneffekte wird dominiert durch die Entwicklung im Industriesektor. Die starke Wechselwirkung zwischen Stromverbrauch und industrieller Produktion zeigt sich deutlich in den Jahren 2009 bis 2011. Infolge der Wirtschaftskrise 2009 verringerte sich die Bruttowertschöpfung der Industrie gegenüber dem Vorjahr um 14 %. Der Stromverbrauch nahm im Jahr 2009 mengenbedingt um rund 125 PJ oder 7 % ab. In den nachfolgenden Jahren 2010 erholte sich die wirtschaftliche Produktion und wuchs weiter im Jahr 2011. Ende 2010 lag die Bruttowertschöpfung der Industrie wieder annähernd auf dem Niveau des Jahres 2008 und auch der Stromverbrauch stieg wieder deutlich an (+3 % ggü. 2008).

Abbildung 6-4: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ



Die Substitution erhöhte zwischen 2000 und 2015 den Stromverbrauch um rund 60 PJ. Auch diese Zunahme ist überwiegend auf die Entwicklung im Industriesektor zurückzuführen. Der zunehmende Einsatz von Elektrowärme anstelle von fossil erzeugter Prozesswärme sowie Prozessumstellungen (verstärkter Einsatz von Elektromotoren) ließen im Industriesektor den Stromverbrauch zwischen 2000 und 2015 substitutionsbedingt um rund 80 PJ ansteigen. Im Haushaltssektor führte hingegen die Substitution zu einem leichten Verbrauchsrückgang. Der Ersatz der vergleichsweise ineffizienten konventionellen Stromheizungen (u.a. Nachtstromheizungen) kompensierte den Mehrverbrauch der installierten Elektro-Wärmepumpen.

Die Witterung war im Jahr 2015 kühler als im Jahr 2000, dadurch erhöhte sich der Stromverbrauch um 14 PJ. Die Nichtlinearitäten und mit den Energiemodellen nicht erklärte Effekte erhöhten den Verbrauch insgesamt um 55 PJ. Die nicht erklärten Effekte sind in den Jahren 2001 bis 2003 am größten.

Tabelle 6-18: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ

	Witterung	Mengen- effekte	Struktur- effekte	Technik / Politik	Substitu- tion	Joint- Effekte / nicht erklärt	Summe Effekte
2000-2001	30	11	-14	-24	7	-12	-2
2001-2002	-11	-6	12	-17	5	40	24
2002-2003	15	-10	-7	-23	6	56	36
2003-2004	-7	43	6	-22	4	-2	23
2004-2005	1	30	-6	-22	3	-2	3
2005-2006	-5	59	1	-24	5	-15	21
2006-2007	-20	73	-8	-33	4	-7	9
2007-2008	14	23	0	-37	4	-11	-6
2008-2009	6	-125	1	-19	5	28	-105
2009-2010	38	96	17	-26	2	-12	116
2010-2011	-47	87	-22	-28	3	-13	-22
2011-2012	19	7	-5	-30	4	12	7
2012-2013	11	14	1	-28	3	-1	0
2013-2014	-47	33	-14	-34	4	21	-37
2014-2015	17	33	5	-22	2	-28	7
<b>2000-2015</b>	<b>14</b>	<b>368</b>	<b>-34</b>	<b>-390</b>	<b>60</b>	<b>55</b>	<b>73</b>

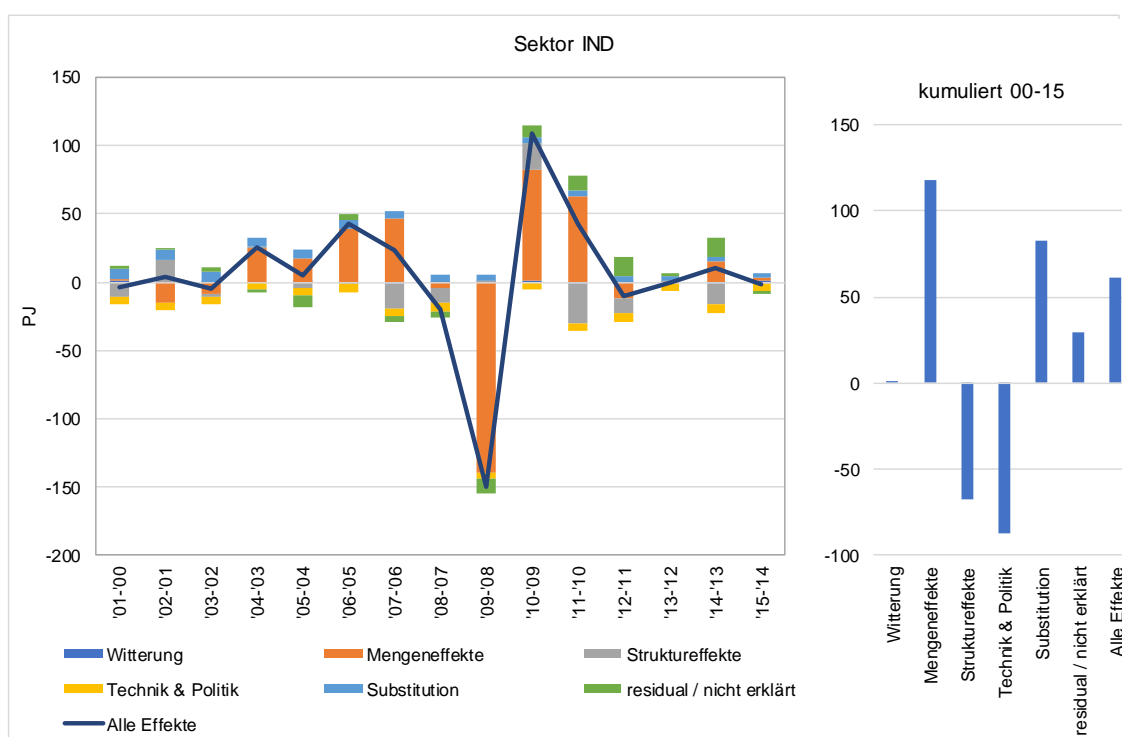
Die Technikentwicklung und politische Maßnahmen dämpften den Anstieg des Stromverbrauchs. Die dadurch erzielten Effizienzfortschritte reduzierten den Verbrauch im Zeitraum 2000 bis 2015 für sich genommen um 390 PJ. Damit waren die effizienzbedingten Einsparungen leicht höher als das Mengenwachstum. Die Struktureffekte verringerten den Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum um 34 PJ.

Die Bedeutung der Bestimmungsfaktoren ist bei den einzelnen Anwendungsbereichen unterschiedlich. Die Witterung wirkt hauptsächlich auf die Raumwärme und die Klimatisierung. Positive (verbrauchssteigernde) Effekte und negative (verbrauchsreduzierende) wechselten sich in Abhängigkeit der Jahreswitterung häufig ab. Die Mengeneffekte wirken am stärksten bei der mechanischen Energie, der Beleuchtung sowie bei Information und Kommunikation (IuK). Bei diesen Anwendungsbereichen zeigen sich gleichzeitig auch die höchsten Effekte durch Technik und Politik.

Die Entwicklung in den einzelnen Verbrauchssektoren verlief teilweise sehr unterschiedlich. Im **Industriesektor** erhöhte sich der Stromverbrauch zwischen 2000 und 2015 um 61 PJ (+8,2 %). Der Verlauf wird stark durch die oben erwähnten Mengeneffekte mit den ausgeprägten Ab- und Zunahmen in den Jahren 2009 bis 2011 bestimmt (Abbildung 6-5). Im Industriesektor überwiegt der

mengenbedingte Verbrauchsanstieg gegenüber den effizienzbedingten Einsparungen. Auch die Substitution erhöhte den Stromverbrauch. Bei industriellen Prozessen wurden zunehmend Verbrennungsmotoren durch Elektromotoren ersetzt. Außerdem wurde Strom vermehrt zur Erzeugung von Prozesswärme eingesetzt. Dadurch verringerte sich einerseits der Verbrauch an fossilen Energieträgern, andererseits stieg der Stromverbrauch an.

Abbildung 6-5: *Industriesektor - Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ*



Die Struktureffekte haben im Industriesektor den Stromverbrauch reduziert. Die stromintensiven Branchen (Eisen- und Stahlproduktion, Nichteisenmetallproduktion (im Wesentlichen Aluminium), Grundstoffchemie sowie Papierherstellung) sind weniger stark gewachsen als die Branchen mit einem vergleichsweise geringen Stromverbrauch (unter anderem Elektrotechnik, Maschinenbau, Fahrzeugbau). Die Bedeutung von Strom zur Erzeugung von Raumwärme ist im Industriesektor sehr gering. Entsprechend sind die jährlichen Witterungseffekte klein.

Im **GHD-Sektor** stieg der Stromverbrauch im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 um 35,5 PJ an (+7,0 %). Auch im GHD-Sektor stehen sich hohe verbrauchssteigernde Mengeneffekte und große verbrauchsreduzierende Technik- und Politikeffekte gegenüber, die sich insgesamt weitgehend kompensierten (Abbildung 6-6). Die

Entwicklung bei den unterschiedenen Anwendungen verlief unterschiedlich.

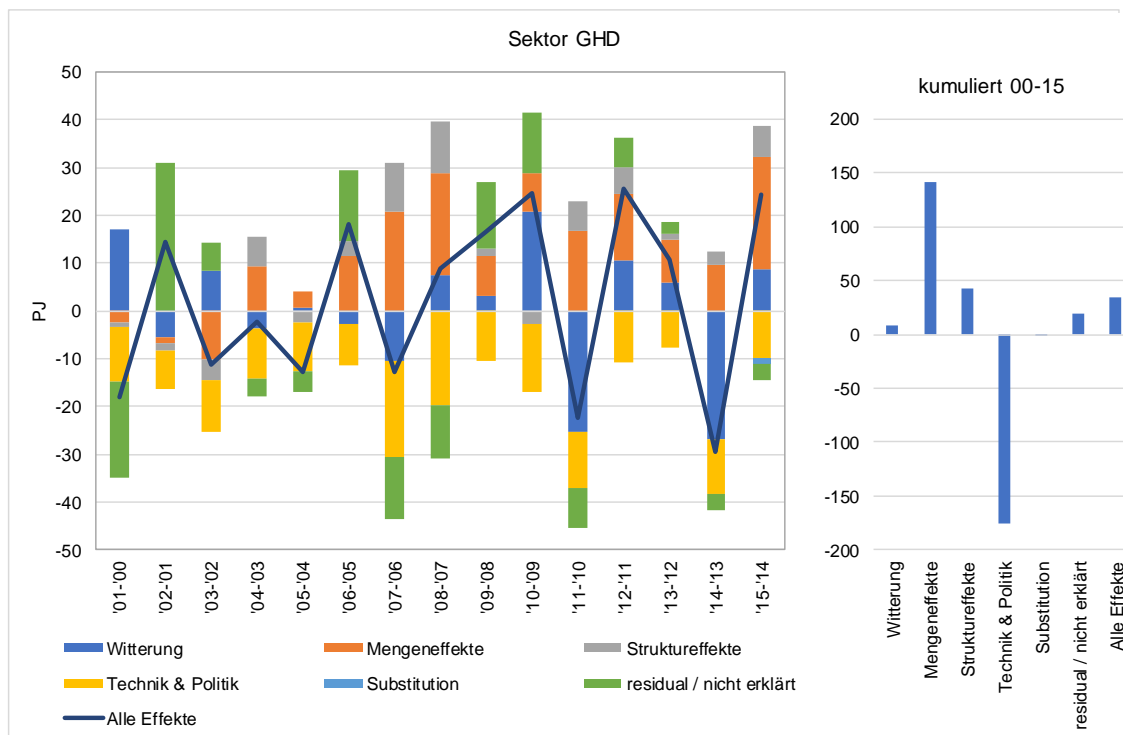
Bei der Raumwärme verringerten Sanierungsmaßnahmen an den Gebäudehüllen sowie der Abriss von alten Gebäuden, in denen Nachtspeicheröfen eingesetzt wurden, den Stromverbrauch. Auch die gestiegenen Strompreise, unter anderem aufgrund der EEG-Umlage, führten dazu, dass zunehmend weniger Strom-Direktheizungen und Strom-Speicherheizungen betrieben wurden. Insgesamt verringerte sich der Stromverbrauch für Raumwärme im GHD-Sektor seit 2000 um rund 20 %.

Der Stromverbrauch für die Prozesswärme (insbesondere Waschen und Trocknen) hat sich zwischen 2000 und 2015 um rund 10 % verringert. Die Zunahme der Geräteeffizienz war hier stärker als das Mengenwachstum. Bei den übrigen Anwendungen (Beleuchtung, mechanische Energie, Prozesskälte und Warmwasser) waren die Effizienzgewinne jedoch nicht ausreichend groß, um die Mengeneffekte zu kompensieren. Allerdings wurden auch hier die spezifischen Verbräuche pro Gerät, respektive pro Erwerbstätigen, teilweise deutlich reduziert. Die Klimakälte und der Verbrauch für Bürogeräte weisen eine steigende Ausstattung pro Kopf auf, welche zu einem Anstieg des Verbrauchs geführt hat. Bei Bürogeräten ist aber seit 2009 eine Stagnation des spezifischen Verbrauchs pro Kopf aufgrund der Zunahme der Geräteeffizienz zu beobachten.

Im Gegensatz zum Industriesektor waren die Mengeneffekte kaum durch die konjunkturellen Schwankungen beeinflusst, respektive die konjunkturellen Schwankungen waren im GHD-Sektor geringer. Im Jahr der Wirtschaftskrise 2009 verringerte sich die Bruttowertschöpfung im GHD-Sektor lediglich um knapp 3 %. Seit 2004 waren die Mengeneffekte in jedem Jahr verbrauchssteigernd. Auch im Jahr 2009 nahm der Stromverbrauch zu.

Insgesamt sind im Betrachtungszeitraum die stromintensiven Branchen (Handel, Beherbergung und Gaststätten, Wasserversorgung und Abwasserentsorgung) stärker gewachsen als die weniger stromintensiven (Bekleidung, Kredit und Versicherung, Baugewerbe). Die Anzahl von Erwerbstätigen hat sich zwischen 2000 und 2015 um -1 % bei Handel, -1 % bei Wasserversorgung und Abwasserentsorgung und +28 % bei Beherbergung und Gaststätten verändert. Bei den Branchen Bekleidung, Kredit und Versicherung sowie Baugewerbe hat die Anzahl von Erwerbstätigen jeweils um -32 %, -6 % und -15 % abgenommen. Diese Strukturverschiebung führte zu einem Mehrverbrauch von rund 40 PJ.

Abbildung 6-6: GHD-Sektor - Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ



In einzelnen Jahren ergeben sich signifikante Witterungseffekte. Insbesondere in den warmen Jahren 2011 und 2014 verringerten sie den Stromverbrauch für Raumwärme gegenüber den kühleren Vorjahren deutlich. Da sich die Effekte der wärmeren und kühleren Jahre kompensieren und das Jahr 2015 nur wenig kühler war als das Jahr 2000, ergibt sich insgesamt nur ein kleiner Verbrauchseffekt durch die Witterung. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Joint-Effekten und den nicht erklärten Effekten: In einzelnen Jahren sind die nicht mit dem Modell erklärbaren Effekte signifikant. Aufgrund der wechselnden Vorzeichen gleichen sich diese im Zeitverlauf weitgehend aus, der kumulierte Effekt ist gering.

Zwischen den Jahren 2000 und 2006 stieg der Stromverbrauch im **Sektor Private Haushalte** an. Seit dem Jahr 2007 war der Stromverbrauch mehrheitlich rückläufig. Über den gesamten Zeitraum 2000 bis 2015 ging der Verbrauch um 6,5 PJ zurück (-1,4 %). Wie im GHD-Sektor wird auch bei den Haushalten die Entwicklung dominiert von den sich im Zeitverlauf stark akkumulierenden Mengeneffekten und Effizienzeffekten durch Technik und Politik (Abbildung 6-7). Beispielsweise wird die Zahl der betriebenen Elektro- und Kochgeräte stark durch die Zahl der Haushalte bestimmt. Diese erhöhte sich im Zeitraum 2000 bis 2015 um rund 9 %.

Bei der Beleuchtung und der Raumwärme ist die Wohnfläche der Hauptmengentreiber. Sie erhöhte sich im Betrachtungszeitraum um 12 %. Im Gebäudebereich führte die Ausweitung der beheizten Wohnflächen (+7 PJ) und die Zahl der mit Warmwasserversorgten Bevölkerung (+0,5 PJ) zu einem Anstieg des Verbrauchs. Effizienzmaßnahmen an den Gebäudehüllen und die Steigerung der Wirkungsgrade der Heizungs- und Warmwasseranlagen haben den Stromverbrauch um 6 PJ reduziert. Bei der Beleuchtung waren die Effizienzgewinne höher als das Mengenwachstum. Von Bedeutung war hier unter anderem die Verdrängung der ineffizienten Glühlampen durch Halogenleuchten, Energiesparlampen (Kompaktleuchtstofflampen) sowie zunehmend durch LED-Lampen.

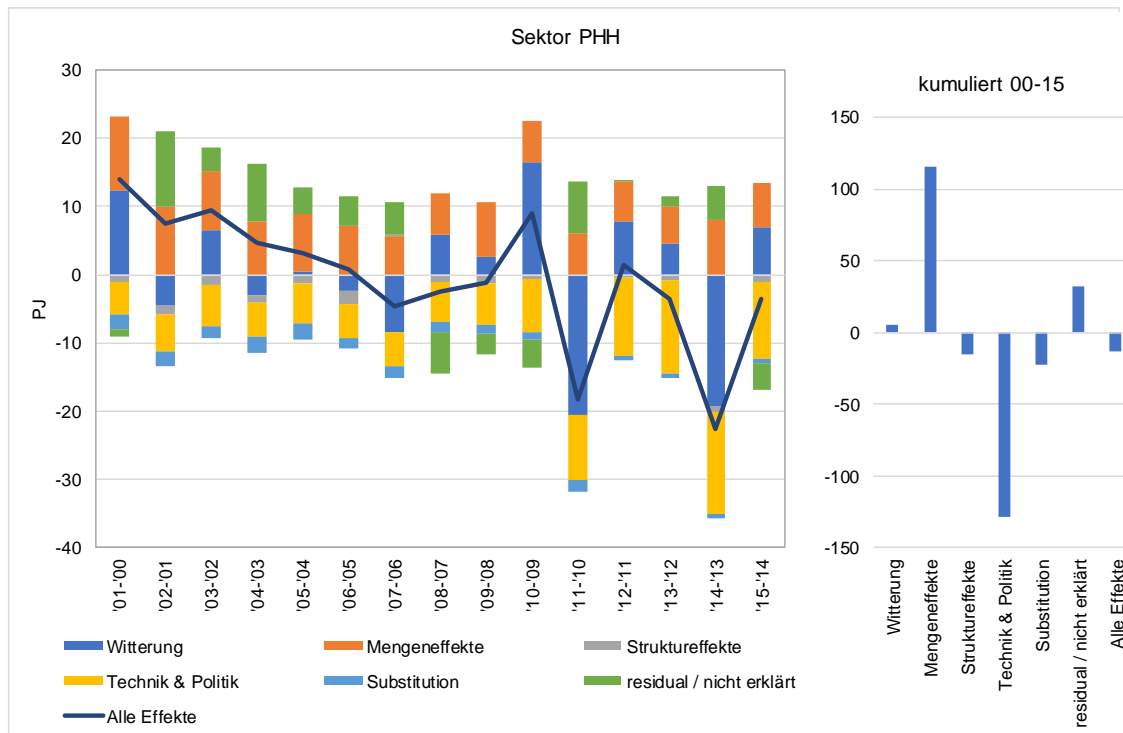
Bei der Substitution stehen sich im Wärmebereich zwei gegenläufige Entwicklungen gegenüber. Einerseits werden konventionelle Raumwärme- und Warmwasseranlagen durch alternative Systeme ersetzt (verbrauchsreduzierender Effekt). Andererseits werden zunehmend mehr Gebäude mit elektrischen Wärmepumpen versorgt (verbrauchssteigernder Effekt). Da die Wärmepumpen ein Mehrfaches effizienter sind als die konventionellen Direktheizungen, nimmt der Stromverbrauch insgesamt ab, obwohl die Zunahme der mit Wärmepumpen beheizten Fläche grösser ist, als der Rückgang der mit konventionellen Stromheizungen beheizten Wohnflächen.

Die Struktureffekte verringerten den Verbrauch ebenfalls, jedoch in einem deutlich geringeren Ausmaß als die Effizienzsteigerung der Geräte und Anlagen. Die verbrauchsreduzierende Wirkung der Struktureffekte ist hauptsächlich auf die Elektrogeräte und hier insbesondere auf die IKT-Geräte zurückzuführen. Die Verschiebung der Nutzung von größeren zu kleineren Geräte mit geringerem spezifischen Verbrauch führte hier zu einer Verbrauchsreduktion. Beispielsweise stagnierte die Zahl der betriebenen Desktop-Computer, während die Zahl an Laptops und Tablets anstieg.

Beim Warmwasser führten die Struktureffekte zu einem geringen Verbrauchsanstieg. Die weitere Verschiebung von Einzelsystemen hin zu komfortableren Zentralsystemen mit zahlreichen Zapfstellen führte zu einem etwas höheren Warmwasserverbrauch. Damit verbunden war ein leichter Anstieg der eingesetzten Strommenge.



Abbildung 6-7: Private Haushalte: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ



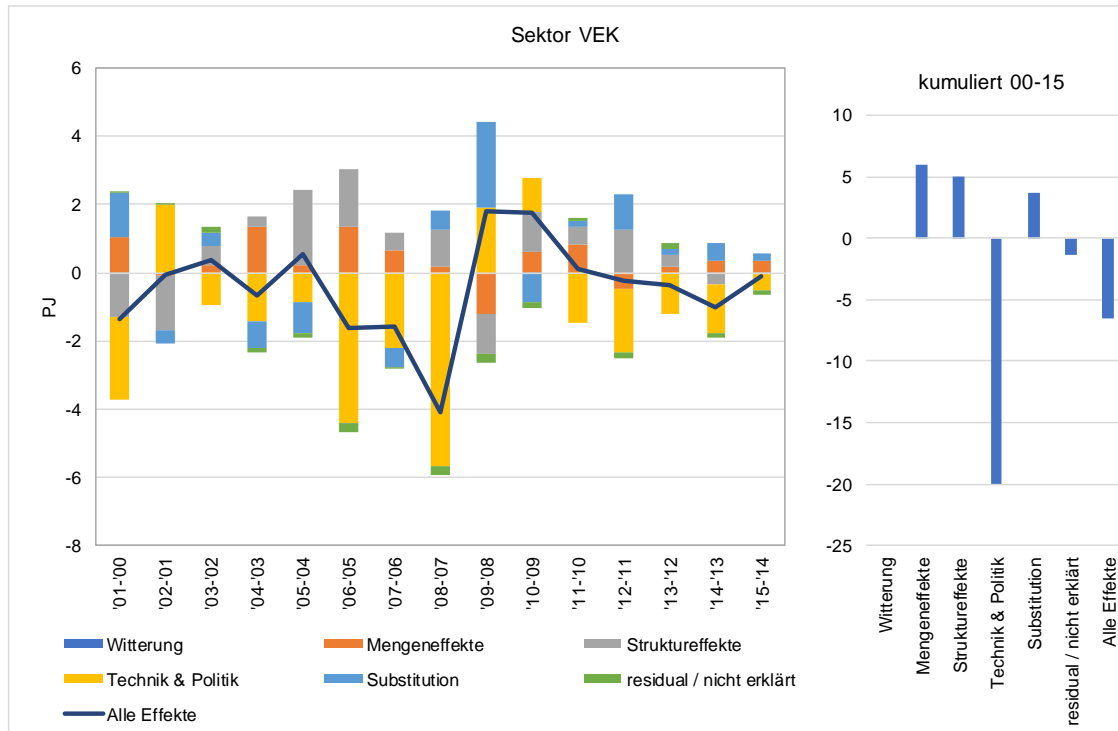
Die Verwendung von Elektrizität zur Erzeugung von Raumwärme hat im Sektor Private Haushalte größere Bedeutung als in den übrigen Verbrauchssektoren. Im Mittel der Jahre 2000 bis 2015 wurden rund 75 PJ Strom für diesen Verwendungszweck eingesetzt. In den Jahren mit kühlen Wintermonaten (beispielsweise 2003 und 2010) lag der Verbrauch über 80 PJ. Im milden Jahren 2011 und 2014 betrug der Verbrauch hingegen lediglich 60 bis 65 PJ. Da das milde Jahr 2011 direkt auf das kalte 2010 folgte, zeigen sich bei diesen Jahren die höchsten Witterungseffekte (+17 PJ, bzw. -21 PJ). Da sich die Effekte durch wärmere und kühlere Jahre kompensieren und das Jahr 2015 nur wenig kühler war als das Jahr 2000, ergibt sich insgesamt lediglich ein kleiner Verbrauchseffekt durch die Witterung.

Im **Verkehrssektor** wird Strom nach wie vor überwiegend für den Schienenverkehr eingesetzt (rund 99 % des Verbrauchs im Verkehrssektor). In der Energiebilanz weist die Zeitreihe für Strom im Jahr 2012 einen Bruch auf. Ab 2012 ist der Verbrauch mit 43,5 PJ rund 16 PJ tiefer als im Jahr 2011 mit 59,8 PJ. Für die Modellierung und Faktorzerlegung wurde die Zeitreihe nach BDEW ex-post angepasst.<sup>34</sup> Basierend auf dieser korrigierten Zeitreihe ergibt sich

<sup>34</sup> BDEW Energiedaten 2015: Netto-Elektrizitätsverbrauch nach Verbrauchergruppen

für den Zeitraum 2000 bis 2015 eine Verbrauchsreduktion von 6,5 PJ (Abbildung 6-8).

Abbildung 6-8: Verkehrssektor: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ



Der Rückgang ist überwiegend auf die Effizienzgewinne durch Technik- und Politikmaßnahmen zurückzuführen. Die Verkehrsleistung beim Schienengüterverkehr ist im Zeitraum von 2000 bis 2015 von 78 auf 115 Mrd. Tonnenkilometer angestiegen (+49 %). Etwas weniger stark sind die Verkehrsleistungen beim Schienenpersonenverkehr in diesem Zeitraum angestiegen (+ 17 %). Damit sind die Verkehrsleistungen auf der Schiene relativ stärker gestiegen als auf der Straße. Durch die höheren Verkehrsleistungen sowohl beim Personen- wie auch beim Güterverkehr, ist der Mengeneffekt in fast allen Jahren positiv und kumuliert sich zu einem Strom-Mehrverbrauch von rund 6 PJ in den Jahren 2000 bis 2015.

Die Struktureffekte ergeben sich aus den Verschiebungen beim Modal Split zwischen der Straße und der Schiene. Beim Personenverkehr ist der Schienenanteil von 9 % im Jahr 2000 auf 9,7 % im Jahr 2015 angestiegen. Beim Güterverkehr liegt der Modal Split bei 26,7 % ggü. 21,6 % im Jahr 2000. Diese Verschiebungen führen zu einem erhöhten kumulierten Stromverbrauch in der Größenordnung von 5 PJ im Zeitraum von 2000 bis 2015.

Trotz höheren Verkehrsleistungen auf der Schiene, ist der Stromverbrauch dank Effizienzfortschritten im untersuchten Zeitraum gesunken. Der spezifische Energieverbrauch beschreibt die eingesetzte Energie je Verkehrsaufwand. Beim Personenverkehr wird der spezifische Energieeinsatz in MJ je Personenkilometer und beim Güterverkehr in MJ je Tonnenkilometer ausgedrückt. Die größten spezifischen Energieeinsparungen zwischen 2000 und 2015 erzielten der Schienennahverkehr (-55 %) und die Güterzüge (-43 %)<sup>35</sup>. Die Rückgänge im Energieverbrauch pro Verkehrsaufwand sind vor allem auf technische Verbesserungen an den Fahrzeugen zurückzuführen. Ein weiterer Grund ist die Erhöhung der Auslastungsgrade sowohl im Personen- wie auch beim Güterverkehr.

Die Substitutionseffekte ergeben sich aus den Energieträgerschiebungen innerhalb der Verkehrszweige, unter anderem durch die Elektrifizierung weiterer Strecken im Schienenverkehr. In deutlich geringerem Ausmaß trägt auch der Umstieg von konventionellen Kraftfahrzeugen (Benzin oder Diesel) auf Elektrofahrzeuge zur Substitution bei. Insgesamt ergibt sich durch die Substitution ein Mehrverbrauch von rund 3,5 PJ (kumuliert zwischen 2000 und 2015).

Die Elektromobilität auf der Straße spielt im untersuchten Zeithorizont zwischen 2000 und 2015 eine untergeordnete Rolle bezüglich des Stromverbrauchs. Im Jahr 2013 wurde erstmals Strom als Endenergieverbrauch im Straßenverkehr in die Energiebilanz aufgenommen. Im Jahr 2015 steigerte sich der Stromverbrauch auf 757 TJ, im Vergleich zur Schiene mit einem Strombedarf von rund 40.000 TJ sind die Mengen jedoch noch sehr gering. Geht man von einer starken Elektrifizierung beim Straßenverkehr aus, könnten sich diese Verhältnisse jedoch fundamental ändern. Bei einer Anzahl von 5 Mio. Elektro-Pkw (entspricht einem Anteil von 12 %) wäre der Strombedarf bereits höher als derjenigen der Schiene im Jahr 2015.

Annähernd die Hälfte des Stromverbrauchs wird für den Anwendungsbereich „**Mechanische Energie**“ eingesetzt (vgl. Kapitel 7.2). Die mechanische Energie setzt sich aus einer Vielzahl von Anwendungen zusammen, darunter industrielle und gewerbliche Motoren für Prozesse, Klima- und Lüftungsanlagen, Haushaltsgroßgeräte (Kühlschränke, Waschmaschinen usw.) und der Verbrauch des Verkehrssektors. Der Stromeinsatz für den Anwendungsbereich Mechanische Energie hat zwischen 2000 bis 2015 um 23 PJ zugenommen (Abbildung 6-9).

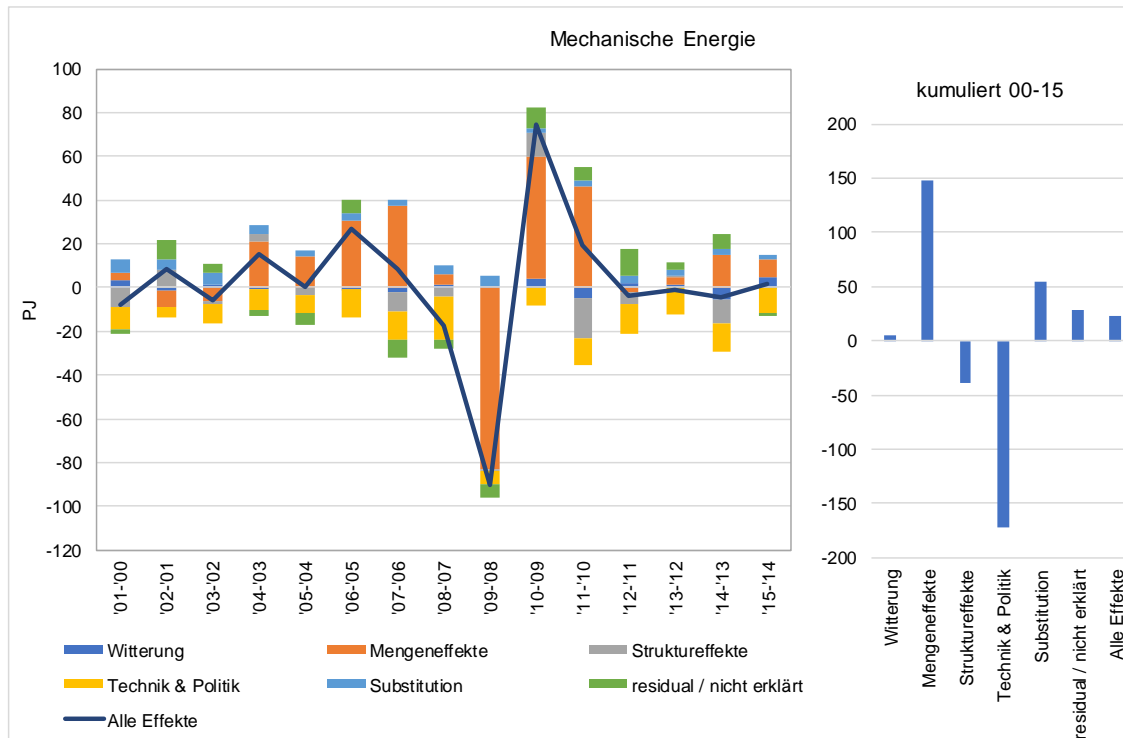
Die Gesamtentwicklung im Zeitraum 2000 bis 2015 wird bestimmt durch die sich jährlich kumulierenden Effizienzeffekte durch Tech-

---

<sup>35</sup> Die spezifischen Verbräuche orientieren sich an den TREMOD Auswertungen (aktuelle Version 5.63)

nik und Politik sowie die Mengeneffekte. Die zunehmende Verlagerung zu Stromanwendungen zeigt sich im verbrauchssteigernden Effekt bei der Substitution. Die Substitutionseffekte waren in allen Jahren verbrauchssteigernd, bei leicht abnehmender Tendenz. Die Struktureffekte dämpften den Verbrauchsanstieg.

Abbildung 6-9: Mechanische Energie: Veränderung des Stromverbrauchs nach Bestimmungsfaktoren, 2000 – 2015, in PJ



Während die Bevölkerung im Zeitraum 2000 bis 2015 lediglich um rund 1 % gestiegen ist, hat sich die Zahl privater Haushalte aufgrund der Abnahme der mittleren Haushaltsgröße um rund 9 % erhöht (basierend auf Angaben des Statistischen Bundesamtes). Da die Ausstattungsquoten vieler Haushaltsgeräte weiter angestiegen sind, hat sich die Zahl vieler Gerätetypen um über 10 % erhöht (u.a. bei Wäschetrocknern und Geschirrspülern). Demgegenüber steht eine zunehmende höhere Energieeffizienz der betriebenen Geräte. Beeinflusst durch die Öko-Design-Richtlinie und die Labeling-Richtlinie hat der spezifische jährliche Energieverbrauch der verkauften Neugeräte bei vielen Gerätetypen im Betrachtungszeitraum deutlich abgenommen. Diese Neugeräte diffundierten in den Bestand und ersetzen in der Regel ineffiziente Altgeräte. Dadurch verringerte sich der mittlere Geräteverbrauch. Im industriellen und gewerblichen Bereich unterstützten unter anderem die Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Elektromotoren den Verbrauchsrückgang (EU Verordnung Nr. 4/2014).

## 7 AP 5: Erarbeitung und Kurzexpertisen zu aktuellen Fragestellungen

### 7.1 Analyse der Heizwerte-Methodik in Deutschland

#### 7.1.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Im Herbst 2012 wurde die EU Richtlinie 2012/12/EU für Energieeffizienz (EED) verabschiedet. Die EED enthält neben Vereinbarungen zu Zielen und Maßnahmen unter anderem auch Vorgaben zur Berichterstattung und Quantifizierung von Energieeinsparungen.

Artikel 21 der Energieeffizienzrichtlinie (EED) besagt:

*„Zum Vergleich der Energieeinsparungen und zur Umrechnung in vergleichbare Einheiten sind die Umrechnungsfaktoren in Anhang IV zu verwenden, sofern die Verwendung anderer Umrechnungsfaktoren nicht gerechtfertigt werden kann.“*

In der Fußnote zu Anhang IV EED wird hierzu angemerkt:

*„Die Mitgliedstaaten können andere Umrechnungsfaktoren verwenden, wenn sie dies rechtfertigen können.“*

Ziel dieses Dokuments ist die Darstellung der in den Mitteilungen der Bundesregierung gewählten Vorgehensweise. Insbesondere wird dokumentiert, an welchen Stellen und warum von den Umrechnungsfaktoren der EED abgewichen wurde.

#### 7.1.2 Umrechnungsfaktoren bei den von Deutschland gemeldeten Maßnahmen

Bei sieben der 29 gemeldeten Maßnahmen wurde auf die Arbeiten der AG Energiebilanzen zurückgegriffen. Dies sind die Preisimpulssetzenden Maßnahmen M13 bis M15, die Maßnahmen des Ordnungsrechts M1 bis M3 und die Maßnahme M7 zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.

Diese Maßnahmen wirken auf Makroebene und bedürfen daher einer Datengrundlage, die Detailinformationen der deutschen Energiebilanz einbezieht. Die zentrale Datenbasis zur Energiebilanz basiert auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen, auf die im nächsten Abschnitt eingegangen wird.

Bei den weitaus meisten Maßnahmen war keine Umrechnung erforderlich, da in Energieeinheiten gerechnet wurde oder Standardwerte verwendet wurden.

**Tabelle 7-1: Verwendete Umsetzungsfaktoren bei den gemeldeten Maßnahmen der Bundesregierung zu Art. 7 EED**

Nr.	Name	Anmerkungen zu Umrechnungsfaktoren
M 01	Energieeinsparverordnung (Neubau)	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 02	Energieeinsparverordnung (Bestand)	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 03	Erneuerbare Energien Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 04	KfW- Förderprogramme zum energieeffizienten Bauens und Sanieren (CO <sub>2</sub> -Gebäudesanierungsprogramm): - KfW Energieeffizient Sanieren - KfW Energieeffizient Bauen - Aufstockung der KfW-Programme Energieeffizienz Bauen und Sanieren	fragebogenbasierte Hochrechnung; im Fragebogen wird direkt nach Energieeinheiten (kWh/m <sup>2</sup> ) gefragt [IWU 2013]
M05	KfW-Investitionsprogramme in Kommunen und sozialen Einrichtungen (z.T. CO <sub>2</sub> -Gebäudesanierungsprogramm): - IKK/IKU-Energetische Stadtsanierung-Energieeffizient Sanieren - IKU-Energetische Stadtsanierung-Energieeffizient Sanieren - IKK-Energetische Stadtsanierung-Stadtbeleuchtung - KfW-Investitionskredit Kommune Premium / Kommunal Investieren Premium	Hochrechnung auf Basis von Bestätigungsvermerken, wo der Energiebedarf als Energieeinheit (kWh/m <sup>2</sup> ) angegeben ist [BEI 2011]
M 06	Investitionsförderung in Unternehmen: - KfW Energieeffizienzprogramm - KfW Erneuerbare Energien Standard / Premium - BMWi-Effizienzfonds: Förderung energieeffizienter Querschnittstechnologien in KMU / Förderung energieeffizienter und klimaschonender Produktionsprozesse	Hochrechnung auf Basis von Bestätigungsvermerken, wo der Energiebedarf als Energieeinheit (kWh/m <sup>2</sup> ) angegeben ist [Prognos 2014]
M 07	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 08	Nationale Klimaschutzinitiative – Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (BAFA-Teil)	Maßnahme adressiert Solarthermie und Wärmepumpe – natürliche Einheiten sind kWh
M 09	Nationale Klimaschutzinitiative – weitere Programme auf Bundesebene zur Förderung von Investitionen in Energieeffizienz: - Impulsprogramm zur Förderung von Klimaschutzmaßnahmen an gewerblichen Kälteanlagen - Impulsprogramm zur Förderung von Mini-KWK - Stromprojekte im Rahmen der Kommunalrichtlinie der NKI	keine Angaben zu Umrechnungsfaktoren in der Evaluation [Öko-Inst 2012]
M 10	Maßnahmen der Landwirtschaftlichen Rentenbank zur Förderung von Investitionen in Energieeffizienz	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 11	Maßnahmen der Länder zur Steigerung der Energieeffizienz	i.d.R. Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 12	M 12: Weitere Investitionsprogramme zur Förderung der Energieeffizienz, die im Zeitraum 2009-2013 auslaufen (Anrechnung nur als sog. „Early Action“): - Zukunftsinvestitionsgesetz (ZulInvG)	i.d.R. Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)

Nr.	Name	Anmerkungen zu Umrechnungsfaktoren
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Investitionspakt von Bund, Ländern und Kommunen zur Modernisierung der sozialen Infrastruktur</li> <li>- Umweltprämie</li> <li>- Vorläufer des KfW CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramms (Programm wird in veränderter Form weitergeführt - siehe M 04)</li> <li>- Vorläufer des KfW-Kommunalkredit – Energetische Gebäudesanierung (Programm wird in veränderter Form weitergeführt - siehe M 05)</li> <li>- ERP Umwelt- und Energieeffizienzprogramme A + B</li> </ul>	
M 13	Energie- und Stromsteuer	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 14	Lkw-Maut	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 15	Luftverkehrssteuer	basieren auf den Arbeiten der AG Energiebilanzen
M 16	Emissionshandel	Maßnahme adressiert Stromverbrauch, natürliche Einheit ist kWh
M 17	Beratungsprogramme des Bundes: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Vor-Ort-Energieberatung (BAFA)</li> <li>- Energieberatung der Verbraucherzentralen (vzbv)</li> <li>- Energie-Checks (vzbv)</li> <li>- Stromspar-Checks für einkommensschwache Haushalte (Caritas)</li> <li>- Energieberatung Mittelstand (KfW)</li> </ul>	i.d.R. Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 18	Förderung von Energiemanagementsystemen im Rahmen des Energieeffizienzfonds	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 19	Förderung von kommunalen Konzepten und Netzwerken: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Energieeffizienzfonds: Kommunale Netzwerke</li> <li>- Nationale Klimaschutzinitiative: Kommunale Klimaschutzkonzepte</li> <li>- Energetische Stadtsanierung – Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager</li> </ul>	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 20	Qualitätssicherung und Optimierung der bestehenden Energieberatung	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 21	Weiterentwicklung des CO <sub>2</sub> -Gebäudesanierungsprogramms	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 22	Einführung eines wettbewerblichen Ausschreibungsmodells	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 23	Förderung Contracting (einschließlich Ausfallbürgschaft Contracting)	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M24	Weiterentwicklung der KfW-Energieeffizienzprogramme	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 25	Initiative Energieeffizienznetzwerke	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 26	Energieauditpflicht für Nicht-KMU	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 27	Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 28	Heizungsscheck	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)
M 29	Offensive Abwärmenutzung	Hochrechnung auf Basis von Standardwerten (kWh)

### 7.1.3 Abweichungen bei den Umrechnungsfaktoren

Anhang IV EED enthält eine Tabelle mit Umrechnungsfaktoren für natürliche Einheiten (i. d. R. Kilogramm) der Energieträger in den Nettowärmeinhalt. Tabelle 7-2 stellt die Umrechnungsfaktoren für ausgewählte Energieträger nach Anhang IV EED und nach AGEB für das Jahr 2012 gegenüber.

*Tabelle 7-2: Heizwerte ausgewählter Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2012 und nach Anhang IV EED.*

Energieträger	natürliche Einheit	Nettowärmeinhalt in MJ	
		Anh. IV EED	AGEB
Steinkohle <sup>1)</sup>	kg	17,2-30,7	27,4
Braunkohle	kg	5,6-10,5	9,0
Braunkohlenbriketts	kg	20,0	19,5
Ottokraftstoffe	kg	44,0	43,5 <sup>2)</sup>
Heizöl. leicht	kg	42,3	42,8 <sup>3)</sup>
Heizöl. schwer	kg	40,0	40,3
Flüssiggas	kg	46,0	46,0
Holz (25 % Feuchte)	kg	13,8	14,8 <sup>4)</sup>
Holzpellets / Holzbriketts	kg	16,8	17,6 <sup>5)</sup>

Quelle: [AGEB 2014],

1) Durchschnittswert für den Primärenergieverbrauch, im Übrigen gelten unterschiedliche Heizwerte

2) ohne Biokraftstoffe

3) vgl. auch Mindestbrennwert nach DIN 51603-1

4) [RWI 2013], unter Berücksichtigung der Anteile der verschiedenen Holzsortimente

5) [RWI 2013], entspricht dem Mindestheizwert nach DIN 51731

Die Abweichungen liegen im Rahmen der von der EED vorgegebenen Wertebereiche bzw. weichen lediglich geringfügig von den Vorgaben der EED ab. Es gibt dabei Abweichungen nach oben, wie nach unten. Die Abweichung liegt im Mittel unter 2,5 %, die größte Abweichung ist mit ca. 7 % bei den Umrechnungsfaktoren für Holz zu verzeichnen.

### 7.1.4 Warum weichen die Umrechnungsfaktoren ab?

In diesem Kapitel werden mögliche Erklärungen für die zwar geringen, aber teilweise vorhandenen Abweichungen der Umrechnungsfaktoren dargestellt.

Die AG Energiebilanzen erarbeitet derzeit eine weitergehende Dokumentation, welche die methodische Vorgehensweise bei der Bestimmung der Heizwerte in der Energiebilanz im Einzelnen beschreibt.



#### 7.1.4.1 Variierender Energiegehalt nach Herkunftsland

Der Energiegehalt der Energieträger hängt stark von der jeweiligen Herkunft ab. Dies wird deutlich am Beispiel Erdgas: Erdgas aus den Niederlanden (sog. low calorific natural gas oder L-Gas) hat einen geringeren Energiegehalt je Volumen- oder Masseinheit als Erdgas aus der Nordsee und aus Russland. Die Anteile der Erdgasimporte der einzelnen Länder am Gesamtaufkommen variieren jährlich, vgl. Tabelle 7-3. Hieraus ergibt sich ein veränderlicher Heizwert.

*Tabelle 7-3: Herkunft des Erdgasaufkommens (ohne Bestandsentnahmen) in Deutschland und daraus abgeleitete Heizwerte 2010 bis 2014*

Herkunft	Dichte [kWh/m <sup>3</sup> ]	Brennwert [TJ]				
		2014	2013	2012	2011	2010
Eigenproduktion	9,7692	323.311	344.175	378.425	418.627	444.953
Niederlande	9,2	867.522	978.637	826.450	802.514	803.226
Norwegen	11,6	1.194.227	1.099.523	1.287.263	1.246.754	1.307.119
Russland	10,8	1.391.163	1.448.087	1.413.482	1.422.373	1.463.304
Sonstige (u.a. Frankreich, Vereinigtes Königreich))	11,6	151.655	218.503	117.602	165.861	157.499
Volumen	Mrd. m <sup>3</sup>	103	108	106	107	110
Heizwert [TWh]	TWh	985	1.025	1.008	1.017	1.047
<b>Heizwert / Volumen</b>	<b>kWh/m<sup>3</sup></b>	<b>9,52</b>	<b>9,48</b>	<b>9,54</b>	<b>9,54</b>	<b>9,55</b>

Quelle: [AGEB 2014], [BAFA 2015], [Gas in Focus 2015], [WEG 2015]

Diese importbedingte Variation des Heizwertes gilt neben Erdgas auch für weitere Energieträger, insbesondere für Stein- und Braunkohlen. Daher ist eine jährliche Ermittlung des durchschnittlichen Heizwertes und nicht ein statischer Wert wie im Anhang IV EED sachgerecht.

#### 7.1.4.2 Normativ zulässige Variabilität raffinierter Energieträger

Für aufbereitete Energieträger wie z. B. Heizöl extraleicht, schweres Heizöl, Ottokraftstoffe, Diesel, Holzpellets und Holzbriketts sind die Produkteigenschaften gesetzlich normiert. Tabelle 7-4 gibt einen Überblick über die jeweils einschlägigen Normen und den jeweiligen Bezug zum Heizwert.

**Tabelle 7-4: Normvorschriften für ausgewählte Energieträger**

Energieträger	Einschlägige Norm*	Anmerkungen bzgl. Variabilität des Energiegehalts
Heizöl extraleicht	DIN 51603-1, DIN SPEC 51603-6	Mindestgrenzen für Brennwert (45,4 MJ/kg bzw. 42 MJ/kg für HEL-A), Höchstgrenzen für Wassergehalt (200 mg/kg bzw. 300 mg/kg für HEL-A) und Dichte (860 kg/m <sup>3</sup> )
Heizöl schwer	DIN 51603-3	Mindestgrenze für Heizwert (39,5 MJ/kg)
Ottokraftstoffe	DIN EN 228	Höchstgrenzen u. a. für Olefine, Kohlenwasserstoff-Aromaten und sauerstoffhaltige organische Verbindungen wie Ethanol
Diesel	DIN EN 590	Höchstgrenzen u. a. für polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe und Fettsäure-Methylestergehalt (FAME)
Holzpellets	DIN 51731	Mindestgrenze für Heizwert (17,5-19,5 MJ/kg)

\* in der jeweiligen Norm wird i. d. R. auf weitere relevante Normen verwiesen.

Für Heizöl extraleicht sind u. a. Mindestanforderungen hinsichtlich des Brennwertes definiert. Die hieraus resultierenden Heizwerte liegen in etwa bei den von der AG Energiebilanzen ausgewiesenen Werten. Analog sind für schweres Heizöl und für Holzpellets Mindestanforderungen an den Heizwert definiert. Aus den Mindestanforderungen folgt jedoch nicht i. a. der tatsächliche Heizwert der verbrauchten Menge. Dieser wird i. d. R. höher liegen.

Für Ottokraftstoffe und Diesel sind keine direkten Mindestanforderungen hinsichtlich des Energiegehaltes in den einschlägigen Normen definiert. Vielmehr gibt es Vorgaben hinsichtlich des Anteils bestimmter Inhaltsstoffe, zur Klopffestigkeit bzw. zur Zündwilligkeit. Die Zusammensetzung insbesondere der Ottokraftstoffe hat sich in den vergangenen Jahren merklich gewandelt, z. B. hinsichtlich der Beimischung von Bioethanol. Daher ist eine jährliche Ermittlung des durchschnittlichen Heizwertes – und nicht ein statischer Wert wie im Anhang IV EED – angezeigt.

#### 7.1.4.3 Aggregation unterschiedlicher Sortimente zu einem Energieträger

Einige Energieträger der Energiestatistik lassen sich weiter differenzieren in Sortimente. So gibt es z. B. für Kohlebriketts, leichtes Heizöl, Holzpellets und Ottokraftstoffe Premiumprodukte, die sich u. U. auch durch unterschiedliche energetische Eigenschaften auszeichnen.

Die Anteile der einzelnen Sortimente am Gesamtaufkommen variieren von Jahr zu Jahr. Dies ist z. B. bei den Braunkohlenbriketts in Tabelle 7-5 zu beobachten<sup>36</sup>.

Tabelle 7-5: Sortimente Braunkohlebriketts 1980 bis 2014 in Tsd. Tonnen

Herkunft	Tsd. Tonnen				
	1980	1990	2000	2010	2014
Rheinland	4.446	2.397	1.068	1.166	1.021
Lausitz	25.545	22.164	663	893	631
Mitteldeutschland	23.728	15.484	89	40	57

Quelle: [Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. 2015]

Daher ist eine jährliche Ermittlung des durchschnittlichen Heizwertes und nicht ein statischer Wert wie im Anhang IV EED sachgerecht.

#### 7.1.4.4 Notwendigkeit der Setzung eines Umrechnungsfaktors

Für einige Energieträger enthält Anhang IV EED eine Spanne von zulässigen Umrechnungswerten. Andere Energieträger, wie z. B. Diesel, sind im Anhang IV EED nicht enthalten. Hier ist die Wahl oder Setzung eines Umrechnungswertes erforderlich. Hierbei wird auf Werte aus der deutschen Energiestatistik zurückgegriffen. Die Verwendung der Werte aus der deutschen Energiestatistik für die weiteren Energieträger dient der Konsistenz.

#### 7.1.5 Zusammenfassende Bewertung

Bei der Quantifizierung von Einsparungen ist Deutschland bei 7 von 29 insgesamt gemeldeten Maßnahmen von den Vorgaben der EED abgewichen und hat sich dabei auf Umrechnungswerte der AG Energiebilanzen bezogen. Die Abweichungen liegen im Rahmen der von der EED vorgegebenen Wertebereiche bzw. weichen lediglich geringfügig von den Vorgaben der EED ab. Die Abweichung liegt im Mittel unter 2,5 %, die größte Abweichung ist mit ca. 7 % bei den Umrechnungsfaktoren für Holz zu verzeichnen.

Darüber hinaus basiert die Bewertung für einige Maßnahmen auf der Anwendungsenergiebilanz, die ebenfalls auf die Datenbasis der AGEB zurückgeht. Eine alternative Datenquelle, die zu 100 % mit dem Anhang IV EED kompatibel ist, liegt nicht vor. In der bereits zitierten Fußnote lässt die EED entsprechende Abweichungen explizit zu.

<sup>36</sup> Eine genaue Untersuchung der Wirkung auf den Heizwert ist hier nicht mit vertretbarem Aufwand möglich (zumal hier auch eine Betrachtung der importierten Briketts erforderlich wäre).

Zusammengefasst spiegeln die verwendeten Umrechnungsfaktoren die Zusammensetzung und physikalischen Eigenschaften der in Deutschland genutzten Brennstoffe exakter wider als die statischen Angaben im Anhang IV EED.

### 7.1.6 Literatur

AGEB (2014): *Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeinheiten (2005-2013)*. <http://goo.gl/DcYcm7> (Zugriff am 23.6.2015)

BAFA (2015): *Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland (in TJ)*. <http://goo.gl/JyJqVD> (Zugriff am 16.9.2015)

Bremer Energie Institut (2011): *Evaluation der KfW-Programme „KfW-Kommunalkredit – Energetische Gebäudesanierung“, „Energieeffizient Sanieren – Kommunen“ und „Sozial investieren – Energetische Gebäudesanierung“ der Jahre 2007 bis 2010*. Im Auftrag der KfW Bankengruppe. <https://goo.gl/fGRRlv> (Zugriff am 23.6.2015)

Gas in Focus (2015): *Composition of natural gas consumed in Europe*. <http://goo.gl/NkC3Nc> (Zugriff am 16.9.2015)

IWU, Fraunhofer IFAM (2013): *Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2012*. Im Auftrag der KfW Bankengruppe. <https://goo.gl/fBOuHM> (Zugriff am 23.6.2015)

Öko-Institut, Arepo Consult, FFU, ecologic, FiFo, H.-J. Ziesing (2012): *Evaluierung des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*

Prognos (2014): *Ermittlung der Förderwirkungen des KfW-Energieeffizienzprogramms für den Förderjahrgang 2012*. Im Auftrag der KfW Bankengruppe. <https://goo.gl/ZdNu8h> (Zugriff am 23.6.2015)

RWI (2013): *Erstellung der Anwendungsbilanzen 2011 und 2012 für den Sektor Private Haushalte*. Im Auftrag der AG Energiebilanzen. <http://goo.gl/rDTycS> (Zugriff am 23.6.2015)

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2015): *Herstellung von Braunkohlenbriketts u. Granulat nach Revieren*. <http://goo.gl/CjoK1U> (Zugriff am 30.9.2015)

WEG (2015): *Fakten und Trends. Statistischer Monatsbericht Juli 2015*. <http://goo.gl/IHU4Pn> (Zugriff am 16.9.2015)

## 7.2 Maßnahmenbewertung Anreizprogramm

### 7.2.1 Einleitung und Hintergrund

Mit dem "Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz" (NAPE) wurde im Juli 2014 ein Prozess ins Leben gerufen, der in einem sektorübergreifenden Ansatz neue und weiterentwickelte energiepolitische Instrumente und Maßnahmen in den Bereichen Gebäude, Industrie, Gewerbe und Haushalte umfasst und dabei Strom, Wärme und Kälte gleichermaßen in den Blick nimmt.

Als ein Element des NAPE setzt das seit Januar 2016 angebotene "Anreizprogramm Energieeffizienz" (APEE) wichtige Förderimpulse, um das Heizen in Gebäuden effizienter zu machen.

Ziel des vorliegenden Dokumentes ist es, die durch das APEE induzierten Endenergie- und Primärenergieeinsparungen ex ante bis 2020 abzuschätzen. Hierbei wird die im Rahmen der europäischen Energieeffizienzrichtlinie (EED) harmonisierte Berechnungsmethodik angewandt.

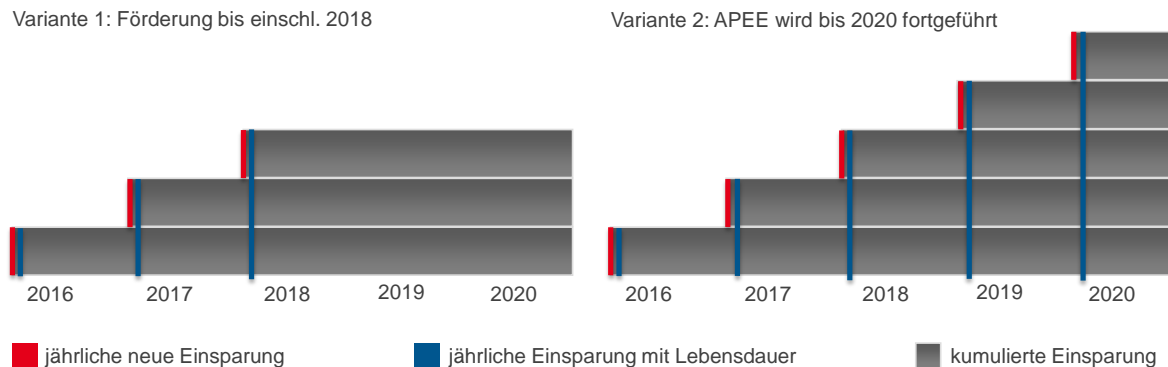
### 7.2.2 Methodische Vorbemerkungen

#### 7.2.2.1 Betrachtete Varianten

Das Anreizprogramm Energieeffizienz ist zunächst bis einschließlich 2018 geplant. Allerdings ist es denkbar, dass das Programm bis 2020 und darüber hinaus fortgesetzt wird. Daher werden die Ergebnisse in zwei Varianten dargestellt: in Variante 1) werden ab 2019 keine neuen Maßnahmen gefördert, in Variante 2) wird die Förderung bis 2020 fortgesetzt.

Hinsichtlich des Startes des Brennstoffzellenprogramms ist der Startzeitpunkt noch mit Unsicherheiten behaftet. Daher wird für diese Maßnahme in zwei Szenarien gerechnet: in Szenario 1 beginnt die Maßnahme im Oktober 2016, in Szenario 2 beginnt die Maßnahme im Januar 2017.

Abbildung 7-1: Zur Interpretation der Einsparwirkungen



### 7.2.2.2 Zur Interpretation der Einsparwirkungen

Im Kontext des Art. 7 EED wurde ein neuer Begriff zur Gesamtsumme der Energieeinsparungen in der siebenjährigen Verpflichtungsperiode eingeführt, der auf dem Konzept der Lebensdauern einsetzt. Der Begriff ist im Auslegungsvermerk zur EED [KOM 2013] dokumentiert und soll im Folgenden kurz veranschaulicht werden (vgl. Abbildung 7-1).

**1) Einsparung durch neue Fälle pro Jahr:** Dies ist die Einsparung, die in jedem Jahr durch neue Förderfälle bewirkt wird. In der Abbildung entspricht dies der rot markierten Höhe einer einzelnen Treppenstufe.

**2) Einsparung durch neue Fälle pro Jahr mit Lebensdauer:** Dies ist die Einsparung, die pro Jahr durch die bis dahin geförderten Anlagen erreicht wird. In der Abbildung ist dies die blau dargestellte Linie.

**3) kumulierte Einsparung:** Dies ist die Einsparung, die insgesamt durch die bis dahin geförderten Anlagen erzielt wird. Die kumulierte Einsparung im Jahr 2020 ist die auf das Einsparziel gemäß Art. 7 EED anrechenbare Größe.

Zu beachten ist, dass die geförderten Anlagen auch über 2020 hinaus Einsparungen erzielen werden. Diese Einsparungen werden bei der Betrachtung hier nicht berücksichtigt.

### 7.2.2.3 Instrumentenfaktor

Bei der Berechnung der Einsparwirkungen sind Doppelzählungen durch Überschneidung mit anderen Instrumente, Mitnahmeeffekte etc. zu berücksichtigen. Gerade bei der Untersuchung von Doppelzählungen ist es wesentlich abzugrenzen, welche Instrumentengesamtheit betrachtet wird. In dieser Kurzexpertise kann eine solche Abgrenzung nicht vorgenommen werden, da ausschließlich das APEE betrachtet wird. Daher wird ein Instrumentenfaktor von

pauschal 0,8 angesetzt, der bei späteren Darstellungen angepasst werden kann.

#### 7.2.2.4 EU-harmonisierte Berechnungsmethodik

Für die Berechnung des Beitrags der politischen Maßnahmen am Energieeinsparwert wird auf die **Empfehlungen der Europäischen Kommission** von Juli 2010 [KOM 2010] zurückgegriffen. Die dort vorgeschlagenen *bottom-up*-Methoden entsprechen weitgehend denen des COM-Vorschlags von Juni 2009 und betreffen vorrangig Maßnahmen in den Handlungsfeldern *Gebäude & Anlagen* sowie *Geräte & Beleuchtung*. Die in diesen Dokumenten vorgeschlagenen Berechnungsformeln tragen den Charakter einer „Empfehlung“ und lassen so den Mitgliedstaaten den Freiraum, die Methoden in angemessener Weise auf die nationalen Instrumente und Maßnahmen, insbesondere an die jeweilige Datenverfügbarkeit anzupassen. Auf diese Dokumente wird auch in der EED im Anhang XIV (2b) Bezug genommen.

Die genannten methodischen Empfehlungen der COM wurden bereits bei der Erstellung des NEEAP 2 angewendet und auf den Einzelfall konkretisiert. Die vorliegenden Berechnungen beruhen grundsätzlich auf der Berechnungsmethodik des NEEAP 2, modifiziert durch die neuen Anforderungen der EED (wo erforderlich).

Bei den vorliegenden Berechnungen wurden darüber hinaus analog zum NEEAP 2 für einzelne Maßnahmen (Lüftungspaket und Brennstoffzelle) auch Methoden verwendet, für die derzeit keine Empfehlungen der EU vorliegen. Das konkrete methodische Vorgehen ist im Kapitel 7.2.5 für alle Maßnahmen dokumentiert.

Eine Herausforderung, welche sich mit der Anwendung von *bottom-up*-Methoden verknüpft, ist die sehr vereinfachende, relativ statische und mechanische Abbildung von Wirkungszusammenhängen. Es werden grundsätzlich lineare Ursache-Wirkungszusammenhänge unterstellt, wobei zwischen einem statistisch erfassten typologischen Einzelfall (einen Förderfall) ein linearer Zusammenhang zur Energieeinsparung hergestellt wird. Aus der Praxis ist bekannt, dass die Umsetzung einer Energiesparmaßnahme in ein komplexes Wirkungsgeflecht begünstigender oder hemmender individueller Faktoren (Werte, Motive, Interessen, Bildung, fachspezifisches Knowhow, finanzielle Situation etc.) eingebettet ist. Komplexere Wirkungszusammenhänge wie Innovationsverhalten, Markttransformation, Rückwirkungen (*rebound*-Effekte), Trittbrettfahrerverhalten (*freerider*) oder beispielgebende Wirkungen (Multiplikatoreneffekte) werden in dieser vereinfachenden Betrachtung nicht berücksichtigt.

Die diskutierten Aspekte weisen auf die Grenzen von vereinfachten *bottom-up*-Methoden hin. Es soll daher betont werden, dass eine solche, vereinfachte *bottom-up*-Bewertung die regelmäßige

Evaluierung von Instrumenten und Programmen nicht ersetzen kann. Bei Evaluierungen werden ebenfalls *bottom-up* basierte Berechnungsverfahren durchgeführt, allerdings mit zusätzlichen empirischen Bausteinen wie standardisierte Befragungen oder Experteninterviews verknüpft. Ferner kann der in *bottom-up*-Methoden verwendete typologische Energieeinsparwert nicht auf den Einzelfall angewendet werden. Gerade bei komplexen technischen Systemen wie (große) Gebäude oder industrielle Anlagen kann die Einzelfallbewertung nur durch eine fundierte Auditierung erfolgen, die wiederum ihrerseits die Basis für eine Programmevaluierung bildet.

Eine Übertragung der Ergebnisse dieses Gutachtens etwa auf das indikative Ziel in Art. 3 EED oder auf die Zielszenarien des Energiekonzepts ist aus methodischen Gründen nicht ohne weiteres möglich.

Die eher synthetischen Berechnungsvorgaben der COM machen aus Gründen der Standardisierung und Vereinfachung unterschiedliche Vorgaben für den zu betrachtenden Referenzzustand von stark disaggregierten Maßnahmen, je nachdem, ob es sich bei Gebäuden um Neubauten oder Sanierungen handelt, oder ob es sich um den Austausch von Geräten, Anlagen oder Motoren handelt.

Die politischen Ziele des Energiekonzepts oder der Europäischen Kommission beziehen sich dagegen in der Regel auf ein festes Referenzjahr oder eine mehr oder weniger detailliert beschriebene Referenzentwicklung von makroskopisch hochaggregierten Größen, wie etwa die gesamtwirtschaftlichen THG-Emissionen oder der Primärenergieverbrauch. Eine direkte Vergleichbarkeit ist damit nicht gegeben, auch eine Umrechnung ist leider nicht möglich, sofern diese nicht maßnahmenscharf auf eine sehr detailliert beschriebene Referenzentwicklung erfolgt.

Trotz der aufgezeigten Grenzen hat die hier angewendete standardisierte *bottom-up*-Bewertung von Energiesparmaßnahmen eine wichtige Funktion. Sie kann eine erste Abschätzung von Größenordnungen liefern und sie kann einen Aufschluss darüber geben, aus welchen Gründen Einsparungen überhaupt eintreten.

#### 7.2.2.5 Zur Berechnung der vermiedenen direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zur Abschätzung der vermiedenen direkten verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sind Annahmen zu den Emissionsfaktoren der ausgetauschten und neuen Energieanlagen erforderlich. Tabelle 7-6 listet die angesetzten Emissionsfaktoren auf.



Tabelle 7-6: Annahmen zu Emissionsfaktoren der Energieträger

Energieträger	direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen ohne Vorketten [g CO <sub>2</sub> / kWh <sub>end</sub> ]		Anmerkung
	Bei Antragstellern	Im Umwandlungssektor	
fossil befeuerter Wärmeerzeuger	227		Mix aus 34 % Öl, 64 % Gas und 2 % Kohle
Biomasse	0		
Strom		540 (2016) bis 482 (2020)	Annahme: lineare Degression um insgesamt 15 % (2014 bis 2020)

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis von [BMWi 2016], [Prognos/EWI/GWS 2014], [UBA 2015]

Bei den fossil befeuerten Wärmeerzeugern (sowohl für die ausgetauschten wie auch für die neu installierten) wurde ein Brennstoffmix proportional zum Endenergieverbrauch in Privaten Haushalten für die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser angesetzt.

Auch wenn Stromverbrauch keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Verbraucher verursacht, ist es in der heutigen Bewertungspraxis gängig, Strom einen Emissionsfaktor zuzuordnen. Verwendet wird der vom UBA für das Jahr 2014 ermittelte Emissionsfaktor, dem bis zum Jahr 2020 eine Absenkung um 15% unterstellt wird.

Biomasse als regenerativer Energieträger erhält einen Emissionsfaktor von 0.

### 7.2.3 Ergebnisse im Überblick

Das APEE wird voraussichtlich einen Beitrag von 12 PJ auf das Einsparziel von 1.758 PJ Endenergie [BMWi 2014] leisten. Sollte das Programm bis 2020 fortgesetzt werden (Variante 2), dann erhöht sich der Einsparbeitrag auf knapp 15 PJ.

Weitere Abschätzungen sind den nachstehenden Tabellen zu entnehmen.

<b>Variante 1: Förderung bis einschließlich 2018</b>					
	<b>Lüftung</b>	<b>Heizung fossil</b>	<b>Heizung EE</b>	<b>Brennstoffzelle</b>	<b>Summe</b>
<b>Endenergieeinsparung im Jahr 2020</b>					
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	59	911	2.024		2.993
kumulierte Einsparung [TJ]	234	3.802	8.031		12.067
<b>Primärenergieeinsparung im Jahr 2020</b>					
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	64	1.002	6.497	244 (Sz.1) 144 (Sz.2)	7.807 (Sz.1) 7.706 (Sz.2)
kumulierte Einsparung [TJ]	257	4.182	25.974	859 (Sz.1) 475 (Sz.2)	31.272 (Sz.1) 30.888 (Sz.2)
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020</b>					
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	4	57	423	34 (Sz.1) 20 (Sz.2)	518 (Sz.1) 505 (Sz.2)
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	15	240	1.693	118 (Sz.1) 66 (Sz.2)	2.066 (Sz.1) 2.014 (Sz.2)
<b>Variante 2: Förderung bis einschließlich 2020</b>					
	<b>Lüftung</b>	<b>Heizung fossil</b>	<b>Heizung EE</b>	<b>Brennstoffzelle</b>	<b>Summe</b>
<b>Endenergieeinsparung im Jahr 2020</b>					
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	98	1.335	3.418		4.850
kumulierte Einsparung [TJ]	293	4.438	10.121		14.852
<b>Primärenergieeinsparung im Jahr 2020</b>					
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	107	1.468	10.859	750 (Sz.1) 540 (Sz.2)	13.185 (Sz.1) 12.976 (Sz.2)
kumulierte Einsparung [TJ]	322	4.882	32.515	1.583 (Sz.1) 1.033 (Sz.2)	39.301 (Sz.1) 38.752 (Sz.2)
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2020</b>					
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	6	84	708	116 (Sz.1) 85 (Sz.2)	914 (Sz.1) 883 (Sz.2)
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	18	280	2.119	234 (Sz.1) 156 (Sz.2)	2.652 (Sz.1) 2.574 (Sz.2)

## 7.2.4 Steckbriefe zu den Elementen des APEE

### 7.2.4.1 Lüftungspaket

M1 Lüftungspaket					
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: April 2016	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)	Novellierung:		
<b>Beschreibung:</b>	Zuschussförderung bei Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, sofern mindestens eine Effizienzmaßnahme an der Gebäudehülle (Fenster austausch oder Dämmung) vorgenommen wird. Die Einbindung eines Energie-Effizienz-Experten ist notwendig.  Integration in KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – 430“				
Maßnahmen träger:	KfW	Finanzielle Ausstattung:	ca. 4 Mio. € Zusagevolumen p.a.		
Methodische Angaben					
Methode:	Lüftungsanlage	Lebensdauer:	17 Jahre (Lüftungsanlage mit WRG), 24 Jahre (Fenster austausch) >25 Jahre (Dämmung)		
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, KfW 2016				
Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1					
Endenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	20	20	20	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	20	39	59	59	59
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,12	0,18	0,23
Primärenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	21	21	21	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	21	43	64	64	64
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,13	0,19	0,26
vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	1,2	1,2	0,0	0,0
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	1,2	2,5	3,7	3,7	3,7
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	3,7	7,4	11,1	14,8

Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	20	20	20	20	20
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	20	39	59	78	98
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,12	0,20	0,29
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	21	21	21	21	21
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	21	43	64	86	107
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,13	0,21	0,32
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	1,2	2,5	3,7	4,9	6,2
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	3,7	7,4	12,3	18,5

#### 7.2.4.2 Heizungspaket (fossil)

M2 Heizungspaket (fossil)			
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: April 2016	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)	Novellierung:
<b>Beschreibung:</b>	Zuschussförderung bei Austausch eines Wärmeerzeugers (nicht austauschpflichtig nach §10 EnEV, kein Brennwertgerät) durch ein förderfähigen Wärmeerzeuger, kombiniert mit einer Optimierung der Heizungsanlage. Die Einbindung eines Energie-Effizienz-Experten ist notwendig.  Integration in KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – 430“		
Maßnahmen träger:	KfW	Finanzielle Ausstattung:	Zusagevolumen p.a.: 84 Mio. € (2016), 74 Mio. € (2017), 48 Mio. € (2018)
Methodische Angaben			
Methode:	Heizungstausch	Lebensdauer:	17 Jahre (Wärmeerzeuger) 10 Jahre (hydr. Abgleich)
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, KfW 2016		

<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1</b>					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	371	327	212	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	371	698	911	911	911
kumulierte Einsparung [PJ]	0,37	1,07	1,98	2,89	3,80
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	408	360	233	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	408	768	1.002	1.002	1.002
kumulierte Einsparung [PJ]	0,41	1,18	2,18	3,18	4,18
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	23,4	20,6	13,4	0,0	0,0
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	23,4	44,1	57,5	57,5	57,5
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	23,4	67,5	125,0	182,5	240,0
<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2</b>					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	371	327	212	212	212
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	371	698	911	1.123	1.335
kumulierte Einsparung [PJ]	0,37	1,07	1,98	3,10	4,44
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	408	360	233	233	233
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	408	768	1.002	1.235	1.468
kumulierte Einsparung [PJ]	0,41	1,18	2,18	3,41	4,88
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	23,4	20,6	13,4	13,4	13,4
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	23,4	44,1	57,5	70,9	84,3
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	23,4	67,5	125,0	195,9	280,1

### 7.2.4.3 Heizungspaket (erneuerbar)

M3 Heizungspaket (erneuerbar)					
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: April 2016	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)		Novellierung:	
<b>Beschreibung:</b> Zusatzbonus von 20% auf den Förderbetrag nach MAP-Richtlinie bei Austausch eines Wärmeerzeugers (fossile Energieträger, keine Brennwertechnik, keine Austauschpflicht nach § 10 EnEV, kein KWK) durch eine Biomasseanlage, solarthermische Anlage, Wärmepumpe oder Anschluss an ein Wärmenetz, ggfs. kombiniert mit Optimierung der Heizungsanlage (Analyse IST-Zustand, hydraulischer Abgleich, Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz des gesamten Heizungssystems).					
Maßnahmen träger:	BAFA / KfW	Finanzielle Ausstattung:	ca. 26,4 Mio. € Zusagevolumen p.a.		
Methodische Angaben					
Methode:	Heizungstausch	Lebensdauer:	17 Jahre (Wärmepumpe) 19 Jahre (Solarthermie) 20 Jahre (Wärmenetz) 10 Jahre (hydr. Abgleich)		
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, BAFA 2016				
Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1					
Endenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	631	697	697	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	631	1.328	2.024	2.024	2.024
kumulierte Einsparung [PJ]	0,63	1,96	3,98	6,01	8,03
Primärenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	2.159	2.166	2.172	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	2.159	4.325	6.497	6.497	6.497
kumulierte Einsparung [PJ]	2,16	6,48	12,98	19,48	25,97
vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	141	141	142	0	0
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	141	282	423	423	423
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	141	423	846	1.270	1.693

Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	631	697	697	697	697
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	631	1.328	2.024	2.721	3.418
kumulierte Einsparung [PJ]	0,63	1,96	3,98	6,70	10,12
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	2.159	2.166	2.172	2.178	2.185
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	2.159	4.325	6.497	8.675	10.859
kumulierte Einsparung [PJ]	2,16	6,48	12,98	21,66	32,51
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	141	141	142	142	142
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	141	282	423	565	708
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	141	423	846	1.411	2.119

#### 7.2.4.4 Brennstoffzelle

M4 TEP Brennstoffzelle			
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: Okt. 2016 (Sz1), Jan. 2017 (Sz2)	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)	Novellierung:
<b>Beschreibung:</b>	Mit dem Zuschussprogramm zur Markteinführung der Brennstoffzellenheizung soll für Anlagen bis 5 kW eine nach Anlagengröße gestaffelte Förderung gewählt werden, die die Wirtschaftlichkeitslücke zu bestehenden effizienten Wärmeerzeugungen schließt. Die Förderung soll degressiv erfolgen. Die Fördersätze basieren auf gutachterlichen Einschätzung von IZES. Die Förderung erfolgt voraussichtlich über Fixbeträge. Eine Kumulierung mit anderen Förderprogrammen ist nicht vorgesehen. Die KWKG-Förderung soll daneben weiterhin in der jeweils gültigen Fassung gelten.		
Maßnahmen träger:	KfW	Finanzielle Ausstattung:	Zusagevolumen p.a.: 10,5 Mio. € (2016), 36,5 Mio. € (2017), 61,5 Mio. € (2018)
Methodische Angaben			
Methode:	KWK-Anlage	Lebensdauer:	8 Jahre
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, IZES 2016		

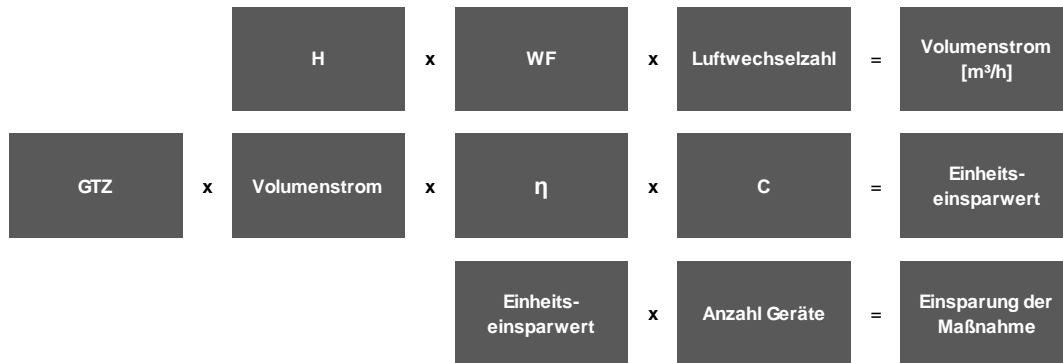
<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1</b>					
<b>Primärenergieeinsparung – Sz. 1</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	25	78	142	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	25	102	244	244	244
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,13	0,37	0,62	0,86
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen – Sz. 1</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	3,1	10,4	20,2	0,0	0,0
jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen mit LD [Tsd. t]	3,1	13,5	33,7	33,7	33,7
kumulierte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	3,1	16,6	50,4	84,1	117,8
<b>Primärenergieeinsparung – Sz. 2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	0	44	99	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	0	44	144	144	144
kumulierte Einsparung [PJ]	0,00	0,04	0,19	0,33	0,48
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen – Sz. 2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	0,0	5,9	14,1	0,0	0,0
jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen mit LD [Tsd. t]	0,0	5,9	20,1	20,1	20,1
kumulierte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	0,0	5,9	26,0	46,1	66,2



<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2</b>					
<b>Primärenergieeinsparung – Sz. 1</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	25	78	142	217	289
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	25	102	244	461	750
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,13	0,37	0,83	1,58
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen – Sz. 1</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	3,1	10,4	20,2	33,5	48,9
jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen mit LD [Tsd. t]	3,1	13,5	33,7	67,3	116,2
kumulierte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	3,1	16,6	50,4	117,6	233,8
<b>Primärenergieeinsparung – Sz. 2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	0	44	99	161	235
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	0	44	144	305	540
kumulierte Einsparung [PJ]	0	0,04	0,19	0,49	1,03
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen – Sz. 2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	0	5,9	14,1	24,9	39,9
jährliche CO <sub>2</sub> -Emissionen mit LD [Tsd. t]	0	5,9	20,1	45,0	84,9
kumulierte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	0	5,9	26,0	71,0	155,9

## 7.2.5 Berechnungsschemata

### 7.2.5.1 Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Maßnahme 1)



Abkürzung	Beschreibung	Daten
H	durchschnittliche Höhe der versorgten Wohnfläche	2,4m
WF	durchschnittliche Wohnfläche, die von der Lüftungsanlage mit WRG versorgt wird	196 * 2/3 m <sup>2</sup>
GTZ	Gradtagszahl G <sub>20/15</sub> , langjähriges Mittel	3262 (Standort Düsseldorf)
Luftwechselzahl	Wechselrate	0,7 1/h
η	Wirkungsgrad der Wärmerückgewinnung	50%
C	physikalische Konstante (24 * Dichte der Luft * spez. Wärmekapazität der Luft)	8,04

Der Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung wird verglichen mit einer Lüftungsanlage ohne Wärmerückgewinnung. Für die kombinierte Dämmmaßnahme wird eine Reduktion des Heizwärmebedarfs von pauschal 15% angenommen.

Quellen: [DeStatis 2014; IWU 2014; KfW 2016]

### 7.2.5.2 Heizungstausch (Maßnahme 2 und 3)

$$\left( \frac{1}{\eta_{\text{alt}}} - \frac{1}{\eta_{\text{neu}}} \right) \times \text{NEB} = \text{UFES}$$

$$\text{UFES} \times \text{WF} = \text{Einsparung der Maßnahme [kWh / a]}$$

Abkürzung	Beschreibung	Daten
$\eta_{\text{alt}}$	Wirkungsgrad des alten Heizsystems	85%
$\eta_{\text{neu}}$	Wirkungsgrad des neuen Heizsystems	95% (M2) 320% (M3, Wärmepumpe) 100% (M3, Wärmenetzanschluss)
WF	durchschnittliche Wohnfläche pro Förderfall	196
NEB	spez. Nutzenergiebedarf je m <sup>2</sup> Wohnfläche für Raumwärme und Warmwasser [kWh/m <sup>2</sup> ]	135

Quellen: [DeStatis 2016, BMWi 2015]

### 7.2.5.3 Solarthermische Anlage (Maßnahme 3)

$$\text{installierte Kollektorfläche} \times \text{USAVE} = \text{Reduktion des Heizwärmebedarfs [kWh / a]}$$

Abkürzung	Beschreibung	Daten
USAVE	Durchschnittliche Wärmeproduktion pro m <sup>2</sup> Kollektorfläche [kWh / m <sup>2</sup> a]	400

Quelle: abgeleitet aus [Corradini 2013]

#### 7.2.5.4 Kraft-Wärme-Kopplung (Maßnahme 4)

$$\begin{array}{l}
 \text{Stromerzeugung} \times \frac{1}{\eta_{\text{ref, Strom}}} + \text{Wärmeerzeugung} \times \frac{1}{\eta_{\text{ref, Wärme}}} = \text{Brennstoffeinsatz für KWK-Erzeugung} \\
 \text{Stromerzeugung} \times \frac{1}{\eta_{\text{KWK, el}}} = \text{Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung} \\
 \text{Brennstoffeinsatz für ungekoppelte Erzeugung} - \text{Brennstoffeinsatz für KWK-Erzeugung} = \text{Einsparung der Maßnahme [kWh / a]}
 \end{array}$$

Abkürzung	Beschreibung	Daten
Stromerzeugung	von der Anlage erzeugte Strommenge	(1,5 kW Leistung je Anlage)
Wärmeerzeugung	von der KWK-Anlage erzeugte Wärmemenge	(Gesamtwirkungsgrad : 85%)
$\eta_{\text{KWK, el}}$	Wirkungsgrad (elektrisch) der KWK-Anlage	45%
$\eta_{\text{ref, Wärme}}$	Referenzwirkungsgrad für die ungekoppelte Wärmeerzeugung	92,50%

Quelle: abgeleitet aus [Gailfuß 2002]

## 7.2.6 Ergänzung: Kreditvariante für Lüftungs- und Heizungspaket

Das Lüftungs- und Heizungspaket (fossil) wird nicht nur als Zuschuss-, sondern auch als Kreditvariante zur Verfügung gestellt. Nachfolgend sind Steckbriefe für die Kreditvarianten dargestellt. In die Gesamtbetrachtung im Abschnitt 7.2.3 sind diese Elemente des APEE nicht eingegangen.

M1a Lüftungspaket - Kredit					
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: April 2016	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)	Novellierung:		
<b>Beschreibung:</b>	Zuschussförderung bei Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, sofern mindestens eine Effizienzmaßnahme an der Gebäudehülle (Fenster austausch oder Dämmung) vorgenommen wird. Die Einbindung eines Energie-Effizienz-Experten ist notwendig.  Integration in KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – 152“				
Maßnahmen träger:	KfW	Finanzielle Ausstattung:			
Methodische Angaben					
Methode:	Lüftungsanlage	Lebensdauer:	17 Jahre (Lüftungsanlage mit WRG), 24 Jahre (Fenster austausch) >25 Jahre (Dämmung)		
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, KfW 2016				
Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1					
Endenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	20	20	20	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	20	39	59	59	59
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,12	0,18	0,23
Primärenergieeinsparung	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [TJ]	21	21	21	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	21	43	64	64	64
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,13	0,19	0,26
vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	1,2	1,2	0,0	0,0
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	1,2	2,5	3,7	3,7	3,7
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	3,7	7,4	11,1	14,8

Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	20	20	20	20	20
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	20	39	59	78	98
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,12	0,20	0,29
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	21	21	21	21	21
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	21	43	64	86	107
kumulierte Einsparung [PJ]	0,02	0,06	0,13	0,21	0,32
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	1,2	2,5	3,7	4,9	6,2
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	1,2	3,7	7,4	12,3	18,5

M2a Heizungsspaket (fossil) - Kreditvariante			
Gebäude & Anlagen (Bestand)	Beginn: April 2016	Ende: Dez.2018 (Var.1) Dez. 2020 (Var. 2)	Novellierung:
<b>Beschreibung:</b>	Zuschussförderung bei Austausch eines Wärmeerzeugers (nicht austauschpflichtig nach §10 EnEV, kein Brennwertgerät) durch ein förderfähigen Wärmeerzeuger, kombiniert mit einer Optimierung der Heizungsanlage. Die Einbindung eines Energie-Effizienz-Experten ist notwendig.  Integration in KfW-Programm „Energieeffizient Sanieren – 152“		
Maßnahmen träger:	KfW	Finanzielle Ausstattung:	Zusagevolumen p.a.: 84 Mio. € (2016), 74 Mio. € (2017), 48 Mio. € (2018)
Methodische Angaben			
Methode:	Heizungstausch	Lebensdauer:	17 Jahre (Wärmeerzeuger) 10 Jahre (hydr. Abgleich)
Quellen / Referenzen:	CWA 2007, BMWi 2016, KfW 2016		

<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 1</b>					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	123	108	71	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	123	231	302	302	302
kumulierte Einsparung [PJ]	0,12	0,35	0,66	0,96	1,26
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	135	119	78	0	0
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	135	254	332	332	332
kumulierte Einsparung [PJ]	0,13	0,39	0,72	1,05	1,38
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	7,7	6,8	4,5	0,0	0,0
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	7,7	14,6	19,0	19,0	19,0
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	7,7	22,3	41,3	60,4	79,4
<b>Ex ante abgeschätzte Einsparwirkung – Variante 2</b>					
<b>Endenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	123	108	71	71	71
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	123	231	302	372	443
kumulierte Einsparung [PJ]	0,12	0,35	0,66	1,03	1,47
<b>Primärenergieeinsparung</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue Einsparung [TJ]	135	119	78	78	78
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [TJ]	135	254	332	410	488
kumulierte Einsparung [PJ]	0,13	0,39	0,72	1,13	1,62
<b>vermiedene direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
jährliche neue vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	7,7	6,8	4,5	4,5	4,5
jährliche vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen mit Lebensdauer [Tsd. t]	7,7	14,6	19,0	23,5	28,0
kumulierte vermiedene direkte CO <sub>2</sub> -Emissionen [Tsd. t]	7,7	22,3	41,3	64,8	92,8

### 7.2.7 Literatur

BAFA 2016: Zusatzbonus Heizungspaket nach dem Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)

BMWi 2014: Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission gemäß Artikel 7 der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU). Stand: 12.6.2014

BMWi 2015: Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende

BMWi 2016: Energiedaten. Stand: 12.01.2016

BMWi 2016: Mitteilung von Referat II C 3 über geplante Programmzahlen und Förderbedingungen

Corradini, Roger 2013: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit – Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum.

CWA 2007: CEN Workshop Agreement on Saving lifetimes of Energy Efficiency Improvement Measures in bottom-up calculations 2007

DeStatis, 2016: GENESIS Tabelle 31231-0001: Fortschreibung Wohngebäude- und Wohnungsbestand. Zugriff am 17.3.2016

Gailfuß, M. (2002): Mini-BHKW Modulübersicht des BHKW Infozentrum Rastatt

IWU, 2014: Klimadaten deutscher Stationen.

IZES 2016: Technologieeinführungsprogramm für stationäre Brennstoffzellen

KfW 2016: Merkblatt zum Programm 430

KOM 2010: Recommendations on measurement and verification methods in the frame-work of directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services.

KOM 2013: Interpretative note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Article 7: Energy efficiency obligation schemes.

Prognos/EWI/GWS 2014: Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose



UBA 2015: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014. Climate Change 09/2015

## 7.3 Instrumentenwelten

### 7.3.1 Einführung

Im Februar 2014 hat das Fraunhofer ISI ein Kurzgutachten<sup>37</sup> vorgelegt, in dessen Rahmen zunächst fünf Instrumentenoptionen der Energieeffizienzpolitik (Einsparquotensystem / Einsparverpflichtungssystem, Energieeffizienzfonds, Erweiterung und Verbesserung des bestehenden Instrumentariums, Ausschreibungsmodell / Tendermodell sowie freiwillige Vereinbarung mit der Energiewirtschaft) anhand verschiedener Kriterien bewertet wurden. Diese umfassten

- Einspareffekte und Kosten,
- Marktkonformität und Wettbewerbsfähigkeit,
- Auswirkungen auf Markt für Energiedienstleistungen,
- Folgewirkungen der Instrumente: Energiepreis- und Rebound-Effekte, Verteilungs- und Struktureffekte,
- Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten,
- Politische Durchsetzbarkeit und Akzeptanz,
- Refinanzierbarkeit.

Inhaltlicher und methodischer Ausgangs- und Anknüpfungspunkt für die Kurzstudie war das vom Fraunhofer ISI (zusammen mit dem Öko-Institut und Ecofys) im Auftrag des BMWi durchgeführte Projekt „Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung marktorientierter Instrumente in Deutschland“<sup>38</sup>.

Da die Bewertung von Instrumenten im Gesamtrahmen der Energieeffizienzpolitik erfolgen muss und einzelne Instrumente ggfs. auch miteinander kombiniert werden können bzw. müssen, wurde in dem Kurzgutachten - aufbauend auf theoretischen Vorüberlegungen sowie der Analyse und Bewertung der einzelnen Instrumente – drei möglichen Instrumentenkombinationen für eine Ergänzung bzw. Optimierung des bestehenden Instrumentenrahmens in Deutschland skizziert und ebenfalls anhand der oben genannten Kriterien bewertet. Jede Instrumentenkombination beinhaltete – in unterschiedlicher Ausprägung - die folgenden sechs analytischen Instrumenten-Kategorien:

- Staatliche Förderung
- Marktanreizende Instrumente / Markttransformation

---

<sup>37</sup> Rohde, C., Eichhammer, W., Schlomann, B.: Ausgestaltungsoptionen und Bewertung von Instrumenten und möglicher Instrumentenkombinationen für Deutschland. Im Auftrag von BMWi/BfEE. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 18. Februar 2014

<sup>38</sup> Fraunhofer ISI, Öko-Institut, Ecofys: Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung marktorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. Im Auftrag des BMWi. Karlsruhe, Freiburg, Berlin, März 2012

- Ordnungsrecht
- Energiepreisanreize
- Mengensteuernde und umlagefinanzierte Instrumente
- Information und Beratung

Diese Instrumentenkategorien wurden in der Kurzstudie von 2014 folgendermaßen kombiniert:

**Instrumentenkombination 1 (Welt „Starke Rolle für staatliche Förderung - Erweiterung/Ergänzung der bestehenden Instrumente“):** Die erste Kombination beinhaltet eine Erweiterung des bestehenden Instrumentariums mit einer starken Rolle für staatliche Förderung und einer moderaten Erweiterung in den anderen Bereichen wie etwa der punktuellen Verschärfung des Ordnungsrechts.

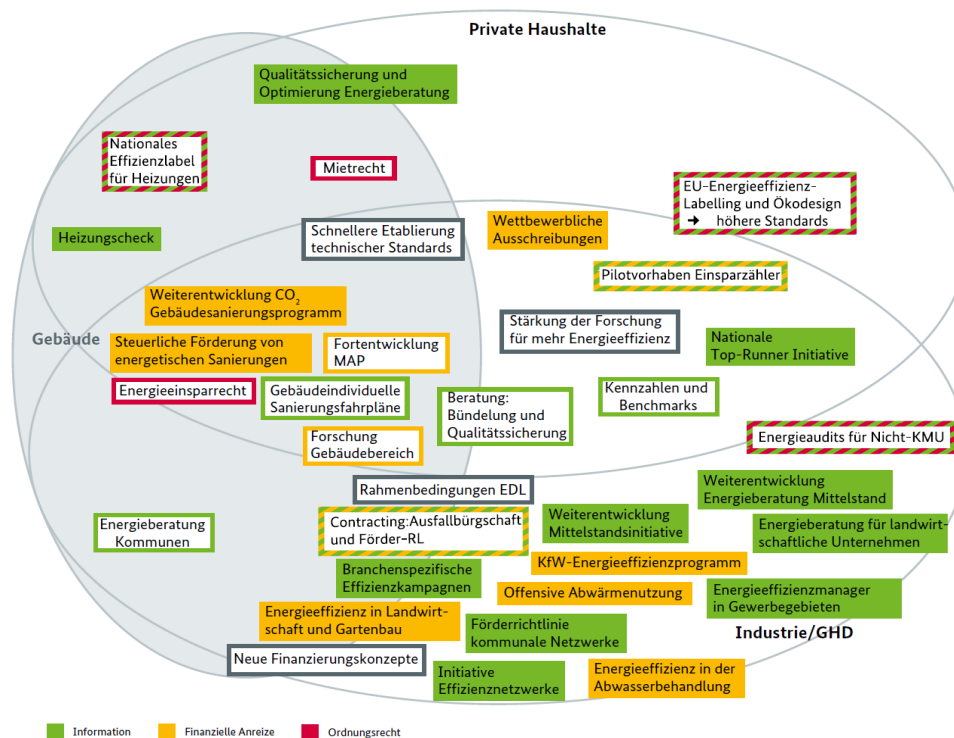
**Instrumentenkombination 2 (Welt „Stärkung der Marktakteure“):** Die zweite Instrumentenkombination setzte einen idealtypisch zugespitzten Fokus auf eine Stärkung der Rolle der Marktakteure über eine Reihe von beispielhaft genannten bzw. vorstellbaren Maßnahmen, insbesondere in den Bereichen Energiedienstleistungen, private Finanzakteure und industrielle Energieeffizienz. Dazu gehören Contracting- und „Pay-as-you-save“-Modelle, Maßnahmen, die von der Wirtschaft selbst initiiert werden (z. B. Energieeffizienz-Netzwerke), Maßnahmen zur Verbesserung der Information und Erhöhung der Transparenz (Benchmarking, Labelling) sowie die Einführung eines Tendermodells für Energieeffizienz.

**Instrumentenkombination 3 (Welt „Mengensteuernden und umlagefinanzierten Instrumente“):** Schwerpunkt der instrumentellen Weiterentwicklung in der dritten Kombination war der idealtypisch zugespitzte Bereich der mengensteuernden und umlagefinanzierten Instrumente. Zentrale Bestandteile dieser Welt sind die Einführung einer Einsparverpflichtung für standardisierbare Technologien sowie eines umlagefinanzierter Effizienzfonds für solche Bereiche, welche nicht einfach standardisiert werden können. Dieser wurde kohärent mit der Förderung der KfW ausgestaltet und kann ggf. auch Elemente eines Tenders beinhalten.

Diese drei Instrumentenkombinationen versuchten, verschiedene Instrumente entsprechend kontrastierender Philosophien idealtypisch zu kombinieren bzw. diese einander gegenüberzustellen. In der Realität wird mit einiger Wahrscheinlichkeit jede dieser Kombinationen auch Elemente aus den anderen Kombinationen enthalten bzw. mit aufnehmen. Die im Rahmen der Kurzstudie bewusst erfolgte idealtypische Überzeichnung und Gegenüberstellung der drei Kombinationsmöglichkeiten dient jedoch dem Zweck, mögliche vorhandene Unterschiede analytisch klarer herauszuarbeiten bzw. aufzuzeigen, um somit die Instrumente voneinander abheben und diese besser miteinander vergleichen zu können.

Mit der Verabschiedung des Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und des Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 (APK 2020) am 3. Dezember 2014 hat sich die Instrumentenlandschaft für Energieeffizienz in Deutschland deutlich verändert. So wurden mit dem NAPE insbesondere eine Reihe von neuen Instrumente aus der Instrumentenkombination 2 beschlossen, die damit Bestandteil des Status-quo geworden sind. Auch die Rolle der staatlichen Förderung aus der Instrumentenkombination 1 wurde mit dem NAPE verstärkt (Abbildung 7-2).

Abbildung 7-2: Instrumente und Maßnahmen des NAPE zur Förderung der Energieeffizienz in Deutschland



Quelle: BMWI, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), S. 6

**Ziel** dieser Kurzexpertise ist es, basierend auf der derzeitigen Instrumentenlandschaft einschließlich der Instrumente des NAPE und des APK 2020 neue Instrumentenwelten festzulegen und diese nach dem gleichen Schema zu bewerten wie in der Kurzstudie von 2014. Dabei soll – anders als in der Kurzstudie – auch der Sektor Verkehr Berücksichtigung finden.

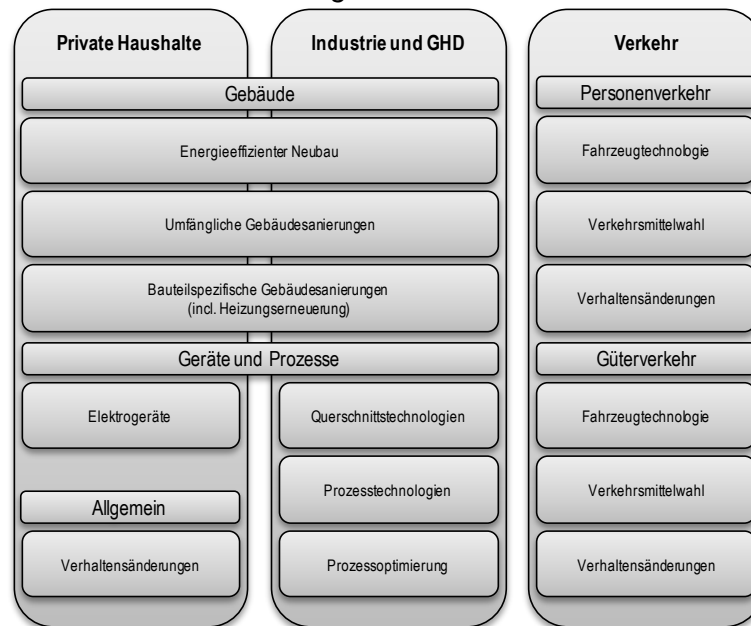
### 7.3.2 Entwicklung und Bewertung neuer Instrumentenkombinationen

#### Methodik

Methodisch wird die instrumentelle Abdeckung durch verschiedene Instrumententypen systematisch dargestellt. Basis hierfür ist das in Abbildung 7-3 dargestellte Schema. Hier wird durch die vertikale Einteilung eine Gliederung in die Sektoren private Haushalte sowie

Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) sowie – neu hinzukommend – Verkehr vorgenommen. Die horizontale Einteilung definiert die wichtigsten Energieanwendungen bzw. die wichtigsten Ziele für die Instrumente.

*Abbildung 7-3: Durch die Instrumentenkombinationen adressierte Sektoren und Anwendungsfelder des Energieverbrauchs*



Im Rahmen dieses Schemas wird des Weiteren jede der hier neu entwickelten Instrumentenkombination in die gleichen sechs analytische Instrumenten-Kategorien eingeteilt, die bereits in der Vorläufer-Studie verwendet wurden:

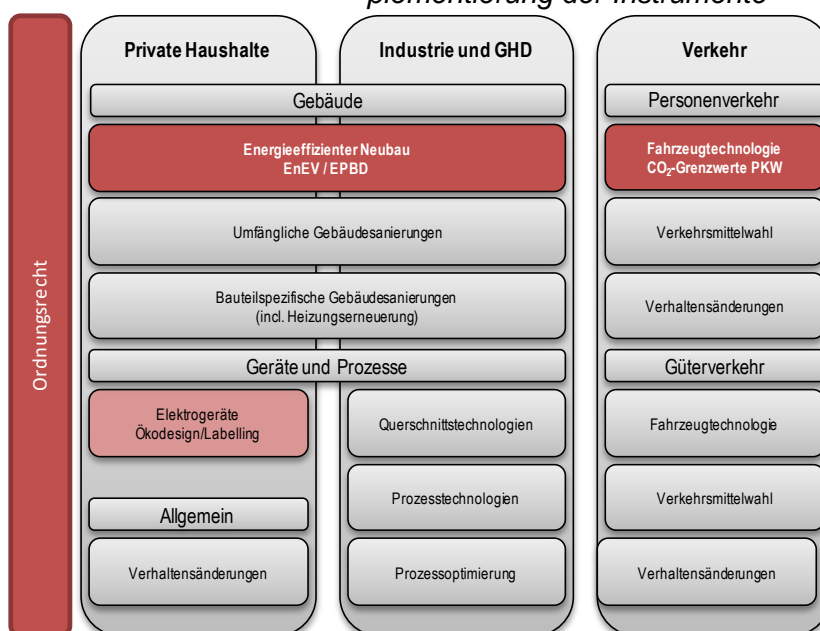
- Staatliche Förderung
- Marktanreizende Instrumente / Markttransformation
- Ordnungsrecht
- Energiepreisanreize
- Mengensteuernd und umlagefinanzierte Instrumente
- Information und Beratung

Die Zuordnung der Instrumente zu den Kategorien ist allerdings nicht immer eindeutig und dient daher eher der systematischen Strukturierung der Darstellung als einer vorweggenommenen inhaltlichen Bewertung. Jede dieser sechs Instrumentenkategorien ist aus Darstellungsgründen zur besseren Unterscheidung mit unterschiedlichen Farben gekennzeichnet. Daneben gibt es drei Farbabstufungen, welche schematisch den angenommenen bzw. unterstellten Grad der Einwirkungen des jeweiligen Instruments auf die verschiedenen Energieanwendungen darstellen sollen (siehe Abbildung 7-4):

- Grau: geringe oder keine Implementierung eines Instruments in dem Anwendungsbereich
- Helle Farbe des jeweiligen Instruments: teilweise Implementierung bzw. Abdeckung des Anwendungsbereichs
- Kräftige Farbe des jeweiligen Instruments: weitgehende/vollständige Implementierung. Dabei bedeutet eine dunkle Schattierung nicht notwendigerweise, dass nichts mehr getan werden muss, sondern lediglich, dass das Instrument bereits eine bestimmte „Mächtigkeit“ bzw. Wirkung in diesem Anwendungsfeld erreicht hat. Im Vergleich zu den möglicherweise zu erreichenden längerfristigen Zielen können sich durchaus noch weitere Lücken ergeben. Dies wird ebenfalls schematisch angedeutet.

Die im folgenden Abschnitt vorgenommenen Charakterisierungen beruhen dabei auf einer Experteneinschätzung, ohne dass den Kategorien jeweils präzise definierte Kriterien zugrunde liegen. Als Hinweis muss noch ergänzend klargestellt werden, dass bei einigen der im Rahmen der Instrumentenkombinationen diskutierten Instrumente die unmittelbare gesetzgeberische Kompetenz nicht bei der Bundesregierung, sondern, wie beispielsweise im Bereich energieverbrauchsrelevanter Produkte (Ökodesign-Richtlinie) oder bei CO<sub>2</sub>-Grenzwerten für Fahrzeuge, bei der Europäischen Union liegt. Um in der Studie das Spektrum der unterschiedlichen Politik- bzw. Anwendungsbereiche aber möglichst vollständig instrumentell abdecken zu können, sind diese Instrumente trotz der genannten Einschränkung in den weiteren Ausarbeitungen mit dargestellt.

Abbildung 7-4: *Beispielhafte Charakterisierung der Stärke der Implementierung der Instrumente*



## Finanzierungsoptionen

Die hier zugrunde gelegten Instrumenten-Kategorien beinhalten implizit unterschiedliche Finanzierungsoptionen. Daher werden im Folgenden die grundsätzlichen Finanzierungsoptionen für Politikinstrumente zur Förderung der Energieeffizienz kurz charakterisiert. Die Darstellung basiert auf dem entsprechenden Kapitel 4 der Vorgängerstudie.

Folgende Finanzierungsoptionen wurden dort unterschieden und bewertet:

### (1) Haushalts-/Steuerfinanzierung

Charakterisierend für alle Instrumente dieser Kategorie ist, dass der Einsatz von finanziellen Mitteln zu Lasten des Steuerzahlers geht; dennoch sind in diesem Bereich unterschiedliche Optionen denk- und umsetzbar, darunter

- Haushaltsgeförderte Kredite/ Staatliche Investitionskostenzuschüsse
- Steuervergünstigungen
- Umstrukturierung bisheriger genereller Subventions- und Steuertatbestände

### (2) Umlagefinanzierung

Bei der Umlagefinanzierung werden die Kosten für Energieeffizienzmaßnahmen typischerweise auf die Energiepreise (oder die Strompreise allein) umgelegt. Ausgestaltungsmöglichkeiten der Umlagefinanzierung sind beispielsweise fixe (regulierte) Umlagen oder unmittelbare nicht regulierte Umlagen durch die Energieversorger.

### (3) Investorenkapital (maßnahmenbezogene Instrumente)

Beim Einsatz von Investorenkapital handelt es sich um maßnahmenbezogene Finanzierungsinstrumente (d.h. spezifisch für das Instrument). Ausgestaltungsmöglichkeiten bei maßnahmenbezogenen Instrumenten sind beispielsweise Contracting oder der „Pay as you save“-Ansatz.

Die haushaltsfinanzierten Instrumente sind naturgemäß mit dem größten Gestaltungsspielraum für den Staat verbunden. Eine Konsistenz der umgesetzten Maßnahmen auch mit ambitionierten Zielen und Standards kann so sichergestellt werden. Auch bei umlagefinanzierten Instrumenten ergibt sich dieser Vorteil (je nach Ausgestaltung), hier sind jedoch ggf. rechtliche Rahmenbedingungen beim Mitteleinsatz zu beachten. Wesentliche Unterschiede zwischen diesen beiden Finanzierungsoptionen ergeben sich insbesondere bei der Allokation der Kosten (Verursacher- und Leistungsfähigkeitsprinzip).

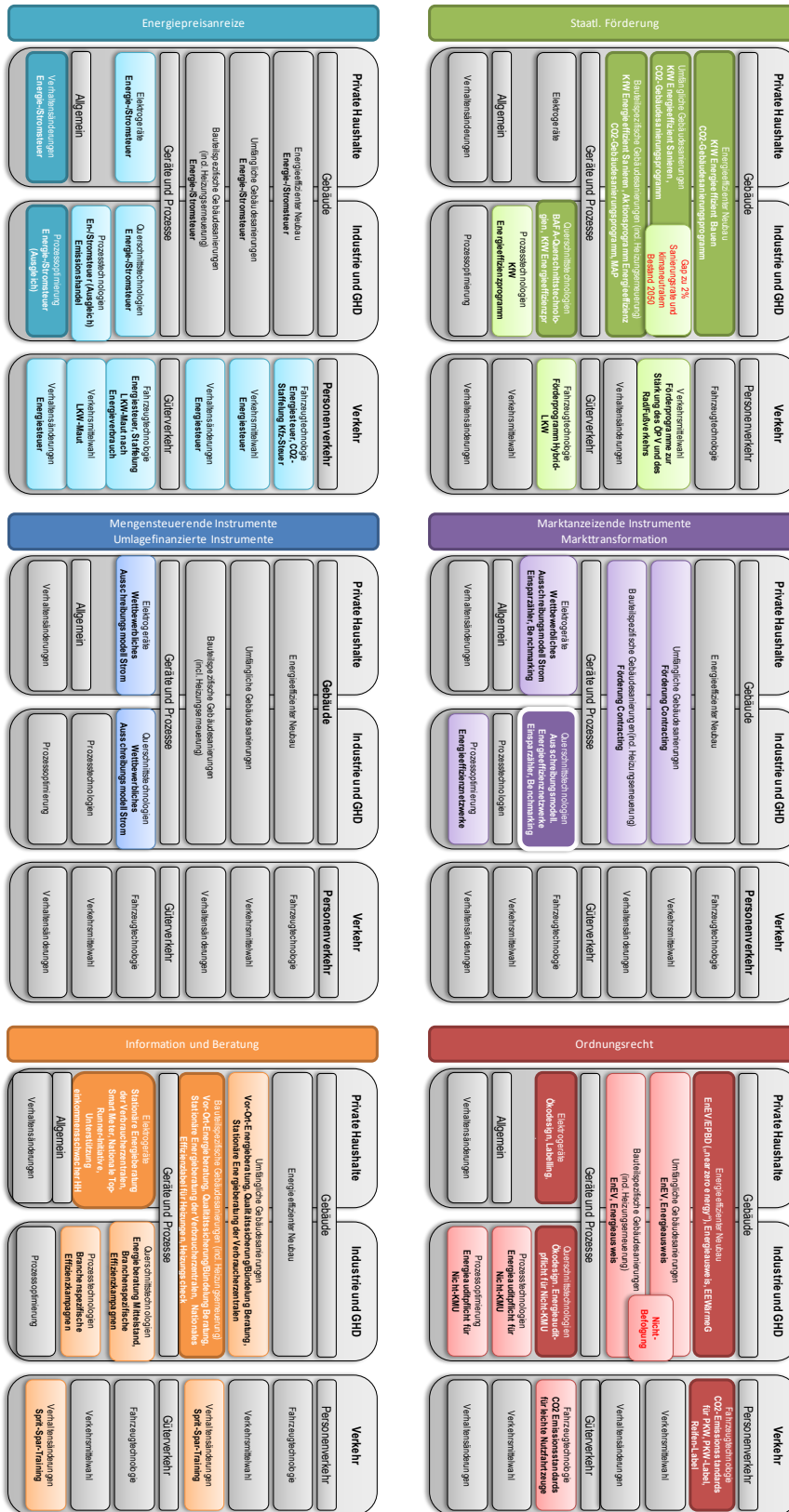
Dem gegenüber steht die Möglichkeit einer Finanzierung durch private Investoren, die nicht durch eine Regulierung erzwungen werden kann, sondern durch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen befördert werden muss.

Letztlich gibt es sowohl bei den Finanzierungsoptionen als auch bei den Instrumenten nicht eine optimale Lösung. Stattdessen dürfte im Regelfall eine auf die politischen Rahmenbedingungen abgestimmte Kombination von Finanzierungsoptionen für die Instrumente die sinnvollere Variante sein.

### **Ausgangslage: bestehender Instrumentenrahmen**

Die Ausgangslage für alle hier untersuchten Instrumentenkombinationen ist der bestehende Instrumentenrahmen der Energieeffizienzpolitik in Deutschland. Für die verschiedenen hier unterschiedenen Instrumenten-Kategorien ist nachfolgend die aktuelle Abdeckung durch die wesentlichen bereits bestehenden Instrumente dargestellt. Gegenüber der Vorgängerstudie hat sich der Status quo deutlich verändert. So wurden mit dem NAPE insbesondere eine Reihe von neuen Instrumente aus der Kategorie „Marktanreizende Instrumente“ beschlossen, die in der Vorgängerstudie noch vollständig leer war. Das gleiche gilt für die Kategorie „Mengensteuernde Instrumente“, die mit dem neuen Instrument der „Wettbewerblichen Ausschreibung“ zumindest ansatzweise gefüllt ist. Außerdem brachten der NAPE und das APK 2020 eine Verstärkung der Instrumente in den Kategorien „Staatliche Förderung“ und „Information und Beratung“, während sich bei den Preisanreizen und beim Ordnungsrecht keine nennenswerten Veränderungen gegenüber der Ausgangslage vor NAPE und APK 2020 ergeben haben.

Abbildung 7-5: Status-quo: Bestehender Instrumentenrahmen nach NAPE und APK 2020





### 7.3.3 Auswahl und Definition der neuen Instrumentenwelten

In Abstimmung mit dem BMWi wurden folgende neuen Instrumentenkombinationen definiert:

#### **Neue Welt 1: Ausgeweitete Förderung + Stärkung der Marktakteure (NAPE+)**

Diese neue Welt ist im Wesentlichen eine Kombination der bisherigen Instrumentenkombinationen 1 (Welt „Starke Rolle für staatliche Förderung - Erweiterung/Ergänzung der bestehenden Instrumente“) und 2 (Welt „Stärkung der Marktakteure“). Beide Welten wurden bereits durch die mit dem NAPE und dem APK 2020 beschlossenen Maßnahmen deutlich gestärkt. Damit hat diese neue Welt große Ähnlichkeit mit dem Status-quo und unterscheidet sich vor allem in der Intensität der Wirkung. Diese Welt stellt damit eine Art „NAPE+“-Szenario dar.

Allerdings gilt das nur, sofern die Komponente „Ausgeweitete Förderung“ auf der Finanzierungsoption „Staatliche Förderung“ basiert (Neue Welt 1a). Wenn hingegen auch die anderen möglichen Finanzierungsoptionen, d.h. die Umlagefinanzierung und die Finanzierung aus Investorenkapital, bei der Instrumentierung stärker in Betracht gezogen werden (Neue Welt 1b), ergibt sich hier eine stärkere Änderung der Philosophie gegenüber der derzeitigen Instrumentenlandschaft.

#### **Neue Welt 2: Mengen- und Preissteuerung**

In dieser Welt werden alternativ die Kategorien „Preissteuerung“ (Neue Welt 2a) bzw. „Mengensteuerung“ (Neue Welt 2b) stärker mit Instrumenten belegt. Beide Bereiche sind in der Status-quo-Variante noch relativ schwach ausgeprägt.

#### **Neue Welt 3: Ordnungsrecht**

In dieser Welt wird vor allem die Kategorie „Ordnungsrecht“ deutlich mit Instrumenten verstärkt. Dieser Bereich wurde durch NAPE und APK 2020 bisher nur sehr begrenzt adressiert.

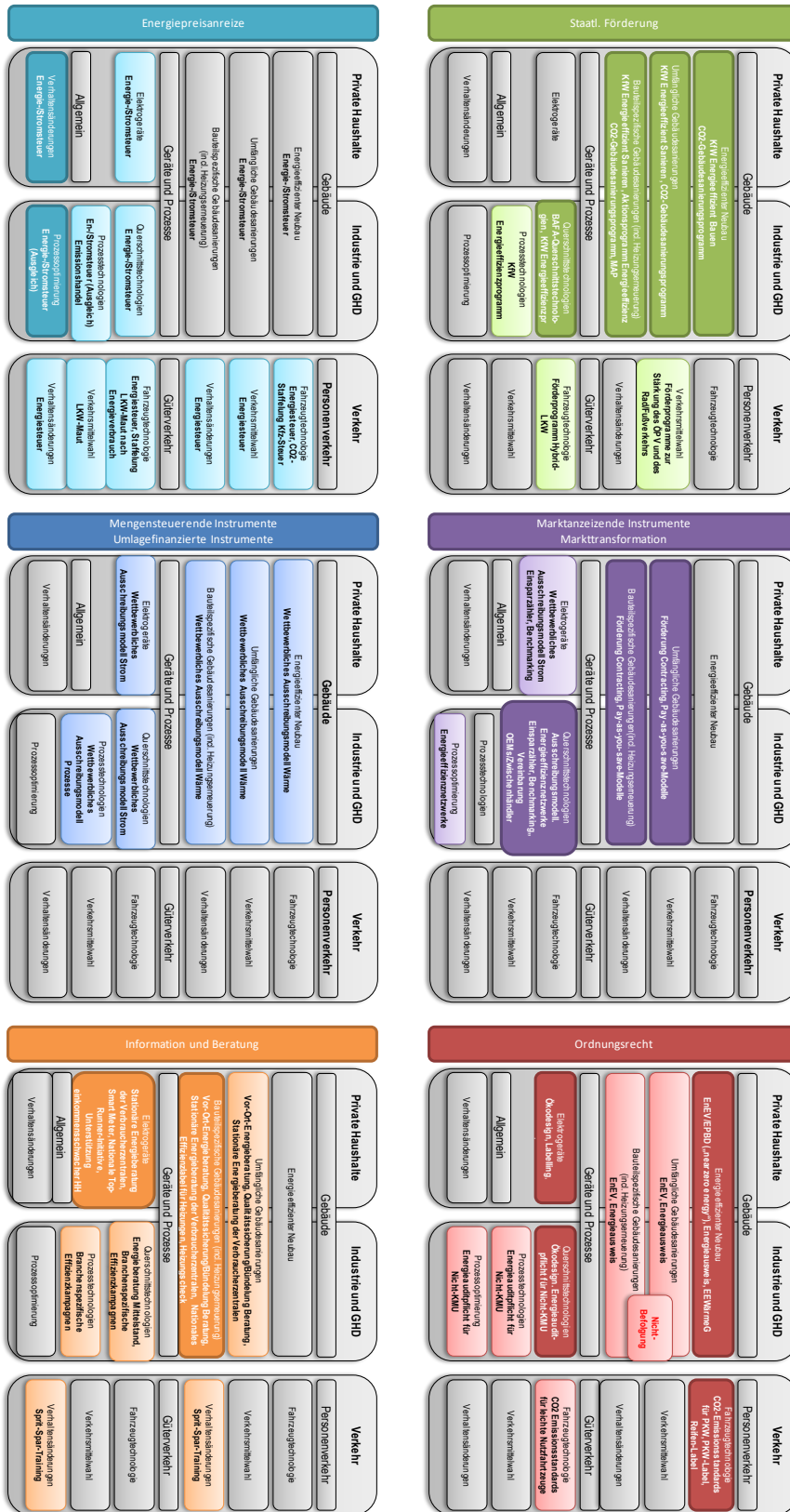
### 7.3.4 Neue Welt 1: Ausgeweitete Förderung + Stärkung der Marktakteure (NAPE+)

#### **Beschreibung**

Diese Instrumentenkombination adressiert im Wesentlichen die gleichen Instrumenten-Kategorien wie NAPE und Aktionsprogramm Klimaschutz, nur die Wirkung wird in ihrer Intensität noch verstärkt. In beiden Varianten werden die Kategorien „Marktanreizende Instrumente“ und „Information/Beratung“ noch stärker mit Instrumenten besetzt. In der Variante 1a erhält darüber hinaus die staatliche Förderung noch eine stärkere Rolle, während in der Variante 1b die Finanzierung stärker aus anderen Quellen erfolgt. Völlig neue umlagefinanzierte Instrumente wie die Einsparquote werden in dieser Variante aber noch nicht eingeführt, das erfolgt erst in der Neuen Welt 2.



Abbildung 7-7: Neue Welt 1b: Ausgeweitete Förderung (sonst. Finanzierung) + Stärkung der Marktakteure (NAPE+) Bewertung



- *Marktkonformität / Wettbewerbsverträglichkeit:* Durch die mit dem NAPE beschlossenen, stärker marktanreizenden Instrumente wurde die Marktkonformität gegenüber dem früheren Instrumenten-Mix gestärkt. Ausschreibungen gelten per se als besonders wettbewerbsverträglich, da sie einen Suchprozess nach den kostengünstigsten Lösungen beinhalten. Auf Grund des breiten Geltungsbereiches können im Grundsatz alle adressierten Akteure an dem wettbewerblichen Verfahren teilnehmen. Allerdings kann die Marktmacht einzelner Akteure je nach Gestaltung der Ausschreibungen (engere oder breitere Ausschreibung) den Wettbewerb de facto einschränken. Je nach Ausgestaltung des Tenders kann es zu Nachteilen für kleinere Unternehmen durch größere Kostenbelastungen bei der Teilnahme kommen. Eine Konkurrenzsituation besteht weiterhin im Bereich der Finanzierung, wo durch die umfängliche Bereitstellung staatlich subventionierter Kredite der Markt für private Investoren beeinflusst wird. Eine Neuausrichtung steuerlicher Anreize für Energieeffizienz könnte möglicherweise bestehende Subventionen so verändern, dass größere Marktkonformität mittelfristig erreichbar ist. Dies geschieht dadurch, dass bestehende Subventionsregime so umgebaut, dass die entstehenden Marktsignale energieeffiziente Lösungen weniger belasten.
- *Auswirkungen auf den Markt für Energiedienstleistungen:* Durch die Ausweitung der Fördervolumina kann der Markt für Energiedienstleistungen gestärkt werden, wobei der Einfluss begrenzt sein dürfte. Stärkerer Einfluss dürfte von den neuen Instrumenten ausgehen, die im Bereich der marktanreizenden Instrumente beschlossen wurden (insbesondere Energieeffizienz-Netzwerke und wettbewerbliche Ausschreibung sowie Contracting, möglicherweise mittelfristig auch Pay-as-you-save-Modelle). Insbesondere durch die Erleichterung der Umsetzung von Contracting-Maßnahmen kann der Markt für Energiedienstleistungen intensiv stimuliert werden.
- *Folgewirkungen/Verteilungswirkungen:* Die überwiegend steuerliche Finanzierung der Förderung bedingt eine Verteilung der Lasten nach dem Leistungsfähigkeitsprinzip. Das ursprünglich im NAPE vorgesehene Instrument steuerlicher Anreize für energieeffiziente Gebäudesanierungen wäre verteilungspolitisch anders zu beurteilen gewesen.
- *Wechselwirkungen der Instrumente/Synergien im Instrumentenmix:* Bei der Ausweitung und Ergänzung des bestehenden Instrumenten-Mix treten die „üblichen“ Überschneidungen zwischen den Instrumenten auf, welche aber umso stärker werden, je wirkungsmächtiger die Instrumente werden und je vollständiger sie die verschiedenen Energieanwendungen abdecken. Ein sehr breit angelegter bzw. offener Einspartender interagiert potenziell unmittelbar mit allen anderen Instrumenten und muss daher in seiner Ausgestaltung auf etwaige Wechselwirkungen mit diesen Instrumenten abgestimmt werden, um eine Doppelförderung auszuschließen. Dagegen ist die Doppelinstrumentierung an dieser Stelle

durchaus gewollt und sinnvoll. Für die weiter bestehenden staatlichen Förderprogramme ergibt sich ein wettbewerblicher Vergleich in Gestalt des Einspartender, der in deren zukünftiger Ausgestaltung Niederschlag finden kann. Wenn beide Instruments gleiche Technologien bedienen, um eine breitere Wirkung zu erzielen, können beispielsweise aus den Tendern auch Informationen zu „marktgerechten“ Förderhöhen ermittelt werden. Wichtige Instrumente in diesem Mix sind weiterhin informative Instrumente, die tendenziell zu einer Senkung von Transaktionskosten führen.

- *Politische Durchsetzbarkeit:* Die Neue Welt 1 setzt überwiegend auf Instrumente, bei denen keine größeren Akzeptanzprobleme oder große Schwierigkeiten in der politischen Durchsetzbarkeit zu erwarten sind. Bei der Variante 1b kann es durch die stärkere Umlagefinanzierungs-Komponente zu mangelnder Akzeptanz bei den betroffenen Akteuren kommen
- *Refinanzierbarkeit:* Die Frage der Refinanzierung ist ein kritischer Punkt der „Neuen Welt 1a“, die allein auf eine Finanzierung der Maßnahmen aus dem öffentlichen Haushalt basiert. Dies kann in Zeiten knapper öffentlicher Kassen bzw. konkurrierender Finanzierungserfordernisse zu Schwierigkeiten bei der langfristigen Finanzierung der Instrumente führen.
- *Beitrag zur Umsetzung längerfristiger Ziele bis 2030/2050:* Eine Kernbeitrag zur Umsetzung längerfristiger Ziele ist die langfristig möglichst umfangreiche Sanierung des Gebäudebestandes. Eine umfangreiche Ausweitung staatlicher Budgets für die Gebäudesanierung um einen Faktor 4-6 im Vergleich zum heutigen Umfang der KfW Programme, scheint zwar im Prinzip möglich, aber nicht sehr wahrscheinlich. Aus diesem Grund können Ziele wie die Verdoppelung der Gebäudesanierungsrate nur schwer mit solchen Finanzierungsinstrumenten allein erreicht werden.
- *Notwendigkeit und Rolle einer neuen koordinierenden Einrichtung:* Bei der Ausweitung der bestehenden Instrumente gibt es kaum die Notwendigkeit einer neuen koordinierenden Einrichtung, um die Instrumentenkombination synergetisch einzuführen. De facto hat bei Finanzierungsinstrumenten die KfW bereits heute im gewissen Maß eine solche koordinierende Funktion und auch die Fähigkeit, größere Fördervolumina effizient einzusetzen. Bei Prozessoptimierung und der Förderung des verstärkten Einsatzes von Energiemanagement sind separate Koordinatoren notwendig, beispielsweise für die Ausweitung Energieeffizienz-Netzwerken, aber eher auf dezentraler Ebene.
- *Realisierungsansätze für kurz- und mittelfristige Zeithorizonte (bis 2020):* scheint bei den verschiedenen Instrumenten im Mix möglich, auch bereits in der kommenden Legislaturperiode.

### 7.3.5 Neue Welt 2: Mengen- und Preissteuerung

In dieser Welt werden alternativ die Kategorien „Energiepreisanreize“ (Neue Welt 2a) bzw. „Mengensteuernde und umlagefinanzierte Instrumente“ (Neue Welt 2b) stärker mit Instrumenten belegt, als dies in der Status-quo-Variante der Fall ist.

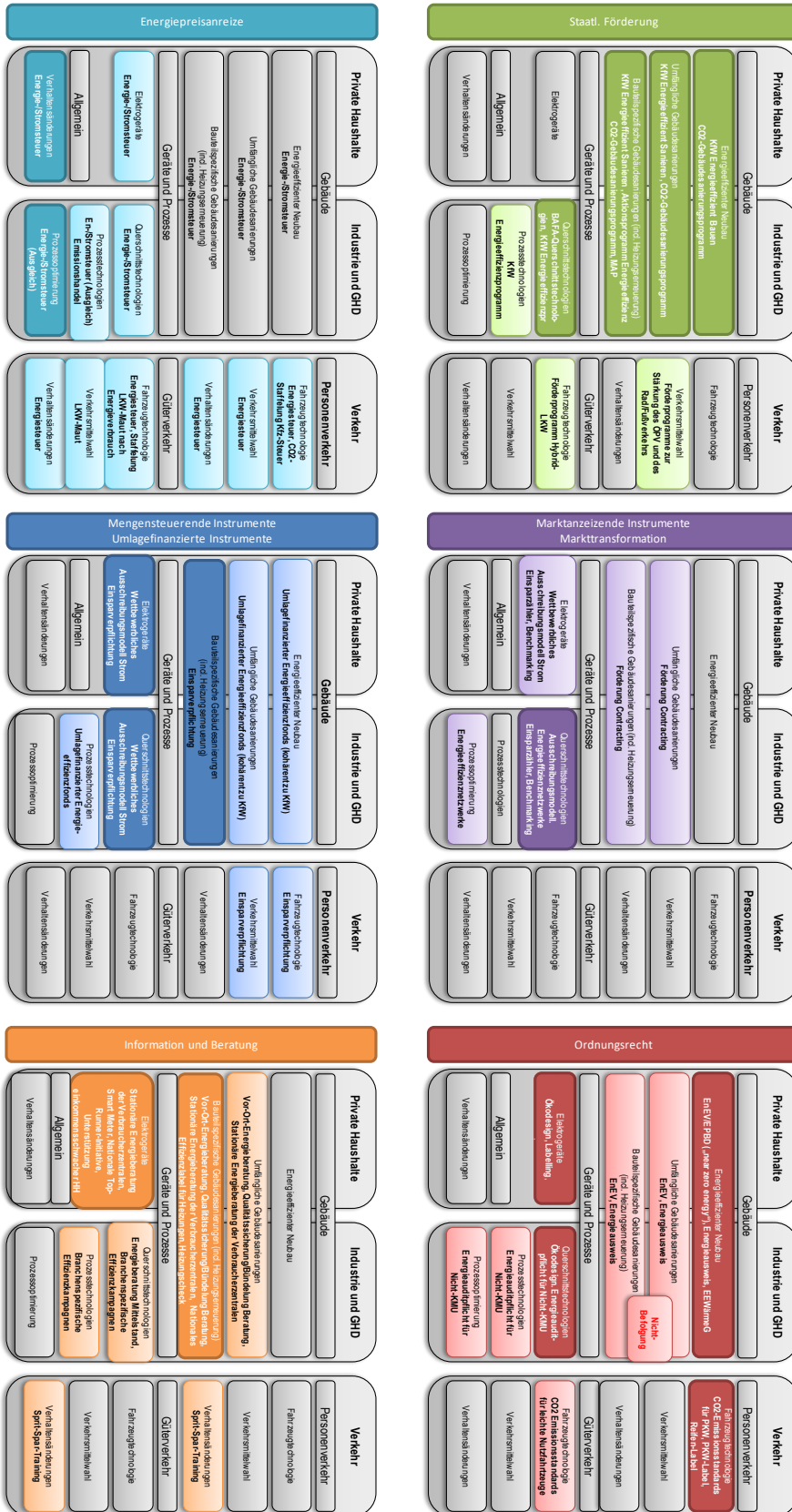
Im Bereich der Preissteuerung beinhaltet dies sowohl eine Verstärkung schon bestehender Instrumente als auch ggf. die Einführung weiterer Steuern oder Abgaben wie beispielsweise eine CO<sub>2</sub>-Steuer, die national oder europaweit erhoben werden könnte. Einen besonders starken Einfluss dürften diese Instrumente im Sektor Verkehr haben, der bisher noch relativ schwach instrumentiert ist. Enthalten ist hier auch die Einführung einer kilometerabhängigen Pkw-Maut und eine weitere Ausweitung der LKW-Maut. Preisinstrumente wirken hier in allen Anwendungsfeldern (Technologie, Verkehrsmittelwahl, Verhalten).

Schwerpunkt der instrumentellen Weiterentwicklung in der Instrumentenkombination 2b ist der idealtypisch zugespitzte Bereich der mengensteuernden und umlagefinanzierten Instrumente. Motiviert wird dieser Ansatz u.a. auch durch die längerfristigen Ziele und die für deren Realisierung notwendigen hohen Investitionen. Für den Bereich der standardisierbaren Technologien wird eine Einsparverpflichtung vorgesehen, da der Schwerpunkt bei standardisierbaren Maßnahmen zu besonders niedrigen Transaktionskosten führt. Für die anderen Bereiche, welche nicht einfach standardisiert werden können, ist ein umlagefinanzierter Effizienzfonds vorgesehen, der kohärent mit der Förderung der KfW ausgestaltet ist und ggf. auch durch die KfW verwaltet wird. Ein solcher Fonds kann auch Elemente eines Tenders enthalten, um spezielle Förderfälle zu adressieren, die nicht mit einem klassischen Fördermodell adressiert werden. Informative Elemente wie breit eingesetzte Energieberatungen stärken diesen Instrumenten-Mix weiter. Der Schwerpunkt liegt hier auf den Sektoren Private Haushalte und Industrie/GHD, aber auch der Verkehrssektor grundsätzlich in ein Energieeffizienzverpflichtungssystem einbezogen werden.





Abbildung 7-9: Neue Welt 2b: Mengensteuerung



## Bewertung

Zusammenfassend ergibt sich folgende Bewertung für diese Kombination von Instrumenten in ihren zwei Varianten

- *Marktkonformität / Wettbewerbsverträglichkeit:* In der dargestellten Instrumentenkombination mit der Einführung einer Einsparquote findet ein erheblicher Eingriff in den Markt statt, sofern die wettbewerblich agierenden Energieversorger verpflichtet werden. Im regulierten Markt der Netzbetreiber ist der Eingriff aus Sicht der Marktkonformität weitgehend unerheblich. Zu beachten ist hier dennoch, dass ein oder mehrere Energieträger gegenüber dem restlichen Markt eventuell benachteiligt werden. Der Markteingriff durch die Erhöhung bereits bestehender oder neuer Steuern oder Abgaben ist demgegenüber geringer, hier sind ggf. rechtliche Einschränkungen zu berücksichtigen.
- *Auswirkungen auf den Markt für Energiedienstleistungen:* Je nach verpflichtetem Akteur sind die Auswirkungen einer Einsparquote unterschiedlich. Bei der Verpflichtung der Energieversorger werden diese voraussichtlich selbst verstärkt im Energiedienstleistungsbereich aktiv und können so zu einer Verschiebung des Marktes führen. Der Markt für Energiedienstleistungen deckt aber zur Zeit insbesondere den nicht von der Verpflichtung adressierten Bereich ab, insofern ist der Eingriff in den Markt auf Grund der spezifischen Ausgestaltung eher gering, da die bestehenden stimulierenden Fördertatbestände bestehen bleiben und durch die Einrichtung eines Fonds ein weiteres frei zugängliches Instrument auf dem Markt etabliert wird. Preisinstrumente haben demgegenüber kaum Auswirkungen.
- *Folgewirkungen/Verteilungswirkungen:* Die Refinanzierung einer Einsparquote und des Fonds erfolgt typischerweise in Form einer Umlage. Hier erfolgt die Verteilung der entstehenden Lasten nach dem Verursacherprinzip. Sofern die Versorger verpflichtet werden, kann durch den liberalisierten Markt der Kunde durch seinen Wechsel effizient im Rahmen der Verpflichtung agierende Akteure „belohnen“. Werden dagegen die Netzbetreiber verpflichtet, ist der Kunde gebunden. Auf Grund des begrenzten Umfangs der Verpflichtung ist die Steigerung der Energiekosten aber eher als gering einzustufen. Bei einer generellen Erhöhung der Energiepreise durch die Erhebung einer Steuer werden zunächst diejenigen, die viel Energie verbrauchen, stärker belastet als sparsame Verbraucher, was zunächst dem Verursacherprinzip entspricht. Allerdings ist der Anteil der Energieausgaben an den Gesamtausgaben eines Haushalts bei einkommensschwächeren Haushalten in der Regel deutlich höher als bei einkommensstarken Haushalten (mit tendenziell höherem Energieverbrauch), sodass die relative Belastung für einkommensschwächere Haushalte höher ausfällt.

- *Wechselwirkungen der Instrumente/Synergien im Instrumentenmix:* Insbesondere der avisierte Fonds und die KfW-Förderprogramme zielen auf ähnliche Anwendungsbereiche. Hier ist eine gezielte Ausrichtung sinnvoll, um ein sinnvolles Zusammenspiel zu gewährleisten.
- *Politische Durchsetzbarkeit:* Einzelne Instrumente im Mix der Variante 2b wie Einsparverpflichtungen haben derzeit bei den Verpflichteten und in der Politik nur beschränkten Rückhalt. Ähnliches gilt für eine stärkere Umlagefinanzierung eines Effizienzfonds, wenn starke Verteilungseffekte auftreten oder die Belastung insgesamt (in Kombination mit der Förderung von Erneuerbaren Energien) als hoch empfunden wird. Allerdings ist, da alle Energieträger ggf. betroffen sind, die Basis für die Umlage deutlich breiter. Auch die Erhöhung oder Neueinführung von Energie- oder CO<sub>2</sub>-Steuern oder eine kilometerabhängige Pkw-Maut dürfte ebenfalls auf Widerstände stoßen. Insofern ist die Neue Welt 2 im Hinblick auf die politische Durchsetzbarkeit als schwieriger einzuschätzen als die skizzierte erste Welt.
- *Refinanzierbarkeit:* Umlagefinanzierte Instrumente könnten die bisher dominierende Finanzierung aus öffentlichen Haushalten ergänzen und stellen eine solide längerfristige Finanzierungsbasis dar, welche auch Schwankungen beispielsweise bei der Finanzierung durch den Emissionshandel stabilisieren kann. Auch Energiesteuern
- *Beitrag zur Umsetzung längerfristiger Ziele bis 2030/2050:* Durch die große Sicherheit bei der Refinanzierung zeichnet sich insbesondere die Mengenvariante dieser Neuen Welt durch eine besonders gute Kompatibilität mit langfristigen Zielen aus, weil sie letztendlich bei den Energiedienstleistern/Finanzakteuren und breiter, bei allen betroffenen Gruppen, zu einer hohen Planungssicherheit führt.
- *Notwendigkeit und Rolle einer neuen koordinierenden Einrichtung:* Bei der Neuen Welt 2b besteht sowohl bei Einsparverpflichtungen als auch bei einem Energieeffizienzfonds die Notwendigkeit einer koordinierenden Einrichtung.
- *Realisierungsansätze für kurz- und mittelfristige Zeithorizonte (bis 2020):* Die Instrumentenkombination 3 enthält verschiedene Ansätze, die sich auch kurz- bis mittelfristig realisieren lassen, u.a. die Ausdehnung der KfW Programme. Schwieriger scheint kurzfristig die Einführung eines umlagefinanzierten Effizienzfonds oder von Einsparverpflichtungen zu sein.

### 7.3.6 Neue Welt 3: Ordnungsrecht

#### Beschreibung

In dieser Welt wird vor allem die Kategorie „Ordnungsrecht“ deutlich mit Instrumenten verstärkt. Dieser Bereich wurde durch NAPE und APK 2020 bisher nur sehr begrenzt adressiert.

Im Geltungsbereich der EnEV kann eine Verbesserung der Überwachung zu einer höheren Befolgungsrate führen. Auch ist eine weitere Anpassung der Standards für Sanierungen denkbar. Im Bereich der Gebäudesanierung wäre eine bereits in der Vergangenheit immer wieder diskutierte Sanierungspflicht ein mächtiges ordnungsrechtliches Instrument.

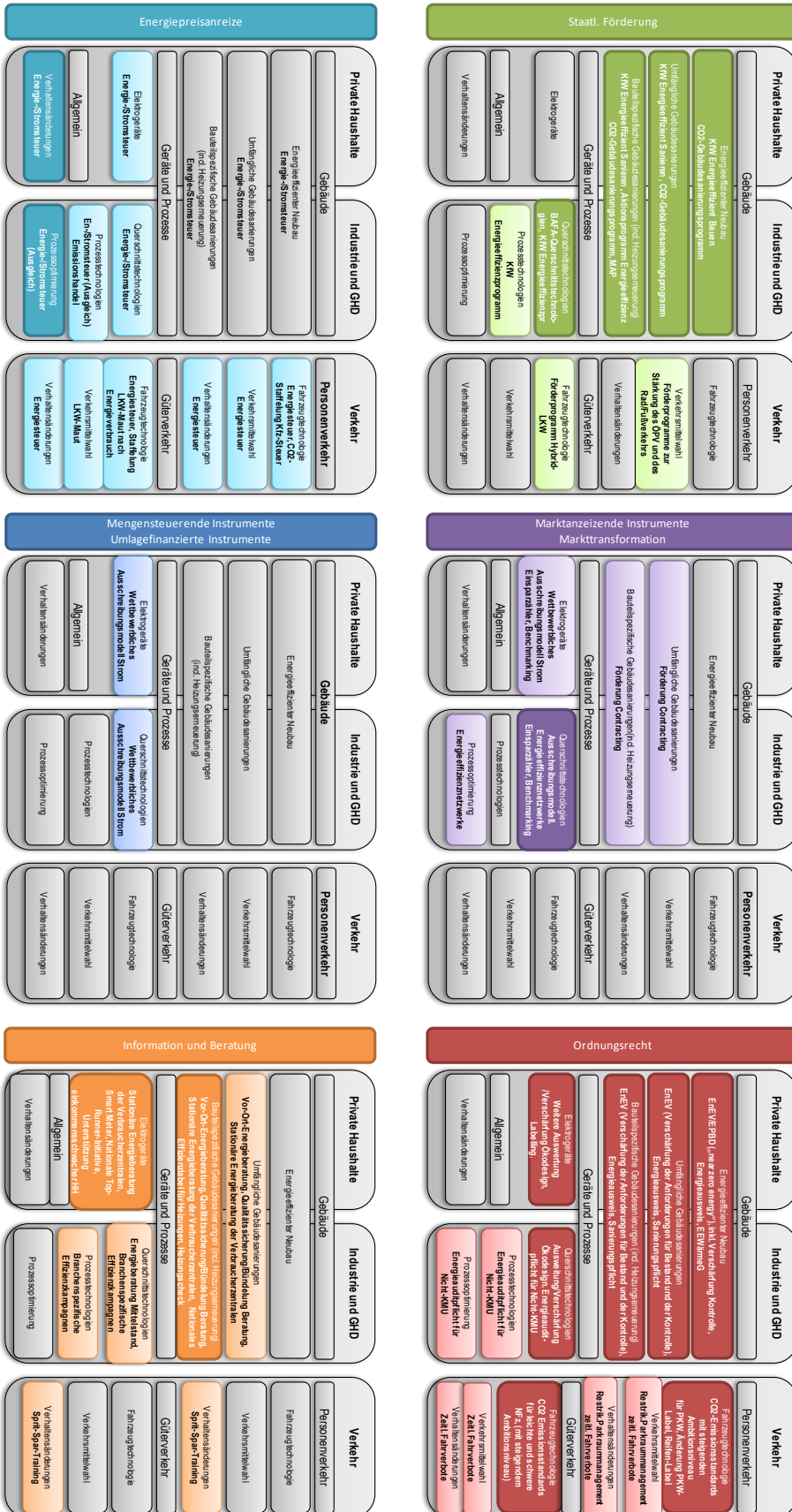
Im Bereich der Geräte kann durch eine Ausweitung der Anwendung der Ökodesign- und Labelling-Richtlinie sowie eine anspruchsvollere Umsetzung eine ordnungsrechtliche Wirkung erzielt werden.<sup>39</sup> Damit könnte die Markttransformation in Richtung auf die beste verfügbare Technologie (BVT) weiter erhöht werden. Die Wirkung der beiden für Produkte weiterhin zentralen politischen Instrumente könnte auch durch eine Stärkung des Vollzugs gestärkt werden.

Im Bereich des Verkehrs wären CO<sub>2</sub>-Standards mit steigendem Ambitionsniveau für PKW sowie leichte und schwere Nutzfahrzeuge (NFz) ein zentrales ordnungsrechtliches Instrument. Hinzu kommen als weitere mögliche ordnungsrechtliche Instrumente beispielsweise zeitliche Fahrverbote (für alle Kraftfahrzeuge) oder die Erarbeitung eines restriktiven Parkraummanagements (Parkraumbewirtschaftung, Parkraumkontingentierung). Damit ließen sich neben der Fahrzeugtechnologie auch die Verkehrsmittelwahl und das Verhalten adressieren.

---

<sup>39</sup> Zu beachten ist, dass die Ökodesignrichtlinie nicht im unmittelbaren Einflussbereich der nationalen Gesetzgebung liegt, jedoch indirekt ein entsprechender Einfluss vorhanden ist.

Abbildung 7-10: Neue Welt 3 – Ordnungsrecht



## Bewertung

Zusammenfassend ergibt sich folgende Bewertung für die durch eine deutliche Verstärkung des Ordnungsrechtes geprägten Neuen Welt 3:

- *Marktkonformität / Wettbewerbsverträglichkeit:* Auch im derzeitigen Instrumentenmix spielen ordnungsrechtliche Instrumente schon eine bedeutende Rolle. Solche Instrumente stellen Markteingriffe dar und regen zunächst auch nicht notwendigerweise mehr Wettbewerb an. Per se bietet also eine weitere Ausweitung der ordnungsrechtlichen Komponente des derzeitigen Instrumentenmix kein zusätzliches Element der Marktkonformität im Vergleich zu heute.
- *Auswirkungen auf den Markt für Energiedienstleistungen:* Eine nennenswerte Stärkung des Marktes für Energiedienstleistungen ist vor allem dann zu erwarten, wenn auch solche ordnungsrechtlichen Instrumente zum Einsatz kommen, die auf die Gebäudesanierung wirken und zu einer Erhöhung der heutigen Sanierungsrate führen.
- *Folgewirkungen/Verteilungswirkungen:* Bei Maßnahmen des Ordnungsrechts liegt der größte Teil der Kosten bei dem durch das Ordnungsrecht verpflichteten Investor. Hier können insbesondere im Bereich der Gebäudesanierung hohe zusätzliche Investitionskosten anfallen. Wenn diese, wie zu erwarten, zumindest teilweise auf die Mieten umgelegt werden, würde eine Verschärfung des Ordnungsrechtes in diesem Bereich auch zu einer Erhöhung des Mietpreinsniveaus und damit zu einer relativ größeren Belastung einkommensschwacher Haushalte (mit einem höheren Anteil der Kosten für das Wohnen am Haushaltseinkommen) führen. Im Hinblick auf die erhöhten administrativen Kosten des Staates (insbesondere durch einen verbesserten Vollzug des Ordnungsrechts) sind die Verteilungswirkungen vergleichbar mit denen einer Förderung aus allgemeinen Haushaltsmitteln und den daraus zumindest mittelfristig voraussichtlich resultierenden Steuererhöhungen. Die Verteilungswirkungen sind dann auch davon abhängig, welche Steuern erhöht werden.
- *Wechselwirkungen der Instrumente/Synergien im Instrumentenmix:* Bei der Ausweitung der ordnungsrechtlichen Instrumente treten die „üblichen“ Überschneidungen zwischen den Instrumenten auf, welche aber umso stärker werden, je wirkungsmächtiger die Instrumente werden und je vollständiger sie die verschiedenen Energieanwendungen abdecken. Die finanziellen Auswirkungen einer Verschärfung des Ordnungsrechtes für den privaten Investor könnten durch entsprechend ausgestaltete Förderprogramme adäquat und zielgerichtet gemindert werden. Andererseits kann es hier je nach Ausgestaltung zu Mitnahmeeffekten kommen.
- *Politische Durchsetzbarkeit:* Nach Erfahrungen aus der Vergangenheit und insbesondere der Diskussionen im Vorfeld der Erstellung des Energiekonzepts ruft die Verschärfung

ordnungsrechtlicher Vorgaben wie die der EnEV oder gar die Einführung neuer Verpflichtungen (Stichwort „Sanierungspflicht“) erhebliche Widerstände seitens der betroffenen Verbände hervor. Auch die die weitere Verschärfung von CO<sub>2</sub>-Grenzwerten für Fahrzeuge dürfte auf deutlichen Widerstand seitens der europäischen Automobilindustrie treffen. Eine Schärfung des Vollzugs der bestehenden ordnungsrechtlichen Vorgaben, der in der Regel im Verantwortungsbereich der Bundesländer liegt, wird gerade von diesen problematisiert, da er mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Beispielsweise würde die Verschärfung des Vollzugs der EnEV bedeuten, dass die Kommunen in den zuständigen unteren Baubehörden ausreichend Personalkapazitäten vorhalten müssten. Dies steht dem Bestreben der letzten Jahre, den Bürokratieaufwand im Bauwesen sukzessiv abzubauen, diametral entgegen. Auch bei der Einführung verhaltenssteuernde ordnungsrechtliche Maßnahmen im Verkehr ist mit größerem Widerstand der Betroffenen zu rechnen.

- *Refinanzierbarkeit:* Bei der Ausweitung des Ordnungsrechts besteht kein Problem bei der Refinanzierung. Allerdings kann es zu erhöhter Nichtbefolgung der Standards aufgrund impliziter finanzieller Belastung der betroffenen Gruppen kommen.
- *Beitrag zur Umsetzung längerfristiger Ziele bis 2030/2050:* Ein Kernbereich zur Umsetzung längerfristiger Ziele ist die langfristig möglichst umfangreiche Sanierung des Gebäudebestandes. Auch der Verkehrssektor muss im Hinblick auf die Erreichung langfristiger Ziele erheblich größere Beiträge zur Verminderung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen leisten, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Hierzu könnte eine Ausweitung des ordnungsrechtlichen Instrumentariums durchaus einen nennenswerten Beitrag leisten, wenn dies politisch durchsetzbar ist.
- *Notwendigkeit und Rolle einer neuen koordinierenden Einrichtung:* Bei einer Verschärfung des Ordnungsrechtes ist dieser Punkt nicht relevant.
- *Realisierungsansätze für kurz- und mittelfristige Zeithorizonte (bis 2020):* Aufgrund der zu erwartenden Widerstände verschiedener gesellschaftlicher Gruppen dürften kurzfristige Änderungen des Ordnungsrechtes schwierig sein. Sie bedürften wohl einer längeren Vorlaufzeit. Insofern steht bei dieser Instrumentenwelt eher die Erreichung der langfristigen Ziele für 2030 und 2050 im Vordergrund.

### 7.3.7 Fazit

In dieser Kurzepertise wurden verschiedene **Instrumentenwelten** definiert, die als Grundlage für die Bewertung der Interaktion dienen. Es handelt sich bei diesen Kombinationen jedoch noch nicht um Ausgestaltungsvorschläge für ein konkretes System, sondern lediglich um eine idealtypische Darstellung und Gegenüberstellung verschiedener Kombinationsmöglichkeiten, um mögliche

vorhandene Unterschiede analytisch klarer herauszuarbeiten bzw. aufzuzeigen und somit die Instrumentenkombinationen besser miteinander vergleichen zu können.

Diese Bewertung erfolgte rein qualitativ anhand der bereits für die Einzelbetrachtung der Instrumente verwendeten Kriterien. Aus der Bewertung ergeben sich für die drei hier definierten neuen Instrumentenwelten jeweils spezifische Herausforderungen bei der Umsetzung.

Bei der „**Neuen Welt 1**“, die im Wesentlichen eine Weiterentwicklung und Ausdehnung des derzeitigen Instrumentariums nach NAPE und APK 2020 darstellt, ist insbesondere darauf zu achten, dass weitere, auch mit den bisherigen und neuen Instrumenten des NAPE noch nicht ausreichend berücksichtigten Hemmnisse abgebaut werden, um damit weitere Einsparpotenziale zu adressieren. Dies gilt grundsätzlich für alle Sektoren, jedoch insbesondere für den Sektor Verkehr. Während eine Doppelförderung durch Instrumente, die den gleichen Anwendungsbereich adressieren, ausgeschlossen werden sollte, ist die Doppel- oder Mehrfachinstrumentierung an dieser Stelle durchaus gewollt und sinnvoll. Im Hinblick auf eine auch langfristig stabile Finanzierung von Energieeffizienzinvestitionen stellt sich bei dieser Instrumentenwelt die grundsätzliche Frage, ob die Finanzierung weiterhin überwiegend aus staatlichen Mitteln erfolgen sollte (Neue Welt 1a), oder ob anderen Finanzierungsoptionen (Umlagefinanzierung, Investorenkapital) breiterer Raum eingeräumt werden sollte (Neue Welt 1b).

Bei der Instrumentenkombination, die auf eine stärkere Steuerung des Energieverbrauchs abzielt („**Neue Welt 2**“), dürfte die möglicherweise mangelnde Akzeptanz dieser Instrumente bei den betroffenen Gruppen der kritischste Punkt sein. Dies gilt sowohl für eine stärkere Preissteuerung (2a) als auch für die Mengensteuerung (2b) und hier insbesondere für die mögliche ergänzende Einführung eines Einsparquotensystems.

Mit einer weiteren Ausweitung und Verschärfung des Ordnungsrechtes („**Neue Welt 3**“) ließen sich grundsätzlich insbesondere in den für die Erreichung der langfristigen Energie- und Klimaziele zentralen Sektoren Gebäude und Verkehr zusätzliche Einsparpotenziale aktivieren. Eine sehr weitgehende Verschärfung des Ordnungsrechtes dürfte jedoch insbesondere im Bereich der Gebäudesanierung zu zunehmender Nichtbefolgung wegen zu hoher Investitionshürden bei einem breiteren Teil der Bevölkerung oder, bei starker Überwachung, zu zunehmender Ablehnung führen.

Abschließend ist festzustellen, dass insbesondere solche Instrumentenwelten, die relativ stark auf die Verstärkung einer einzelnen Instrumenten-Kategorie fokussiert sind, relativ schnell auf Akzeptanzprobleme und Widerstände der betroffenen Gruppen treffen



dürften. Dies gilt sowohl für Energiepreisanreize und mengensteuernden Instrumente als auch das ordnungsrechtliche Instrumentarium. Geeignete flankierende Maßnahmen im Bereich Information und Beratung, die nicht explizit diskutiert wurden, sind darüber hinaus in allen hier skizzierten Welten erforderlich, um nicht-monetäre Hemmnisse abzubauen.

Somit dürfte für die konkrete Umsetzung keiner der hier skizzierten idealtypischen Pfade die besten Realisierungschancen haben, sondern eine Welt, die vom derzeitigen Instrumentenmix nach NAPE und APK 2020 ausgeht und diesen in einzelnen Bereichen durch weitere Instrumenten-Kategorien ergänzt und erweitert. Dies beinhaltet

- eine teilweise Lösung von der haushaltsbasierten Förderung, um die langfristige Stabilität der Finanzierung von Energieeffizienzinvestitionen sicherzustellen. Dies kann sowohl durch eine stärkere Umlagefinanzierung als auch durch eine Erhöhung von Energiesteuern oder –abgaben erfolgen oder auch durch einen Mix, der ggf. auch sektoral unterschiedlich ausfallen kann;
- eine moderate Verschärfung des Ordnungsrechtes einschließlich eine Verbesserung des Vollzugs;
- eine Flankierung dieser Maßnahmen durch geeignete Instrumente aus dem Bereich Information und Beratung.

## 7.4 Monitoring Effizienznetzwerke

### 7.4.1 Einleitung und Hintergrund

Ziel des Monitoring der Energieeffizienznetzwerke ist der Nachweis der im Rahmen der Netzwerke umgesetzten Einsparmaßnahmen und der dadurch erzielten Energieeinsparungen, sowohl im Hinblick auf die Berichterstattung für den NAPE als auch für Artikel 7 EED. Hierzu wurde die Fraunhofer ISI mit der Konzeption einer Befragung beauftragt.

Im Rahmen dieser Befragung sind dabei alle Unternehmen, die in einem Netzwerk der Initiative Mitglied sind zu befragen. Die Prüfung sollte dabei pro Unternehmen zweimal erfolgen. Um frühzeitig Ergebnisse zu den erzielten Einsparungen vorliegen zu haben, ist eine erste Erhebung nach 18-24 Monaten Laufzeit der Netzwerke sinnvoll. Eine weitere Abfrage sollte dann zum Ende der jeweiligen Netzwerkaktivitäten, i.d.R. nach 3-4 Jahren erfolgen.

Der Fragebogen sollte die folgende Themenschwerpunkte umfassen:

- Angaben zu Betriebsstruktur, Energieverbrauch und Energiekosten
- realisierte Maßnahmen infolge der Netzwerkarbeit

- Detailfragen zu den im Rahmen der Netzwerkarbeit umgesetzten Maßnahmen (Energieeinsparung, Investitionsvolumen, etc.)

Fragen zur Bewertung des Netzwerkes werden hingegen im Rahmen einer Befragung durch die Geschäftsstelle der Netzwerkinitiative erhoben:

- Meinungen zum Förderprogramm und zur Antragstellung
- Ablauf der Beratung, Rolle der Beratung und Vorschläge des Beraters

#### 7.4.2 Beschreibung des Monitoring-Prozesses

Ziel des Monitorings ist der Nachweis der im Rahmen der Netzwerke umgesetzten Energieeffizienzmaßnahmen und der dadurch erzielten Energieeinsparungen bzw. Treibhausgasemissionen, sowohl im Hinblick auf die Berichterstattung für den NAPE als auch für Artikel 7 EED. Das Monitoring wird durch das BMWi ausgeschrieben und an ein unabhängiges, wissenschaftliches Institut vergeben.

Der Monitoring-Prozess besteht aus zwei Schritten:

##### ***Erfassung der Einsparungen***

Zum Ende der Netzwerklaufzeit (i.d.R. nach 2-4 Jahren) erfolgt eine **Erfassung aller im Rahmen der Netzwerkarbeit angestrebten Maßnahmen**. Hierzu müssen alle Unternehmen die realisierten Maßnahmen infolge der Netzwerkarbeit sowie entsprechende Detailfragen dem für das Netzwerk benannten Ansprechpartner (z. B. der Moderator oder ein Vertreter des Netzwerkträgers) übermitteln. Dieser aggregiert die Daten für das jeweilige Netzwerk und leitet die Ergebnisse an das Monitoring-Institut weiter.

In einem freiwilligen Teil des Fragebogens können darüber hinaus Angaben zu den zu Grunde liegenden Investitionen und in Anspruch genommenen Fördermitteln übermittelt werden.

##### ***Verifizierung der Einsparungen***

In einem zweiten Schritt **verifiziert das Monitoring-Institut diese Einsparungen** in Form einer Stichprobe. Hierfür wählt das Monitoring-Institut mit dem Zufallsprinzip 10% der teilnehmenden Unternehmen an den in einem Jahr abgeschlossenen Netzwerke aus und lässt sich zur Verifizierung der gemeldeten Einsparungen entsprechende Nachweise vorlegen. Hierzu übermittelt der Ansprechpartner des Netzwerk die entsprechenden Daten der ausgewählten Unternehmen an das Monitoring-Institut. Zugriff auf die Fragebögen erhält nur das Monitoring-Institut. Es unterliegt der Verschwiegenheit und gewährleistet den Datenschutz. Die Ergebnisse

der Verifizierung werden in einer Form an das BMWi übermittelt, durch die kein Rückschluss auf einzelne Unternehmen möglich ist

Die Verifizierung findet zum ersten Mal Ende 2017 und darauffolgend in einem jährlichem Rhythmus statt.

Um bereits im Jahr 2016 erste Aussagen zu den Effekten der Netzwerkinitiative tätigen zu können, erstellt die Geschäftsstelle der Netzwerkinitiative zum Ende des Jahres 2016 einen 1. Jahresbericht. Hierbei schätzt sie, basierend auf den gemeldeten Einsparzielen der existierenden Netzwerke, einen zu erwartenden Einspareffekt ab.

#### **7.4.3 Ermittlung der Energieeinsparungen.**

Die Energieeinsparungen können mit Hilfe von drei unterschiedlichen Verfahren ermittelt werden:

- Verwendung von Standardwerten für Einsparungen (die Geschäftsstelle wird im Jahr 2016 einen Vorschlag zur Anwendung von Standardwerten unterbreiten. Hierfür muss geprüft werden, welche konkreten Datenquellen zur Anwendung kommen können)
- Ingenieursmäßige Berechnung der Einsparungen
- Messung der Einsparungen

Die verschiedenen Verfahren sind in Abhängigkeit der umgesetzten Maßnahmen in geeigneter Weise zu wählen.

Standardwerte können bei technisch einfachen Maßnahmen Anwendung finden (bspw. Beleuchtung, Motortausch etc.). Ingenieursmäßige Berechnungen sollten bei komplexeren Systemen oder bei stark kontextabhängigen Einsparungen angewendet werden (bspw. energetische Gebäudesanierung).

Bei Maßnahmen der betrieblichen Optimierung ist die Einsparung über eine ingenieurmäßige Berechnung oder über Messprotokolle der Zustände vor und nach der Optimierung nachzuweisen.

Für Schulungs- und Informationsmaßnahmen lassen sich in der Regel keine unmittelbaren Einsparungen nachweisen. Auf Grund der unbestritten hohen Bedeutung solcher Maßnahmen sollten diese trotzdem nachrichtlich im Rahmen des Monitorings mit aufgenommen werden.

Die Berechnungen aus der Initialberatung können herangezogen werden, sofern diese die umgesetzte Maßnahme in ihrer tatsächlichen Umsetzung abbildet.

#### 7.4.4 Umgang mit Energieträgerwechsel

Für die Differenzbildung erfolgt eine Wichtung mit dem primärenergetischen Aufwand. Auf der Verbrauchsebene erhält man so miteinander vergleichbare Einsparbeiträge, unabhängig davon, ob ein Energieträgerwechsel stattfindet oder nicht. Ohne Energieträgerwechsel beträgt diese Wichtung gleich 1. Für die PE Faktoren gelten die Werte aus der gültigen EnEV.

Strom	1,8 (ab 1.1.2016)
Fernwärme	0,7 (bei KWK), 1,3 (sonstige)
Erdgas und sonstige Gase	1,1
Mineralöle	1,1
Kohle/Koks	1,2
Biomasse	0,2

Die Einsparung wird dann mit der folgenden Formel ermittelt:

$$\text{Energieeinsparung} = \text{Verbrauch alt in kWh} - \frac{(\text{Verbrauch neu in kWh}) \times \text{PEF, neu}}{\text{PEF, alt}}$$

#### 7.4.5 Prüftiefe zur Verifizierung der gemeldeten Einsparungen

Zur Verifizierung der Eigenangaben ist eine stichprobenhafte Überprüfung der Ergebnisse durch das Monitoring-Institut vorgesehen. Der Nachweis kann bspw. durch die Vorlage von Rechnungen in Kombination mit einer ingenieurmäßigen Berechnung der Einsparungen, der Vorlage von Messprotokollen oder Angabe verwendeter Standardwerte im Sinne der Vorgaben des Monitorings erfolgen. Ziel der Prüfung ist es, festzustellen, inwieweit die Eigenangaben im Rahmen der Berichte korrekt ermittelte Informationen liefern. Die Stichprobe hierfür soll 10 % der beteiligten Unternehmen umfassen.

Die Ansprache der Unternehmen erfolgt über die Ansprechpartner der Netzwerke, die bei der Geschäftsstelle hinterlegt sind. Sie geben die Anfrage an die Netzwerkunternehmen weiter, sammeln die Nachweise mit den dazu gehörenden Dokumenten (bspw. Rechnungen etc.) ein und geben diese gebündelt an das Monitoring-Institut weiter.

Möchten einzelne Unternehmen die entsprechenden Dokumente nicht über den Ansprechpartner der Netzwerke übermitteln, so

können die Daten auch unmittelbar dem Monitoring-Institut zur Verfügung gestellt werden.

#### 7.4.6 Berichtsformat für die Abfrage

Zur Erfassung der Einsparungen empfiehlt die Netzwerkinitiative das im Abschnitt 7.4.7 dargestellte Fragebogenformat.

Alternativ können auch anderweitige, tabellarische Auflistungen verwendet werden, sofern sie alle Informationen des Fragebogens enthalten. Die Geschäftsstelle wird im Jahr 2016 Vorschläge zur Anwendung bestehender Erfassungssystematiken unterbreiten.

In jedem Falle müssen die Berechnungen der Einsparungen einheitlich, wie im Leitfaden der Netzwerkinitiative festgelegt, vorgenommen werden.

#### 7.4.7 Fragebogen-Entwurf

Für jede umgesetzte Einsparmaßnahme auszufüllen

##### *Klassifikation der Maßnahme*

- |  |   |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Heizwärme, Warmwasser                   | <input type="checkbox"/> Prozesswärme         |
| <input type="checkbox"/> Druckluft                               | <input type="checkbox"/> Motoren, Antriebe    |
| <input type="checkbox"/> Lüftung, Klimatisierung                 | <input type="checkbox"/> Beleuchtung          |
| <input type="checkbox"/> Gebäudehülle (Dämmung, Fenster)         |   |
| <input type="checkbox"/> Wärmerückgewinnung, Abwärmenutzung      | <input type="checkbox"/> Prozesstechnik       |
| <input type="checkbox"/> Informations- und Kommunikationstechnik | <input type="checkbox"/> Prozesskälte         |
| <input type="checkbox"/> branchenspezifische Prozesse            | <input type="checkbox"/> Kraft-Wärme-Kopplung |
| <input type="checkbox"/> Fuhrpark                                |   |
| <input type="checkbox"/> Sonstige und zwar .....                 |   |

##### *Handelt es sich bei der Maßnahme um einen*

- Ersatz
- Erweiterung (Mit Ersatz des bestehenden Teils)
- Neue Anlage / Neues Gerät
- Betriebliche Optimierung
- Schulungs-/Informationsmaßnahme

### Beschreibung der Maßnahme

(Beispiel: Ersatz von 50 T5 Leuchtstofflampen durch LED Lampen der Effizienzklasse A+, Optimierung des Betriebsdrucks im Druckluftsystem, Mitarbeiterschulung zum energieeffizienten Heizen)

Welcher Energieträger ist von der Einsparung betroffen (bei Energieträgerwechsel den Energieträger vor der Maßnahme angeben)?

- Strom
- Fernwärme
- Erdgas und sonstige Gase
- Mineralöle
- Kohle/Koks
- Biomasse

Bei Brennstoffwechsel: Energieträger nach der Maßnahme

- Strom
- Fernwärme
- Erdgas und sonstige Gase
- Mineralöle
- Kohle/Koks
- Biomasse

Wie viel Energie konnte durch die Maßnahme eingespart werden (zur Berechnung, auch bei Brennstoffwechsel siehe Leitfaden)?

\_\_\_\_\_ kWh/Jahr

Zu welchem Zeitpunkt haben Sie die Maßnahme umgesetzt bzw. hat sich ihre Einsparwirkung realisiert?

\_\_\_\_\_ (Monat/Jahr)

### Freiwillige Angaben

Haben Sie für die Umsetzung dieser Maßnahme eine finanzielle Förderung in Form eines Zuschusses oder eines zinsverbilligten Darlehens in Anspruch genommen?

ja       nein

Wenn ja, welches Programm

- BAFA Querschnittstechnologien
- KfW Gebäudesanierung
- Energieberatung Mittelstand
- sonstige, z. B. Förderprogramme von Stadtwerken, Kommunen, Bundesländern

Wie viel haben Sie in diese Maßnahme investiert? (Es ist ebenfalls möglich, dass das Netzwerk als Ganzes ein aggregiertes Investitionsvolumen der teilnehmenden Unternehmen meldet)

\_\_\_\_\_ Euro

## 7.5 Abwärmekonzept

### 7.5.1 Einleitung

ifeu wurde im Rahmen der Weiterentwicklung des NAPE gebeten, ein Kurzgutachten zu ausgewählten Fragen der Konzeption eines Abwärmeprogramms zu erstellen. Hintergrund ist die NAPE-Maßnahme „Offensive Abwärme“. Es ist geplant, das derzeitige Fördergerüst zu vereinheitlichen, aufzustocken und den Kreis der adressierten Antragsteller und Technologien zu erweitern.

Aufbauend auf einem Konzeptpapier von 2014 und einer Auswertung von Förderfällen und Einsparwirkungen im Juni 2015 (siehe 1. Arbeitspapier) werden in diesem Papier ausgewählte, von BMWi übersandte Fragen behandelt. Diese betreffen folgende Themenkomplexe: Orientierung der Förderung an der Abwärmekaskade, Verzahnung mit Abwärmekonzepten, Fragen des Technologiebezugs und der Projektentwicklung sowie eine Verzahnung mit den existierenden Programmen der Wärmeinfrastrukturförderung.

Hierzu flossen neben den eigenen Analysen und Berechnungen Gespräche mit folgenden Partnern geführt:

- Sabrina Hespeler und Dr. Stephan Richter, GEF Leimen (Projektpartner im Rahmen des Projektes Abwärme GIS)
- Dr. Clemens Rohde, Fraunhofer ISI
- Claus Zopff, Indevo Group (Projektpartner im Rahmen des Projektes Abwärme GIS)
- Wolfgang Jaske, Firma Jaske und Wolf
- Herr Engelmann, Inekon Stuttgart
- Dr.-Ing. Jens Strack, Therm-Process-Consulting
- Frank Leischner, Firma Limon GmbH, Kassel
- Guillem Tänzer, IZES Saarbrücken
- Teilnehmer des Workshops zur Industriellen Abwärme im BMWi am 17.9.2015 in Berlin.

Weitere Gespräche wurden im Oktober geführt und ausgewertet.

Nicht in allen Punkten waren sich die Interviewpartner einig. Von daher spiegelt das Dokument die Meinung und Gewichtung des Autors wider.

### 7.5.2 Zusammenfassung der Empfehlungen

Aus den geführten Gesprächen und den eigenen Analysen ergibt sich ein Vorschlag für eine Grundstruktur eines vereinheitlichten Förderprogramms, die, in Anlehnung an das vorhandene Querschnittstechnologienprogramm, wie folgt charakterisiert werden kann:



- Grundsätzlich wird das **BAFA-Querschnittstechnologienprogramm** als sehr gutes Programm beurteilt, das einen vergleichsweise geringen Bürokratieaufwand aufweist. Insgesamt wird empfohlen, dieses Programm als Nukleus für das neue Abwärmeprogramm zu verwenden.
- Es wird insgesamt empfohlen, möglichst **alle Abwärmetatbestände in ein Programm** zu verlagern. Selten greifen Firmen auf mehrere Programme zurück. U. U. wäre zu prüfen, ob nicht eine gemeinsame Beantragung möglich ist und eine Antragsverteilung dann verwaltungsintern erfolgt, insbesondere, wenn die Programme sowieso von der BAFA administriert werden. Von einer gewünschten Zusammenlegung wären betroffen:
  - Querschnittstechnologien
  - Klimaschonende Produktionsprozesse
  - KMU-Beratung
  - Kälte (BMUB)
  - MAP (Abwärmewärmenetze und Speicher).
- Einer maximal **schlanken Abwicklung** wird allerhöchste Priorität eingeräumt (Verwendung von Checklisten, Internetmasken wie im KKI-Programm etc.).

	Säule 0 (außerhalb des Programms)	Säule A	Säule B	Säule C	Säule D
	<b>Aktivierung</b>	<b>Neue Beratungssäule: Abwärmenutzung und Projektbegleitung</b>	<b>Einzelförderung „Standardisierbare Querschnittstechnologien“</b>	<b>Systemische Maßnahmen durch Querschnittstechnologien und in Produktionsprozessen</b>	<b>Abwärme-Infrastrukturen</b>
<b>Ziel</b>	Das Thema Abwärme positionieren	Machbarkeitsstudie und Detailplanung (inkl. Messungen) entlang der Abwärmekaskade	Hohe Stückzahlen abwärmenutzender Technologien in den Markt bringen	Maßgeschneiderte Lösungen mit ausgeschöpften Einsparpotenzialen realisieren	Quellen und Senken verbinden
<b>Ansatz</b>	<p>Im Rahmen der existierenden Beratungsinitiativen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Effizienznetzwerke,</li> <li>• go-effizient,</li> <li>• ZIM,</li> <li>• KMU-Beratung,</li> <li>• Gewerbecarmanager,</li> <li>• NKI-Wärmenutzungskonzepte</li> </ul> <p>wird das Thema Abwärme explizit verankert und ein Überführungsmechanismus etabliert (von der Aktivierung zur Konzeption).</p>	<p>Gefördert wird die Erstellung eines Detail-Abwärmenutzungskonzepts/Machbarkeitsstudie durch einen Effizienz-Experten mit ausgewiesener Abwärmeerfahrung mit einem hohen Prozentsatz. Hierfür ist abwärmespezifische Expertise (Referenzen, wärmetechnisches, verfahrenstechnisches, Werkstoff- und prozessbezogenes Know-How) nachzuweisen.</p> <p>Dieses Konzept beinhaltet die gesamte <b>Abwärmenutzungskaskade</b>.</p> <p>Auch die Durchführung von <b>Messungen</b> wird gefördert.</p> <p>Zusätzlich kann die <b>Prozessbegleitung</b> (Planung, Ausschreibung, Bauüberwachung) gefördert werden.</p>	<p>Aufbauend auf der jetzigen Einzelmaßnahmenförderung wird eine Förderung für Produkte gewährt, die bestimmte Förderkriterien erfüllen. Dazu wird die Liste der heutigen Querschnittstechnologien erweitert.</p> <p>Technologiespezifisch wird für einzelne Querschnittstechnologien (solche, bei denen keine einfache „plug and play“-Lösung realisiert werden kann) die Vorlage einer Abwärmepflicht-Checkliste verlangt.</p> <p>Diese Säule sollte auch gut geeignet sein für (klein-)gewerbliche Abwärmenutzung. Voraussetzung ist eine einfache Fördermittelbeantragung am besten über eine übersichtliche Internetmaske.</p> <p>Zu prüfen wäre eine Basis- und eine Premiumförderung (Premiumförderung wird zum Beispiel gewährt bei ORC-Anlagen, deren Abwärme vollständig genutzt wird; oder Wärmeübertrager mit hohem WRG usw).</p>	<p>Aufbauend auf der jetzigen systemischen Maßnahmenförderung werden komplexere Optimierungsmaßnahmen gefördert. Damit werden die beiden Programme Querschnittstechnologien und klimaschonende Produktionsprozesse zusammengelegt.</p> <p>Grundlage ist wie auch jetzt in der Systemförderung ein Konzept. Dieses kann wie bisher recht einfach konzipiert sein (Beispielkonzept beifügen). In dem Konzept muss auch geprüft werden, ob Maßnahmen der Einsparung und Prozessoptimierung durchgeführt werden können. Hierzu kann ein Eingabeformular vorgegeben werden.</p> <p>Anerkannt wird ebenfalls ein in Säule A erstelltes Konzept, wenn es die geforderten Informationen enthält.</p> <p>Es ist zu erwägen, ob für große Projekte (und/oder große Unternehmen) ein komplexeres Konzept gemäß Säule A verpflichtend gefordert wird.</p>	<p>Förderung im Rahmen des KWKG und des MAP.</p> <p><b>Zu prüfen</b> wäre eine <b>Ver einheitlichung der Netz- und Speicherförderung</b> im Rahmen eines gemeinsamen Programms „Zukünftige Wärmeinfrastrukturen“.</p> <p>Dies könnte im Rahmen der KWKG-Novelle umgesetzt werden.</p> <p>Zu ergänzen ist die Förderung für <b>innerbetriebliche Wärmenetze</b> und <b>Wärmetauscher zur Wärmeeinspeisung</b></p>

				<p>Aufbauend auf dem Konzept werden vorgeschlagene Maßnahmen prozentual gefördert. Die Bedingung einer prozentualen Endenergieeinsparung (Querschnittsprogramm) oder einer möglichst hohen CO<sub>2</sub>-Einsparung entfällt.</p> <p>Systemische Förderung muss nicht unterschiedliche Maßnahmenbereiche kombinieren (z. B. LED und Abwärme), sondern kann auch verschiedene Prozessschritte einer Maßnahme umfassen.</p> <p>Der Fördersatz kann gestaffelt werden.</p> <p>Das Programm wird auch Nicht-KMU erweitert.</p>	
<b>Zusatzinformationen, weitere Vorschläge</b>		<p>Der Fördersatz reduziert sich, wenn das Konzept von einem geförderten Gewerbeparkmanager oder im Rahmen der verpflichtenden KWK-Kosten-Nutzen-Analyse erstellt werden muss.</p>	<p>Anpassung (Anhebung) der 30.000 Euro-Grenze</p> <p>Ausweitung auf Nicht-KMU</p> <p>Zusätzlich zu den Drucklufterzeugern wäre die Aufnahme weiterer Technologien in die Positivliste zu prüfen, etwa:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Technische Dämmung von Kesseln und Verteilleitungen</li> <li>-</li> </ul>	<p>Untergrenze von 30.000 Euro ggf. nicht notwendig, da Konzept erforderlich → natürliche Untergrenze</p> <p>Alle Maßnahmen, die im Rahmen der Abwärmemachbarkeitsstufe nach Säule A für sinnvoll erachtet werden: i) Prozessoptimierung ii) interne Nutzung in anderen Teilprozessen iii) Nutzung nach extern. Um z. B. iii) zu fördern, muss im Abwärmekonzept nachgewiesen werden, wie i) und ii) bereits genutzt werden und/oder warum bei i) und ii) nicht (mehr) geht.</p>	

### 7.5.3 Aspekte der Ausgestaltung des neuen Förderprogramms

Im Folgenden werden verschiedene Aspekte behandelt, die in den Fragen des BMWi an den Gutachter aufgeworfen wurden.

### 7.5.4 Orientierung der Förderung an einer Nutzungshierarchie

#### 7.5.4.1 Prozessoptimierung

Frage: Von der Vermeidung von Abwärmeverlusten bis hin zur Verstromung von (Rest-) Abwärme am Ende des Produktionsprozesses bestehen erhebliche Unterschiede in der Einsparwirkung. Die Verringerung bzw. Vermeidung von Abwärme durch Optimierung des Produktionsprozesses stellt bspw. gegenüber der Nutzung von Abwärme am Ende einer Prozesskette den energetisch vorteilhafteren Weg dar, da Umwandlungs- und Transportverluste von Energie entfallen. Sollten sich diese Unterschiede auch in der Anreizstruktur der Förderung spiegeln und wenn ja, wie?

Maßnahmen der **Prozessoptimierung** und damit einhergehenden Minderung einer Abwärmeproduktion sind immer vorteilhaft gegenüber einer verlustbehafteten Abwärmennutzung. Die Zielhierarchie hierfür lautet: Abwärme vermeiden, prozessintern verwenden, innerbetrieblich verwenden, außerbetrieblich verwenden, verstromen.

Die Prozessoptimierung kann unterschiedliche Formen annehmen (siehe hierzu Strack 2012):

- **Vorgelagerte Prozessoptimierung**, beispielsweise durch Wegfall von Prozessstufen oder Ersatz energieintensiver Prozesse (z. B. Kleben statt Schweißen) oder ablauforganisatorische Optimierung der Produktionsprozesse (und somit verbesserte Planung und Steuerung der Fertigungsabläufe und höhere Auslastungsgrade).
- **Prozesseingreifend**, z. B. Verringerung der Ausfahrverluste, Verringerung der Temperatur, Verringerung der Abgasmenge, Reduzierung von Falschluff, Reduzierung der Wandverluste, Erhöhung des Durchsatzes.
- **Prozessbegleitend**, z. B. Verminderung des Ausschusses, Optimierung der Verfahrensparameter, Transparente Prozessgestaltung für Anlagenfahrer (Prozessführung), Optimierung von Steuerung und Regelung.

Im Betriebsalltag ergibt sich meist eine natürliche „Merit Order“ der Maßnahmen, da die Vermeidung bzw. betriebsinterne Nutzung oft – aber nicht immer - die wirtschaftlichsten Maßnahmen sind.

Allerdings ist die Vermeidung von Abwärme durch Prozessoptimierung nicht immer möglich; in anderen Fällen ist die Abwärmeentstehung prozessbedingt gegeben, etwa bei exothermen chemischen Prozessen. „Prozess-effizienz und (zusätzliche) Ab-

wärme-nutzung haben beide ihre Daseins-berechtigung und sollten daher auch als gleichberechtigt und nicht konkurrierend angesehen werden.“ (IZES)

Eine Differenzierung in der Förderkulisse in Form **unterschiedlicher Fördersätze** wird insgesamt als **nicht zielführend** angesehen, da es in vielen Fällen nicht möglich sein wird, prozessoptimierende Ansätze zu realisieren. Auch wird die Förderung als zu komplex angesehen, da sich dann (in Verbindung mit eventuell differenzierten Fördersätzen nach Firmengröße) eine Vielfalt an Fördersätzen ergeben würde.

Vorschlag: Stattdessen wird vorgeschlagen, dass in der Förderrichtlinie darauf hingewirkt wird, dass alle prozessoptimierenden Schritte auch realisiert werden. Dies kann nach Größe der Maßnahme (oder des Unternehmens) in drei Fördersäulen unterschieden werden:

- Es wird eine Fördersäule mit **standardisierbaren Querschnittstechnologien** definiert, deren Einsatz robust und sinnvoll ist („es kann nichts falsch gemacht werden“). Die Festlegung erfolgt in Form einer Positivliste (siehe Kapitel 7.5.5.1), die auch im Lauf der Zeit weiterentwickelt werden kann. Für diese Säule ist eine sehr einfache Bestätigung in Form einer internetgestützten Checkliste erforderlich, dass Prozessoptimierung untersucht wurde. Die Checkliste könnte sich beispielsweise an dem Vorbild des Abwärmefadens Sachsen oder der dena orientieren (Anpassungen erforderlich; siehe Anhang). Diese Checkliste müsste analog zur Bestätigung eines KfW-Experten bei der Beantragung von Mitteln aus dem KfW-Gebäudeprogramm von einem anerkannten Energieberater für Unternehmen unterschrieben werden.
- **Nicht standardisierbare Maßnahmen** werden wie bisher unter Zugrundelegung eines Konzepts, das die Einsparung und die Sinnhaftigkeit der Maßnahmen in einem bestätigt. Dieses Abwärmegutachten könnte, wenn es in einer ausführlichen Variante, ggf. mit Messungen, durchgeführt wird, ebenfalls aus dem Programm heraus gefördert werden, falls nicht sowieso ein Gutachten nach der KWK-Kostennutzen-VO erstellt werden muss.

#### 7.5.4.2 ORC

Frage: Soll beispielsweise wegen der relativ geringen Effizienz die Stromerzeugung auf Basis von z. B. ORC-Technologie nur dort gefördert werden, wo keine sonstigen wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten für Abwärme bestehen?

Die ORC-Nutzung ist ein Spezialfall von 7.5.4. Allerdings gilt es, hier außerdem die Notwendigkeiten des Strommarktes zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist die Verstromung des Abgases z. B. mittels ORC-Technologie in der Tat mit einem sehr niedrigen Wirkungsgrad verknüpft, der vor allem von der Temperatur abhängt.

Aus Sicht des Klima- und Ressourcenschutzes erscheint daher die Frage opportun, ob eine Wärmenutzung nicht sinnvoller ist: Geht man (bei einer Abgastemperatur von 140 °C) im Durchschnitt von einem Nutzungsgrad von 10 % aus, so würde eine kWh Abwärme mittels Verstromung eine CO<sub>2</sub>-Minderung von 60 Gramm erbringen, eine direkte Wärmenutzung das circa Vierfache.

Bei höheren Temperaturen steigt der Wirkungsgrad der Verstromung deutlich an; in Praxisbeispielen im Megawattmaßstab mit Abgastemperaturen von 370 °C beispielsweise steigt er auf 15-19 % (netto). Damit liegt der Unterschied in der CO<sub>2</sub>-Bilanz nur noch beim Zweifachen. Dies gilt auch nur, wenn die Abwärme in der Wärmenutzung vollständig genutzt werden kann und nicht aus Gründen der zeitlichen Verfügbarkeit nur teilweise genutzt werden kann.

Aber nicht nur deshalb greift diese unmittelbare Gegenüberstellung zu kurz:

- Grundsätzlich ist auch eine Nutzung der Abwärme der ORC-Anlage möglich. Das Temperaturniveau bei dem o. g. Prozess mit 370 °C kann beispielsweise noch 190 °C betragen. In anderen Fällen kann die Abwärme zur Vorwärmung oder für Wärmepumpenprozesse genutzt werden.
- Betriebswirtschaftlich kann sich eine Verstromung kostengünstiger darstellen als eine direkte Wärmenutzung.
- Eine Stromvermarktung ist für einen Betrieb in der Regel deutlich einfacher als eine Wärmeabgabe an Dritte. Insbesondere existiert keine langfristige vertragliche Bindung bei Wärmeabgabe an Dritte.
- Es entsteht keine saisonale Abhängigkeit (geringere Wärmenachfrage im Sommer). Auch die Frage der Gleichzeitigkeit von Wärmeangebot und –nutzung stellt sich bei Abwärmeverstromung in deutlich geringerem Maß.
- Vielfach existieren in vernünftigen Entfernungen keine Wärmesenken.
- Bei zwischengeschaltetem Wärmespeicher können auch Lastspitzen reduziert und Leistungspreise/Netzentgelte reduziert werden.

Insgesamt kann die Realisierung von ORC-Anlagen „entspannt“ gesehen werden: Bei ungünstigen Rahmenbedingungen wäre eine solche Anlage auch nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Aus förderpolitischer Sicht ist es allerdings **kontraproduktiv**, dass Abwärmeverstromung als Stromerzeugungsanlage zur Eigenversorgung gilt und daher die volle **EEG-Umlage** entrichten muss (bei KWK-Nutzung immerhin noch bis zu 40 %). Damit wird „gegen die EEG-Umlage“ angefordert. Produktiver wäre es, die Abwärmeverstromung von der EEG-Umlage zu befreien.

**Vorschlag:** ORC-Anlagen sollten gefördert werden. Der Fördernehmer muss mittels eines Planungskonzepts (siehe Säule A)

nachweisen, dass er geprüft hat, ob eine betriebsinterne oder –externe Wärmenutzung möglich und ggf. vorteilhaft ist.

Eine Wärmenutzung der ORC-Abwärme wird mit einem erhöhten Fördersatz belohnt.

#### 7.5.4.3 Förderung außerbetrieblicher Abwärmenutzung mit Fokus auf Wärmenetzen

Frage: In welcher Form könnte die Förderung auf die Nutzung von Abwärme außerhalb eines Unternehmens z. B. für Nahwärmeversorgung ausgedehnt werden? Die Förderung von Wärmenetzinfrastruktur ist bereits in anderen Förderprogrammen erfasst, allerdings nicht mit dem Fokus auf Abwärmenutzung. Sollte eine Förderung von Wärmespeichern, die mit Abwärme gespeist werden, auch die Zusatzkosten einer unternehmensübergreifenden gemeinschaftlichen Nutzung umfassen?

Im Marktanreizprogramm (Förderteil KfW, Programm Erneuerbare Energien Premium) werden Wärmenetze bereits gefördert, wenn die Wärme zu mindestens 50 %, bei Wärmenetzen zur überwiegenden Versorgung von Neubauten 60 %, aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme kommt. Ein Nachweis über die Effizienz des Herkunftsprozesses ist im Rahmen der Bestätigung des Förderantrags erforderlich. Die Förderung beträgt 60 € pro Trassenmeter zzgl. 1.800 € pro Hausübergabestation (Stand gem. „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, vom 11. März 2015“).

Auch im KWKG werden Wärmenetze mit Abwärme gefördert. Der Referentenentwurf enthält die Formulierung (§18 Abs. 2): „Industrielle Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird sowie Wärme aus erneuerbaren Energien, stehen Wärme aus KWK-Anlagen im Sinne von Absatz 1 Nummer 2 gleich, solange der Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen 40 Prozent der mit Brennstoffeinsatz und aus erneuerbaren Energien erzeugten und transportierten Wärmemenge nicht unterschreitet.“ Das heißt nach Verständnis der Autoren, dass auch ein reines Abwärmenetz die Förderung erhält, da die Abwärme nicht in die Berechnung des Prozentanteils einbezogen wird.

Zudem werden Wärmespeicher sowohl im MAP als auch im KWKG gefördert. Im KWKG gem. Referentenentwurf erfolgt die Förderung des Wärmespeichers auch für Abwärmenutzung. Ein weiteres großes Hemmnis ist die **Absicherung der Wärmelieferung**, wenn Temperatur und Profil funktionieren. Hier wäre eine Förderung von Investition und Betrieb hilfreich, die beiden Parteien (Wärmenetzbetreiber und Abwärmelieferant) hilft, die Redundanz herzustellen. Allerdings werden bereits EE-Kessel (beispielsweise Hackschnitzel) im MAP gefördert. Eine Förderung von Öl- oder Gaskesseln für diesen Zweck erscheint aus Sicht der Gutachter nicht zweckmäßig.

Insgesamt ist damit die Fördersituation für die Wärmeabnahme ab Wärmeübergabe als gut zu bezeichnen.

Allerdings ist die Rückmeldung aus der Praxis, dass vielfach diese Programme nicht bekannt sind, und vielfach auch davor zurückgescheut wird, zwei Programme in Anspruch zu nehmen. Es wäre daher zu prüfen, Abwärmenetze, und -speicher in das Abwärmeprogramm zu übernehmen oder eine institutionen-interne Weiterleitung der Förderanträge von der BAFA an die KfW zu veranlassen, so dass der Fördernehmer nur ein „Frontend“ hat.

### **Vorschlag:**

Folgende Elemente werden allerdings nicht gefördert und sollten aufgenommen werden:

- Wärmetauscher zur Integration der Wärme
- Wärmeleitungen auf dem Werksgelände, die zur Versorgung benachbarter Betriebe oder zur Einbindung an ein Nahwärmenetz erforderlich sind.

## **7.5.5 Spezifische Technologieförderung**

### *7.5.5.1 Standardisierte Schnittstellen*

Sollen Produkte, bei denen standardisierte Schnittstellen der Hersteller die Wärmenutzung erheblich erleichtern könnten (Bsp. integrierte Wärmetauscher) und damit wirtschaftlicher machen, zusätzlich angereizt werden? Wie könnte dies umgesetzt werden?

Grundsätzlich ist eine standardisierte Förderung von abwärmenutzenden Produkten sinnvoll, insofern diese noch nicht von den Öko-design-Standards erfasst sind oder die Anforderungen deutlich über diese hinausgehen. Eine einfache Standard-Förderung wird von potenziellen Förderempfängern vielfach eher angenommen. Dies zeigt auch die Erfahrung mit der bisherigen BAFA-Querschnittsförderung, wo die systemische Förderung wenig angenommen wird.

Allerdings weist eine Standardisierung auch Probleme auf. Beispielsweise ist ein Bäckereiofen mit einer standardisierten Schnittstelle für die Wärmeauskopplung nicht zwangsläufig auch der energieeffizienteste. Es kann auch der Fall sein, dass zwar energieeffizientere Produkte eingesetzt werden, aber die grundsätzliche Frage, ob es vielleicht ganz andere geeignete Prozesse gibt, nicht gestellt wird. Daher ist eine Einbettung einer Förderinanspruchnahme mit einer Abwärmeberatung (oder, bei kleineren Maßnahmen, einer Checkliste) grundsätzlich ein guter Ansatz.

Idealerweise sollten bereits Qualitätsanforderungen oder Benchmarks für die einzelnen Produkte vorliegen, damit sie in die Förderung aufgenommen werden können, beispielsweise aus der Öko-designVO, den Vorstudien oder anderen Herstellerinitiativen.



Insbesondere für Industrieöfen ist die Lage sehr heterogen; die Ökodesignanforderungen sind hier noch im Definitionsprozess. Auch für gewerbliche Spülmaschinen ist der Ökodesignprozess noch im Konsultationsstadium.

Es wird von Praktikern auch zu bedenken gegeben, dass das in der Systemförderung geforderte „Konzept“ mitunter sehr

**Vorschlag:** Sukzessiver Aufbau von förderfähigen Standardtechnologien. Diese müssten jeweils auf einer Marktanalyse und Ableitung technischer Förderanforderungen basieren unter Berücksichtigung der Ökodesign-Anforderungen. Die entsprechenden Produkte können dann auf einer Positivliste der förderfähigen Produkte gelistet werden. Vorbild hierfür ist die Liste des Mini-KWK-Impulsprogramms mit zugelassenen Mini-KWK-Anlagen.

Als **geeignete Produkte** kommen in einem ersten überschlägigen Screening in Frage:

- Technische Dämmung von Kesseln, Produktionsanlagen und Verteilinfrastruktur (Mindestanforderungen an den U-Wert)
- Druckluftgeräte und Kompressoren, die die Anforderungen der Querschnittsförderung einhalten (schon heute Bestandteil der Querschnittsförderung)
- Wärmeübertrager in
  - Trocknungsanlagen
  - Kälteanlagen und Kühlsystemen
  - Abgassystem von Feuerungen
  - Abluftanlagen
  - Abdampf-/Brühdampfsystemen
  - Systemen der thermischen Nachverbrennung
  - Abwasserwärmenutzung
- Economiser mit Brennwertnutzung
- Mobile Wärmespeicher (nicht im MAP förderfähig)
- Wärmepumpen und Wärmespeicher sind generell bereits im MAP (bzw. bei Speichern: KWKG) förderfähig.
- Ab/Adsorptionskältemaschinen sind bereits im Kälteprogramm des BMUB förderfähig. – REM: hier müssen noch die genauen Förderbedingungen eruiert werden.

#### 7.5.5.2 Ausweitung der Querschnittstechnologie-Förderung auf Neuanlagen

Frage: Kann und wenn ja wie die Förderung von Querschnittstechnologien auf Neuanlagen ausgeweitet werden?

Hier sollte unterschieden werden nach den unterschiedlichen Fördermechanismen. Bei einer Förderung besonders effizienter **Standardtechnologien** können grundsätzlich durchaus auch Neuanla-

gen gefördert werden. Durch entsprechende Effizienzstandards/Positivlisten muss hier gewährleistet sein, dass es zu keiner Fördermitnahme und zu einem zusätzlichen Einspareffekt kommt.

Schwieriger ist dies bei systemischen Maßnahmen, beispielsweise der Planung neuer Produktionsanlagen etc. Zieht man wieder eine Analogie zum Gebäudebereich, so würde dies ja dem KfW-Effizienzhausprogramm „Effizient Bauen“ entsprechen. Allerdings existiert bei Industrieanlagen kein dem „Effizienzhaus 40“, „55“ etc. analoger Effizienzbenchmark, auf Basis dessen man beispielsweise eine „Glasschmelze 55“ definieren könnte.

Allerdings ist es auch hier denkbar, eine Förderung zu gewähren, wenn zum Beispiel eine systemische Anlage insgesamt 20 % effizienter ist als der Benchmark, bspw. der Branchendurchschnitt. Dies müsste durch ein Konzept unterlegt werden.

**Vorschlag:** Neuanlagenförderung aufnehmen

#### 7.5.5.3 Förderung von Großprojekten mit Demonstrationscharakter

Frage: Kann und wenn ja wie eine Förderung von Großprojekten mit Demonstrationscharakter ausgestaltet werden?

Für Großprojekte mit Demonstrationscharakter sind derzeit insbesondere folgende Programmsäulen geeignet:

- Das **Umweltinnovationsprogramm**, das großtechnische Anlagen mit Demonstrationscharakter mit einem fortschrittlichen Stand der Technik fördert. Antragsfähig sind alle Unternehmen. Gefördert wird mittels Zinszuschuss und Investitionszuschuss für bis zu 30 % der zuwendungsfähigen Ausgaben.
- Das Programm **EnEff:Wärme** insbesondere für Vorhaben im Bereich der netzgebundenen Abwärmenutzung. Dieses Programm besteht aus einem FuE- und einem Demonstrationsanteil.

**Vorschlag:** Keine Fördersäule Demoprojekte. Angeregt werden könnte ein Förderschwerpunkt „Abwärmenutzung“ im Rahmen der tournusgemäßen Schwerpunktsetzung im UIP.

#### 7.5.6 Quellenbezug der Wärmenutzungsförderung

Frage: Sollte die Förderung von Wärmenutzung weiterhin davon abhängig sein, aus welcher Quelle sie stammt (KWKG / MAP EE-Wärme, Industrielle Abwärme, sonstige Quellen) ?

Wenn in der Frage mit Wärmenutzung der Aufbau von Wärmeinfrastrukturen zur Verbindung von Wärmequellen und Wärmesenken gemeint ist, ist die bisherige Förderung im KWKG und MAP

nur dahingehend eingeschränkt vom Energieträger abhängig, dass in beiden Programmen jeweils EE-Wärme und Abwärme zugelassen sind; KWK-Wärme wird (mit Ausnahme der Verbindung mit Solarwärme) i. w. im KWKG gefördert.

Ein Ausschluss der Förderung von kohlebasierter KWK-Wärme erscheint aus Sicht der Gutachter geboten. Dies ist aber nicht Gegenstand dieses Kurzpapiers.

Im Detail unterscheiden sich die Programme allerdings in verschiedenen Aspekten (Unterscheidung der Versorgung Neu/Bestandsgebäude im MAP; Effizienzanforderungen im MAP; Förderung der Hausübergabestationen; spezifische Fördersätze und Obergrenzen der Förderung; Zeitablauf und Nachweise des Förderverfahrens usw.).

Hier sollten Vereinfachungsoptionen geprüft werden.

### 7.5.7 Verminderung Projektentwicklungshemmnisse

Frage: Wie kann das Nadelöhr „Projektentwicklung“ über die 3 unterschiedlichen Akteure „Wärmequelle“, „Wärmesenke“ und (zeitliche und räumliche) Verbindung dazwischen (räumlicher „Transport“ über Leitung oder Container, zeitlicher über „Speicher“) abgebaut werden?

Projektentwicklern kommt grundsätzlich eine sehr wichtige Rolle zu. Projektentwickler können die Abwärme-anbietenden Unternehmen sein, aber auch Energiedienstleister (Stadtwerke, Contractoren, spezialisierte Wärmenetz-Unternehmen) oder Bürgerenergieprojekte.

Ansätze, dieses Hemmnis und eine mangelnde Dynamik in der Projektentwicklung zu adressieren, müssen alle Entscheidungsebenen berücksichtigen:

- Die **Förderung** gemäß des Abwärmeförderprogramms **muss für Dienstleister und Contractoren unvermindert zugänglich** sein.
- Die **Planung und Konzeption sollte auf verschiedenen Ebenen gefördert** werden. Hierzu gibt es aber bereits Förderansätze:
- Die allgemeine **Wärmenutzungskonzeption** wird als Klimaschutzteilkonzept „Wärme“ im Rahmen der NKI (BMUB) bereits gefördert.
- Die **Unternehmen** werden auch hinsichtlich Abwärmenutzung im Rahmen der vorhandenen Beratungsprogramme (KMU-Beratung, go-effizient, ZIM-Förderung, RKM, Energieberatungen der IHKs, Effizienznetzwerke) beraten.
- Vorgeschlagen wird die Förderung von detaillierten, spezialisierten **Abwärmenutzungskonzepten (Säule A)**. Diese sind Voraussetzung für die Projektentwicklung.

- Die **betriebsübergreifende Wärmenutzung** könnte theoretisch im Rahmen der Förderung von **Gewerbeparkmanagern** vorangebracht werden. Diese werden zum einen im Rahmen der NKI bereits gefördert, zum zweiten sind „**Gewerbeparkmanager**“ als NAPE-Maßnahme angekündigt. Diese Gewerbeparkmanager könnten, analog zu den Quartiersmanagern, eine wichtige vernetzende, planende und aktivierende Funktion haben.

Ein weiterer Gedanke setzt an der **Qualität der Projektentwicklung** an. Es wäre eine völlig neue, aber erwägenswerte Förderkomponente, wenn die Förderung mit einem zusätzlichen Anreiz versehen wird, auch die Performance der Effizienzmaßnahme nach 1-2 Jahren durch Messwerte oder Benchmarks nachzuweisen.

#### 7.5.8 Sonstige Empfehlungen aus den Analysen und Expertengesprächen

- Die Grenze bei 30.000 Euro für Einzelmaßnahmen sollte entfernt werden.
- Beschränkung auf KMU aufheben
- Auch Prozessbegleitung fördern, analog Baubegleitung im KfW-Programm
- Vereinheitlichung der Förderkulisse durch Integration der Abwärmeförderung in anderen Programmen in das Querschnittstechnologienprogramm
- Flankierend Erstellung einer Liste mit Effizienzberatern mit spezieller Abwärmeexpertise
- Im KWKG sollte ein Abwärmenutzungskonzept (gemäß Säule A) zur Voraussetzung der Förderung eines Netzes gemacht werden, um zu vermeiden, dass eine unsinnige zusätzliche Erzeugung von Wärme aus Brennstoffen als Abwärme angerechnet wird.
- Regionale Wirtschaftsförderung sollte animiert werden, aktive Standortplanung mit Ansiedlung wärmeverbrauchsintensiver Unternehmen in der Nähe wärmeliefernder Unternehmen voranzubringen

#### 7.5.9 Literatur

M. Schmidt (2015): Best-Practice: ORC-Verfahren in der Praxis, Vortrag auf der BMUB-Fachtagung „Abwärme“, Berlin, Download [http://www.izes.de/cms/upload/pdf/BMUB\\_Abwaermenutzung\\_Schmidt.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/pdf/BMUB_Abwaermenutzung_Schmidt.pdf)

#### 7.5.10 Investitionen und CO<sub>2</sub>-Minderung durch industrielle und gewerbliche Abwärmenutzung und -optimierung

**Kurzbeschreibung:** Ausgewertet werden 61 Projekte der industriellen Abwärmenutzung, der getätigten Investitionen und der erziel-

ten jährlichen CO<sub>2</sub>-Minderung. Datenquellen: Datenbanken umgesetzter Projekte der LfU, der DENA, des UM BaWü, des IFEU, plausibilisierend Daten des BAFA.

**Vorgabe:** Förderprogramm mit einer **Gesamtausstattung von 300 Mio. €/a** über vier Jahre (2016 bis 2019).

**Aufteilung (Annahme):** 40 Mio. Euro für Abwärmeverstromung, 110 Mio. Euro für industrielle Abwärmeprojekte, 50 Mio. Euro für gewerbliche Abwärmenutzung, 100 Mio. Euro für Prozessoptimierung).

Ausgewiesen wird die nach vier Jahren Programmlaufzeit ab 2020 erreichbare jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung.

**Ergebnis:** Insgesamt kann mit einem 300 Mio. €/a-Programm nach vier Jahren Programmlaufzeit ab 2020 eine jährliche CO<sub>2</sub>-Einsparung von 8,4 Mio t/a erzielt werden. Damit ist das Programm als äußerst ambitioniert zu bezeichnen. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung kann auf Grund weiterer förderlicher Rahmenbedingungen (z. B. KWKG) nicht vollständig auf das Förderprogramm zurückgeführt werden.

Für eine geringere Programmausstattung kann linear runterskaliert werden.

#### **Stromerzeugung aus Abwärme** (5 ausgewertete Projekte)

- Mittlere Investition pro Projekt: 2,2 Mio. €.
- Mittlere CO<sub>2</sub>-Einsparung: 3100 t/a.
- Das technisch-wirtschaftliche Potenzial der Abwärmeverstromung setzen wir als Obergrenze auf 2 TWh/a.
- Bei einer Förderquote von 30 % und 60 geförderten Projekten pro Jahr (entsprechend einer Fördersumme von 40 Mio. Euro/a) werden im Jahr 2020 (vier Förderjahre) **0,7 Mio. t/a CO<sub>2</sub>** eingespart (entsprechend 1 TWh/a Stromerzeugung). Allerdings werden die Anlagen auch durch das KWKG gefördert, weshalb diese CO<sub>2</sub>-Einsparung nicht vollständig dem Förderprogramm zugerechnet werden darf.

#### **Abwärmenutzung in der Industrie** (Projekte in den Bereichen betriebsinterne Nutzung, Wärmeauskopplung, Wärmepumpe) (17 ausgewertete Projekte)

- Mittlere Investition pro Projekt: 3,25 Mio. €.
- Mittlere CO<sub>2</sub>-Einsparung: 5400 t/a.
- Das technisch-wirtschaftliche Potenzial der Abwärmeverstromung setzen wir als Obergrenze auf 125 TWh/a (IFEU, ISI et al. 2011).
- Bei einer Förderquote von 30 % und 112 geförderten Projekten pro Jahr (entsprechend einer Fördersumme von 110 Mio. Euro/a) werden im Jahr 2020 (vier Förderjahre) **2,4 Mio. t/a CO<sub>2</sub>** eingespart.

**Abwärmenutzung im Gewerbe** (Projekte in den Bereichen Bäckereien, Wäschereien, Stadtreinigung, Kühlung, u. ä.) (14 ausgewertete Projekte)

- Mittlere Investition pro Projekt: 190 Tausend €.
- Mittlere CO<sub>2</sub>-Einsparung: 183 t/a.
- Bei einer Förderquote von 30 % und 880 geförderten Projekten pro Jahr (entsprechend einer Fördersumme von 50 Mio. Euro/a) werden im Jahr 2020 (vier Förderjahre) **0,6 Mio. t/a CO<sub>2</sub>** eingespart.

**Prozessoptimierung** (verbesserte Regelung, Dämmung, prozessinterne WRG u.ä.) (25 ausgewertete Projekte)

- Mittlere Investition pro Projekt: 1,2 Mio. € (allerdings starke Schwankungen)
- Mittlere CO<sub>2</sub>-Einsparung: 4400 t/a.
- Bei einer Förderquote von 30 % und 270 geförderten Projekten pro Jahr (entsprechend einer Fördersumme von 100 Mio. Euro/a) werden im Jahr 2020 (vier Förderjahre) **4,7 Mio. t/a CO<sub>2</sub>** eingespart. Die Datenbank weist für Prozessoptimierung höhere Einsparungen pro Projekt aus.

#### 7.5.11 Programmrealisierung:

Das Förderprogramm könnte in das Programm „Förderung von energieeffizienten und klimaschonenden (Produktions-)Prozessen“ aufgenommen werden. Es sollte an dem Prinzip der Abwärmekaskade orientiert sein und Prozessoptimierung/Dämmung, betriebsinterne und –externe Abwärmenutzung fördern. Ein Berater sollte bestätigen, dass die Abwärme nicht durch optimierende Maßnahmen vermieden werden kann.

Insgesamt sind die Förderzahlen angesichts der Erfahrung in den bestehenden Förderprogrammen und der realisierten Anlagen in D als sehr ambitioniert zu bezeichnen und nur gemeinsam mit flankierenden Maßnahmen erreichbar („Maßnahmenbündel“), wie in Pehnt und Rohde (2015) beschrieben, etwa:

- Verstärkte proaktive Förderung der Beratung (z. B. Expertenteam netzgebundene Abwärme) und Integration in Energieaudit,
- Ausweitung der Abwärme-Informationsplattform,
- Verbesserte Integration im Rahmen SpaEffV und BESAR.

Eine Integration in die wettbewerbliche Ausschreibung als offene oder geschlossene Ausschreibung ist gut denkbar.

### 7.5.12 Dokumentation der ausgewerteten Projekte

Kategorie	Unternehmen	Ort	Industrie/Ge- werbe- zwecke	Abwärmee- temp- eratur	Nutzungsart/Technologie	Leistung [kWth]	Energieertrags [kWhth]	Leistung [kWth]	Energieertrags [kWhth]	Invest [€]	Lebensdauer [a]	Invest [€/kWth]	Invest [€/MWh]	Invest [€/kWh]	Invest [€/t- CO2e]	CO2eq [t/a]	Erdern [t/a]	Erdern Investition [€]	Mittlere CO2- Einsparung [t/a]	Mittlere CO2- Einsparung [t/a]	
1. Verstromung (ORC)	Heidberg-Carlengürt	Zemenwerk	Klimerkühlluft/Verstromung	ORC	1050	7200000	4.000.000 €	15	3.810 €	571 €	38 €	7000	0,3	1200000							
	Baldsee Stahl hohl	Zemenwerk	Verstromung (ORC)	ORC	200	149000	740.000 €	20	3.700 €	89 €	45 €	826	0,3	222000							
		Zemenwerk	Verstromung (ORC)	ORC	1230	8856000	3.789.530 €	15	3.081 €	717 €	48 €	5237	0,3	1136889							
		Gießerei	Verstromung (ORC)	ORC	250	1500000	1.210.750 €	15	4.843 €	1.352 €	90 €	896	0,3	363225							
		Gießerei	Verstromung (ORC)	ORC	320	2500000	1.444.800 €	15	4.515 €	945 €	63 €	1528	0,3	453440							
							4.200.000 €				646 €	32 €	65000	0,3	12600000						
							91.300 €				150 €	607	0,3	27390							
							5000 €				71 €	4 €	210	0,3	4500						
							60.000 €				279 €	19 €	215	0,3	18000						
							5.000.000 €				455 €	23 €	11000	0,3	1500000						
2. Abwärme Industrie						38.000 €				57 €	3 €	66	0,3	11400							
						400.000 €				81 €	4 €	490	0,3	120000							
						1930000 €				151 €	7 €	177	0,3	95000							
						93402				1183 €	59 €	306	0,3	108573							
						361.369 €				1180 €	59 €	352	0,3	220585							
						2.000.000 €				967 €	28 €	352	0,3	900000							
						12477000				607 €	30 €	1279	0,3	232600							
						636000				407 €	30 €	1279	0,3	232600							
						1636000				424 €	21 €	390	0,3	75000							
						1733000				682 €	34 €	308	0,3	69000							
3. Abwärme Gewerbe und Kälte						166000				469 €	23 €	469	0,3	66000							
						1700000				378 €	19 €	529	0,3	66000							
						130000				1.154 €	1 €	1300	0,3	490000							
						54000				2.000 €	100 €	15	0,3	3000							
						45000				144 €	37 €	12	0,3	7100							
						98400				135 €	35 €	30	0,3	17000							
						340000				98 €	35 €	80	0,3	18460							
										1.061 €	35 €	30	0,3	6000							
										344 €	35 €	160	0,3	16500							
										3.095 €	154 €	160	0,3	180000							
5. Prozessoptimierung Dämmung						25000				1.224 €	20	1,224 €									
						88000				1.260 €	65 €	130	0,3	45000							
						16000				571 €	35	35	0,3	6000							
						47				416 €	57 €	16	0,3	16500							
						16000				3.438 €	177 €	16	0,3	16500							
						16000				1.260 €	65 €	48	0,3	18000							
						675000				1.108 €	55 €	217	0,3	72000							
						1188000				374.760 €	1819 €	121 €	206	0,3	124228						
						124740				2.813 €	141 €	48	0,3	40500							
						2000000				1.200.000 €	258 €	17 €	4650	0,3	360000						
Lafänge Zement Wüstungen						12600000				166 €	8 €	3623	0,3	180000							
						61484000				64 €	3 €	21002	0,3	405000							
						850000				377 €	19 €	207	0,3	23400							
						2378500				305 €	15 €	718	0,3	65700							
						3014938				93 €	5 €	594	0,3	26186							
						963309				2.453 €	122 €	233	0,3	170184							
						1966000				1.790 €	90 €	288	0,3	154500							
						30795000				900 €	45 €	8494	0,3	2277036							
						920000				1.730 €	86 €	185	0,3	96000							
						229000				1.923 €	96 €	52	0,3	30000							
Prozessoptimierung Dämmung						1390000				62.750 €	7 €	455	0,3	38825							
						12304000				363 €	18 €	2947	0,3	321160							
						1277000				1.039 €	52 €	309	0,3	96272							
						16893000				248 €	12 €	32311	0,3	2400000							
						45090000				168 €	8 €	9957	0,3	501996							
						96000				147 €	32 €	22	0,3	4290							
						270000				1142 €	57 €	96	0,3	35000							
						6492000				1.257 €	62 €	1455	0,3	540000							
						193000				694 €	35 €	6405	0,3	490000							
						730000				1.019 €	51 €	39	0,3	18000							
					14388709				989.900 €	154 €	6437	0,3	296970								
									3.249.617 €	5397	172 €										
									1.239.017 €	4399	223 €										





### 7.5.13 Merkblatt zum Abwärmekonzept

Anforderungen an das Abwärmekonzept im Rahmen der BAFA-Förderung zum Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien, der Energieberatung im Mittelstand und dem KfW-Programm „Abwärmennutzung gewerblicher Unternehmen“

#### x.1 Anforderungen an das Abwärmekonzept

Voraussetzung für die Förderung einer Maßnahme im Rahmen des Programms „Abwärmennutzung gewerblicher Unternehmen“ und der BAFA-Förderung für Querschnittstechnologien ist die Erstellung eines unternehmensindividuellen Abwärme-Energieeinspar- und -nutzungskonzepts (im Folgenden: Abwärmekonzept) durch einen externen Energieberater. Zugelassene Berater finden Sie u.a. in der Energieeffizienz-Experten-Liste der dena (<https://www.energie-effizienz-experten.de>). Beachten Sie bitte hierbei, dass der von Ihnen ausgewählte Berater für das Produkt "Energieberatung im Mittelstand" freigeschaltet sein muss. Sofern das Unternehmen über ein nach ISO 50001 zertifiziertes Energiemanagementsystem verfügt, kann das Konzept unternehmensintern erstellt werden.

Zusätzlich zu dieser Qualifizierung muss der Berater abwärmespezifisches Know-How (wärmetechnisches, verfahrenstechnisches, Werkstoff- und prozessbezogenes Know-How) durch mindestens drei Referenzen nachweisen.

#### x.2 Ziel der Erstellung eines Abwärmekonzepts

Auf Grundlage des Abwärmekonzepts soll der Fördergeber in die Lage versetzt werden, eine Entscheidung über die Förderwürdigkeit der geplanten Maßnahmen zur Abwärmeeinsparung bzw. -nutzung zu treffen. Als Entscheidungsgrundlage ist das Abwärmekonzept entsprechend strukturiert und nachvollziehbar aufzubauen. In dem Konzept sollten ausschließlich die im Rahmen des Förderprogramms beantragten Maßnahmen und hierfür relevante Prozesse beschrieben werden.

#### x.3 Aufbau und Struktur eines Abwärmekonzepts

Der Energieberater beschreibt in dem Abwärmekonzept die konkret geplanten Maßnahmen und die zu ersetzenden Anlagen. Der Energieberater legt im Abwärmekonzept dar, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen einen ambitionierten Effizienzstandard aufweisen.

Der Energieberater beschreibt in dem Fachkonzept die System- und Bilanzgrenzen des zu modifizierenden (Teil-)Systems und erstellt eine detaillierte Projektbeschreibung einschließlich eines

Nachweises der erwarteten Energieeinsparungen auf der Grundlage eines Soll-Ist-Vergleiches.

Insbesondere sind in dem Fachkonzept die Berechnungsmethodik und die Herleitung der Energieeinsparpotenziale aufzuführen. Es sind nur Energieeinsparungen anrechenbar, welche sich direkt durch die durchgeführte Maßnahme am veränderten System ergeben. Grundlage für die Erhebung und Bewertung von Energieverbrauch und Einsparpotenzialen ist eine umfassende, systematische Bestandsaufnahme der Energieströme der betroffenen Systeme zusammen mit einer übersichtlichen Dokumentation der Ergebnisse. Hierbei sollte die Datengrundlage erklärt und die Berechnungsmethodik nachvollziehbar dargestellt werden. Die einzelnen Berechnungsparameter, wie z. B. Anzahl, Hersteller, Typ, Nennleistung, Laufzeit etc. sind aufzuführen und ggf. zu begründen. Ziel der Ist-Analyse ist es, den aktuellen Zustand der Anlagentechnik und Prozessführung zu analysieren und zu dokumentieren. Ein fundierter Überblick über die derzeitige Situation der Anlagentechnik ist die Grundlage für die Optimierung. Für eine Bewertung des Förderantrags ist es wichtig, dass das Konzept eindeutig die beantragten Maßnahmen beschreibt und deren Umsetzung darlegt. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse ist für den Fördergeber kein Entscheidungskriterium über die Förderwürdigkeit der entsprechenden Maßnahmen.

Das Abwärmekonzept erarbeitet die Maßnahmen basierend auf einer Analyse entlang einer „Abwärmekaskade“. Das Prinzip „Erst vermeiden, dann nutzen“ ist konsequent zu verfolgen.

1. Vermeidung. Abwärme kann aufgrund von Umwandlungs- und Transportverlusten niemals komplett einer nachgelagerten Nutzung zugeführt werden. Eine Vermeidung bedeutet hingegen eine vollständige Einsparung der Energiemenge.

Abwärmevermeidung kann beispielsweise durch technische Maßnahmen (bspw. Dämmung von Komponenten und Leitungen, Einsatz hocheffizienter Antriebe) erfolgen, aber auch durch Prozessoptimierung.

2. Prozessinterne Verwendung. Eine prozessinterne Verwendung minimiert den Aufwand für die technische und organisatorische Integration der Effizienzmaßnahme. Umwandlungs- und Transportverluste können minimiert werden.

3. Innerbetriebliche Verwendung. Bei der innerbetrieblichen Nutzung gewinnt gegenüber der prozessinternen Verwendung die Notwendigkeit der zeitlichen Übereinstimmung von Abwärmeverfügbarkeit und Wärmebedarf an Bedeutung und gleichzeitig werden Transportwege wichtiger. Allerdings ist der Koordinationsauf-

wand gegenüber einer außerbetrieblichen Nutzung deutlich kleiner, während typischerweise auch geringere Transportverluste anfallen.

4. Außerbetriebliche Verwendung. Neben einer komplexeren Versorgungs- und Risikoabsicherung gegenüber einer internen Verwendung fallen höhere Infrastrukturkosten (Wärmenetze) und Transportverluste an. Wärmesenken müssen infrastrukturell und organisatorisch erschlossen werden.

5. Verstromung. Die Verstromung ist bei heutigem Stand der Technik bei höher temperierten Abwärmeströmen sinnvoll.

Wenn eine Abwärmevermeidung gemäß Nr. 1 nicht möglich ist, muss der Berater Maßnahmen gemäß Nr. 2 bis 5 entwickeln, die auf die Anwendung maßgeschneidert sind.

Das Abwärmekonzept sollte somit mindestens folgende Punkte umfassen:

- Systembeschreibung, Aufzeigen der Systemgrenzen sowie Erfassung und Darstellung des Ist-Zustands
- Aufzeigen der zu erfassenden Stoff-/Energieströme, Ermittlung/Erfassung der Betriebsstunden, verwendete Messtechnik bzw. Kennzahlen
- Nachweis, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen in Hinblick auf die Abwärmekaskade sinnvoll sind und das wirtschaftliche Potenzial von Vermeidungsmaßnahmen ausgeschöpft wird.
- Bei betriebsexterner Nutzung: Nachweis einer Wärmesenke, die durch die Abwärmenutzung erschlossen werden kann
- Beschreibung der geplanten Maßnahmen, Bewertung des Soll-Zustands
- Beschreibung von erforderlichen Maßnahmen der Betriebsführung und des Controllings der durchgeführten Maßnahmen
- Nachweis, dass die geplanten Maßnahmen eine möglichst ambitionierte Ausschöpfung des Abwärmepotenzials ermöglichen, auch mit Blick auf zukünftige Entwicklungen; hierzu sind auch die eingesetzten technischen Standards (U-Werte der Dämmung, Nutzungsgrade, Wärmerückgewinnungsgrade, etc.) zu dokumentieren.
- Berechnung der eingesparten Energie und der eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgeteilt nach Strom-, Wärme- und Brennstoffeinsparung, Aufzeigen der Berechnungsmethodik
- Wirtschaftlichkeitsanalyse, Angabe der Investitionskosten und der Mehrkosten gegenüber einer Standardlösung, Amortisationsdauer mit und ohne Förderung der betrachteten Systeme

Strom-, Wärme- und Brennstoffeinsparung sind getrennt auszuweisen. Eine mögliche Struktur sowie ein Vorschlag für die übersichtliche Dokumentation der geplanten Maßnahmen finden Sie in einem Musterbericht ([Download hier](#))

#### x.4 Förderung des Abwärmekonzepts

Im Rahmen der Richtlinie besteht die Möglichkeit einer Förderung der für die Erstellung des Abwärmekonzepts in Anspruch genommenen Energieberatung. Voraussetzung für die Förderung der Beratungsleistungen ist, dass bislang kein Abwärmekonzept in den letzten zwei Jahren im Rahmen des Programms „Energieberatung im Mittelstand“ oder eines vergleichbaren Programms gefördert wurde.

Im Rahmen dieses Programms wird für die Energieberatung ein Zuschuss in Höhe von 80 % der förderfähigen Beratungskosten für kleine und mittlere Unternehmen und 60 % für sonstige Unternehmen, max. ein Betrag von 8.000 Euro, gewährt.

Diese Energieberatung kann auch bei Bedarf die Durchführung von Messungen enthalten.

## 7.6 Art. 24 EED Kurzexpertise

### 7.6.1 Einleitung und Hintergrund

Gemäß Artikel 24 „Überprüfung und Überwachung der Durchführung“ haben die Mitgliedstaaten gemäß Anhang XIV Teil 1 ab 2013 bis zum 30. April eines jeden Jahres über die bei der Erfüllung der nationalen Energieeffizienzziele erreichten Fortschritte zu berichten.

Im Rahmen dieser Kurzexpertise werden ausgewählte alternative Maßnahmen, namentlich:

- die Energieeinsparverordnung (EnEV),
- das Marktanzreizprogramm (MAP),
- die Programme „Energieeffizient Bauen“ und „Energieeffizient Sanieren“ der KfW, sowie
- die Preisimpulswirkung des Emissionshandelshandels (ETS)

mit Blick auf das Berichtsjahr 2014 aktualisiert. Hierbei wird die EU-harmonisierte Berechnungsmethodik [KOM 2010, KOM 2013] eingesetzt.

### 7.6.2 Methodische Vorbemerkungen

#### 7.6.2.1 Zur Interpretation der Einsparwirkungen

Im Kontext des Art. 7 EED wurde ein neuer Begriff zur Gesamtsumme der Energieeinsparungen in der siebenjährigen Verpflichtungsperiode eingeführt, der auf dem Konzept der Lebensdauern einsetzt. Der Begriff ist im Auslegungsvermerk zur EED [KOM 2013] dokumentiert und soll im Folgenden kurz veranschaulicht werden.

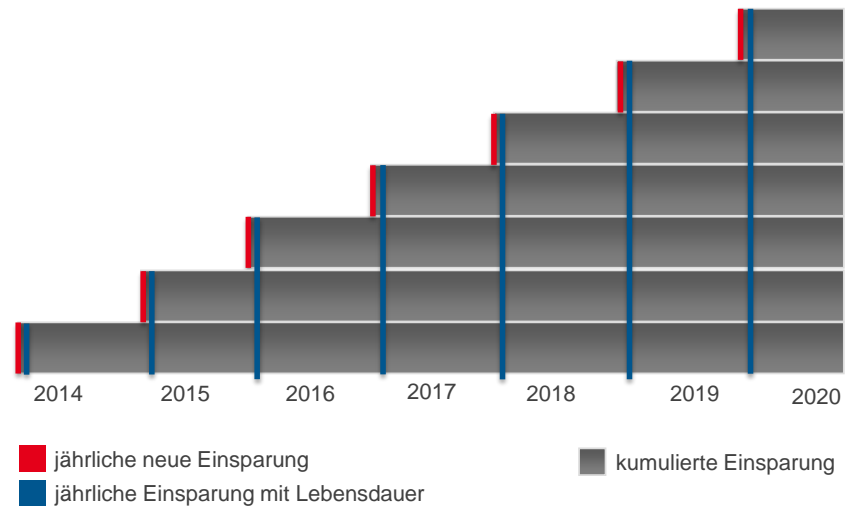
**1) Einsparung durch neue Fälle pro Jahr:** Dies ist die Einsparung, die in jedem Jahr durch neue Förderfälle bewirkt wird. In der Abbildung entspricht dies der rot markierten Höhe einer einzelnen Treppenstufe.

**2) Einsparung durch neue Fälle pro Jahr mit Lebensdauer:** Dies ist die Einsparung, die pro Jahr durch die bis dahin geförderten Anlagen erreicht wird. In der Abbildung ist dies die blau dargestellte Linie.

**3) kumulierte Einsparung:** Dies ist die Einsparung, die insgesamt durch die bis dahin geförderten Anlagen erzielt wird. Die kumulierte Einsparung im Jahr 2020 ist die auf das Einsparziel gemäß Art. 7 EED anrechenbare Größe.

Zu beachten ist, dass die geförderten Anlagen auch über 2020 hinaus Einsparungen erzielen werden. Diese Einsparungen werden bei der Betrachtung hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 7-11: Zur Interpretation der Einsparwirkungen



### 7.6.3 Instrumentenfaktor

Bei der Berechnung der Einsparwirkungen sind Doppelzählungen durch Überschneidung mit anderen Instrumente, Mitnahmeeffekte etc. zu berücksichtigen. Gerade bei der Untersuchung von Doppelzählungen ist es wesentlich abzugrenzen, welche Instrumenten-Gesamtheit betrachtet wird.

In dieser Kurzexpertise werden die Instrumentenfaktoren aus dem Vorgängerkurzgutachten [Prognos 2013] übernommen.

### 7.6.4 Ergebnisse im Überblick

Die aktualisierten Abschätzungen sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Endenergieeinsparungen, die durch ausgewählte alternative Maßnahmen gemäß Art. 7 (9) EED erreicht werden [PJ]			
Politische Maßnahme	Einsparung im Jahr 2014 (aktualisiert)	erwartete Einsparung kumuliert 2020	
		gemeldet [BMWi 2014]	aktualisiert
Energieeinsparverordnung (EnEV)			
Neubau	4,6	91,0	94,6
Bestand	11,0	283,5	286,9
Marktanreizprogramm (MAP)	0,64	24,0	22,2
KfW Energieeffizient Bauen/Sanieren	5,27	220,0	201,6
Emissionshandel	1,34	41,0	38,5

## 7.6.5 Steckbriefe zu den Maßnahmen

### 7.6.5.1 Energieeinsparverordnung (EnEV)

Im Zuge der Aktualisierung wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Die Annahmen zur **Wohnfläche bei Wohngebäuden** wurden geprüft. Hierzu wurde die entsprechende Fachveröffentlichung des Statistischen Bundesamt [DeStatis 2014] konsultiert. Im Ergebnis gibt es hier keine Änderung.
- Die Annahmen zur **Bestandsfläche der Nichtwohngebäuden** wurden geprüft. Hierzu wurde eine neu verfügbare Studie [Leibniz-Institut 2013] ausgewertet. Die Studie legt nahe, dass die beheizte Nettogrundfläche (NGF) erheblich niedriger ist als in einem vorbereitenden Kurzgutachten [Prognos 2013] angenommen. Daher wird im Zuge der Aktualisierung der Flächenbezug von Betriebsfläche auf beheizte NGF vorgenommen. Dazu ist eine Neubestimmung der **Kennwerte je Quadratmeter NGF** auf Basis der Anwendungsbilanz 2012 [BMWi 2016] erforderlich<sup>40</sup>. Als Zielwert wird wieder eine Verbesserung um 30 % angenommen
- Die Annahmen zur **sanierten Fläche** wurden überprüft. Aktuelle Untersuchungen zur Sanierungsrate sind nicht bekannt<sup>41</sup>. Zwar deuten Berechnungen zum Bauvolumen [BBSR 2016, S.9] darauf hin, dass die Sanierungsrate in Wohngebäuden rückläufig ist, diese beinhalten jedoch auch Investitionen in PV-Anlagen. Bereinigt um PV-Investitionen ist von einem Wachstum des Bauvolumens in Höhe von ca. 10 % p. a. nominal auszugehen. Daher wird hier für 2014

<sup>40</sup> Einbezogen wurden die Anwendungszwecke Raumwärme, Warmwasser sowie Klimakälte.

<sup>41</sup> Derzeit wird eine Studie von IWU et al. hierzu vorbereitet, erste Ergebnisse sind vor 2017 nicht zu erwarten.

eine moderate Anpassung nach oben vorgenommen. Dabei wird auf das Referenzszenario der Effizienzstrategie Gebäude Bezug genommen [Prognos/ ifeu /IWU 2015, S. 43].

- Die (unsanierten) **Bestands- und Zielwerte der Sanierung** in Wohngebäuden wurden nicht angepasst.
- Die **neu zugebaute Fläche** 2014 wurde auf Basis der entsprechenden Fachveröffentlichung [DeStatis 2014a] aktualisiert. Insgesamt war eine um etwa 10 % höhere Bautätigkeit zu beobachten. Dieser wird konstant fortgeschrieben, obwohl mit einer deutlichen Steigerung der Bautätigkeit zu rechnen ist.
- Das Mengengerüst zur Abschätzung der **Kesselaustauschpflicht** [Prognos 2014] wird unverändert beibehalten.

Energieeinsparverordnung (EnEV)							
Gebäude & Anlagen	Beginn: 2002	Ende: nicht geplant	Novellierung: 2009, 2014				
<b>Beschreibung:</b>	<p>Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt Mindestanforderungen an die energetische Qualität der Gebäudehülle und der Anlagentechnik bei Neubauten und bei größeren Sanierungen von bestehenden Gebäuden.</p> <p>Ermächtigungsgrundlage für die EnEV ist das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) von 1976, zuletzt geändert im Jahre 2013. Zu errichtende Gebäude dürfen den Jahresprimärenergiebedarf eines entsprechenden Referenzgebäudes nicht überschreiten und müssen so ausgeführt werden, dass die Gebäudehülle und die Anlagentechnik vorgegebene Mindeststandards erreichen. Mit der Novellierung im Jahre 2009 wurden die energetischen Mindestanforderungen auch für den Neubau um durchschnittlich 30 % verschärft. Mit der am 01. Mai 2014 in Kraft getretenen Novelle der EnEV wurde mit Wirkung ab 1. Januar 2016 u. a. eine weitere Anhebung der energetischen Anforderungen an Neubauten um 25 % festgelegt.</p>						
Maßnahmen träger:	BMWi / BMUB	Finanzielle Ausstattung:					
Methodische Angaben							
Methode:	Gebäudestandard	Lebensdauer:	25 Jahre				
Quellen / Referenzen:	DeStatis 2014, DeStatis 2014a, Leibniz-Institut 2013, Prognos 2014, BBSR 2016, BMWi 2016						
Einsparwirkung, mit Jahr 2014 ex post aktualisiert							
Endenergieeinsparung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
jährl.neue Einsparung [PJ]							
Neubau	4,6	4,1	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Bestand	11,0	10,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [PJ]							
Neubau	4,6	8,7	11,2	13,7	16,3	18,8	21,3
Bestand	11,0	21,5	31,4	41,3	51,1	61,0	70,8
kumulierte Einsparung [PJ]							
Neubau	4,6	13,3	24,6	38,8	54,6	73,3	94,6
Bestand	11,0	32,5	63,9	105,1	156,2	217,2	288,0



### 7.6.5.2 Nationale Klimaschutzinitiative – Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (BAFA-Teil)

Im Zuge der Aktualisierung wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Übernahme der **aktuellen Fallzahlen** 2014 [BAFA 2015]. Insbesondere die Zahlen zur Solarthermie sind deutlich nach unten korrigiert worden.
- Der **spezifische Einsparwert** zur solarthermischen Anlage wurde angepasst [Fichtner et al. 2014, Corradini 2013]. Die Änderungen haben geringe Auswirkungen.

Nationale Klimaschutzinitiative – Marktanreizprogramm zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (BAFA-Teil)							
Technische Gebäudeausrüstung (TGA)	Beginn: 2002		Ende: nicht geplant				
<b>Beschreibung:</b>	Ziel des Programms ist es, den Absatz von Technologien der erneuerbaren Energien durch Investitionsanreize zu stärken und deren Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Die Förderung erfolgt als Zuschuss durch das BAFA. Gefördert werden u.a. effiziente Wärmepumpen und solarthermische Anlagen. Die gleichzeitige Errichtung einer solarthermischen Anlage und einer Wärmepumpe wird durch einen Kombinationsbonus gefördert. Ziel der Förderung ist seit 2010 fast ausschließlich der Gebäudebestand. Vorliegend wird die Maßnahme in ihrer Wirkung auf den Endenergieverbrauch bewertet.						
Maßnahmen träger:	BMUB / BAFA		Finanzielle Ausstattung:				
Methodische Angaben							
Methode:	Heizungstausch (WP) bzw. solarthermische Anlage		Lebensdauer:		10-20 Jahre (je nach Einzelmaßnahme)		
Quellen / Referenzen:	[BAFA 2015], [BAFA 2016], [Corradini 2013]						
Einsparwirkung, mit Jahr 2014 ex post aktualisiert							
Endenergieeinsparung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [PJ]	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [PJ]	0,6	1,5	2,3	3,2	4,0	4,9	5,7
kumulierte Einsparung [PJ]	0,6	2,1	4,5	7,6	11,7	16,5	22,2

### 7.6.5.3 KfW Energieeffizient Bauen / Energieeffizient Sanieren

Im Zuge der Aktualisierung wurde die Evaluation 2014 der KfW-Programme ausgewertet [IWU/Fraunhofer IFAM 2015]. Gegenüber dem Vorjahr 2013 fallen die von den Evaluatoren ermittelten Einsparungen deutlich niedriger aus. Dies betrifft sowohl die absolute Fallzahl wie auch die Energieeinsparung je sanierte Wohneinheit. Infolgedessen wurden die Einsparungen nach unten korrigiert.

KfW- Förderprogramme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren (CO <sub>2</sub> –Gebäudesanierungsprogramm) - Ausschließlich Wohngebäude							
Gebäude & Anlagen	Beginn: 2009		Ende: nicht geplant				
<b>Beschreibung:</b>	<p>Im Bereich des energieeffizienten Bauens werden Neubauten gefördert, die den geltenden Gebäudestandard übertreffen: 2014 drei verschiedene Effizienzhausklassen (KfW-Effizienzhaus 70, 55, 40) sowie Passivhausstandard. Finanziert wurden maximal 50.000 Euro je Wohneinheit, maximal 100 % der förderfähigen Kosten. Die Förderung erfolgte über langfristige zinsgünstige Kredite, teilweise in Verbindung mit einem Tilgungszuschuss.</p> <p>Im Bereich der energieeffizienten Sanierung beinhalten die Programme die Förderung von Bestandsanierungen zum KfW-Effizienzhaus, nach denen der geltende Gebäudestandard übertroffen wird (2014: KfW-Effizienzhaus-Standards 55, 70, 85, 100, 115 und Denkmal) sowie die schrittweise Sanierung durch Einzelmaßnahmen die festgelegte Mindestanforderungen erfüllen. Die Förderung erfolgt über einen zinsgünstigen Kredit (kombiniert mit einem Tilgungszuschuss) oder alternativ in Form eines Investitionszuschuss. Je nach erreichtem KfW-Effizienzhaus-Standard beträgt der Zuschuss bis zu 18.750 Euro pro Wohneinheit.</p> <p>Bei Einzelmaßnahmen beträgt der Zuschuss bis zu 5.000 Euro pro Wohneinheit.</p>						
Maßnahmen träger:	BMW i / KfW		Finanzielle Ausstattung:				
Methodische Angaben							
Methode:	Evaluation		Lebensdauer:		10-30 Jahre (je nach Einzelmaßnahme)		
Quellen / Referenzen:	[IWU/Fraunhofer IFAM 2015]						
Einsparwirkung, mit Jahr 2014 ex post aktualisiert							
Endenergieeinsparung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [PJ]	5,3	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
jährliche Einsparung mit Lebensdauer [PJ]	5,3	13,1	21,0	28,8	36,6	44,5	52,3
kumulierte Einsparung [PJ]	5,3	18,4	39,3	68,1	104,8	149,2	201,6

#### 7.6.5.4 Emissionshandel

Aktualisiert wurde lediglich der Preis für Emissionshandelszertifikate im Jahr 2014.

Emissionshandel							
Querschnitt	Beginn:	Ende: nicht geplant					
<b>Beschreibung:</b>	Die Strom aus fossilen Energieträgern erzeugenden Anlagen unterliegen ab einer bestimmten Größenklasse dem Emissionshandel. Dabei ist davon auszugehen, dass die Kosten für CO <sub>2</sub> -Zertifikate auf den Letztverbraucher umgewälzt werden. Der Emissionshandel beeinflusst daher aufgrund seiner Preisimpuls setzenden Wirkung das Verhalten der Endverbraucher hin zu einem verstärkten Einsatz von energieeffizienten Technologien und einem verbrauchsschonendem Umgang mit Energie.						
Maßnahmen-träger:	BMW i / BMUB	Finanzielle Ausstattung:					
Methodische Angaben							
Methode:	Preisimpuls	Lebens-dauer:		1 Jahr			
Quellen / Referenzen:	[Fraunhofer ISI et al. 2016], [Prognos 2013]						
Einsparwirkung, mit Jahr 2014 ex post aktualisiert							
Endenergieeinsparung	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
jährliche neue Einsparung [PJ]	1,3	4,8	5,2	5,7	6,4	7,2	8,0
kumulierte Einsparung [PJ]	1,3	6,1	11,3	17,0	23,3	30,5	38,5

#### 7.6.6 Literatur

BAFA 2015: Antragszahlen des Marktanreizprogramms.  
<http://goo.gl/vwT2eO> Zugriff am 13.4.2016

BAFA 2016: Wärmepumpe. Grundwissen zum Marktanreizprogramm.

BBSR 2016: Struktur der Bestandsmaßnahmen im Hochbau.  
 BBSR-Analysen kompakt 01/2016

BMWi 2014: Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission gemäß Artikel 7 der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU). Stand: 12.6.2014

BMWi 2016: Energiedaten. Stand: 12.01.2016

Corradini, Roger 2013: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit – Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum.

DeStatis, 2014: Bestand an Wohnungen. Fachserie 5 Reihe 3.

DeStatis 2014a: Bautätigkeit. Fachserie 5 Reihe 3.

Fichtner / ILR / TFZ / IdE / DBI / TUHH / Ecofys / Fraunhofer ISE 2014: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Im Auftrag des BMWi. Zwischenbericht Juli 2014

Fraunhofer ISI et al 2016: Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU. Im Auftrag des BMUB

IWU, Fraunhofer IFAM 2015: Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2014. Im Auftrag der KfW

KOM 2010: Recommendations on measurement and verification methods in the frame-work of directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services.

KOM 2013: Interpretative note on Directive 2012/27/EU on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC, and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Article 7: Energy efficiency obligation schemes.

Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung et. al. 2011: Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. Im Auftrag von BMVBS/BBSR.

Leibniz-Institut 2013: Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen. Im Auftrag von BMVBS/BBSR.

Prognos 2013: Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Im Auftrag der BfEE

Prognos 2014: Endenergieeinsparung gem. Art. 7 EED im Kontext der Novellierung EnEV 2014 - Verpflichtung zum Heizkesseltausch. Im Auftrag der BfEE

Prognos / ifeu / IWU 2015: Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Im Auftrag der BfEE

## 7.7 Einschätzung von bivalenten Systemen im Wärmebereich

### 7.7.1 Zielsetzung

Sowohl das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung als auch die Ratifizierung des Klimaschutzabkommens von Paris verlangen von Deutschland eine erhebliche Senkung der Treibhausgas (THG)-Emissionen. Dabei ist nicht nur der Anteil fossiler Energieträger zu bestimmten Zeitpunkten, sondern auch die emittierte Gesamtmenge möglichst gering zu halten.

Mit rund 36 % entfällt einer der größten Anteile des Endenergieverbrauchs in Deutschland auf die Bereitstellung von Wärme für Gebäudebeheizung und Warmwasser [Prognos 2015]. Die notwendige Reduktion der Treibhausgasemissionen kann durch die Maßnahmen zur Reduktion der Wärmenachfrage sowie Maßnahmen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung erreicht werden.

Da eine Fortsetzung der Marktentwicklung der vergangenen zehn Jahre nur zu einer Halbierung der THG-Emissionen bis 2050 führt [AEE 2016], müssen die Wege gefunden werden, um die Reduktion der Wärmenachfrage sowie den vermehrten Einsatz von erneuerbarer Energien zur Deckung der Wärmenachfrage zu beschleunigen.

Die Wärmeerzeugung in bivalenten Anlagen, die konventionelle mit strombasierter Wärmeerzeugung kombinieren, bietet die Möglichkeit der schrittweisen Erhöhung der erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung.

Mit dieser Kurzexpertise wird eine erste Einschätzung zu Chancen und Risiken dieser bivalenten Wärmeerzeugung für die kurz- und langfristige Erreichung der Klimaschutzziele vorgelegt.

### 7.7.2 Bivalente Wärmeerzeugung

Bivalente Heizsysteme bestehen aus zwei Wärmeerzeugern, die üblicherweise zur Deckung von Grund- und Spitzenlast eingesetzt werden. Im Fokus dieser Untersuchung stehen vor allem Hybrid-systeme, die eine auf fossilen Brennstoffen basierende und eine strombasierte Wärmeerzeugung kombinieren. Für dieses Papier gilt die Konvention, dass die jeweils erstgenannte Technologie den Großteil der Wärmemenge (>50 %) bereitstellt.

- Diese Kurzexpertise beschränkt sich auf die dezentrale Wärmeversorgung. Für großtechnische Anlagen, wie sie beispielsweise bei der Einspeisung in Wärmenetze zum Einsatz kom-

men, sind die Rahmenbedingungen deutlich anders. Leistungen und Mengen sind hier deutlich größer. Die spezifischen Investitionen und auch der spezifische Transaktionsauswand sind hier deutlich geringer. Zu guter Letzt erreichen den großtechnischen Bereich häufig bereits stundenweise Strom-Preissignale, die für einen systemdienlichen Betrieb sehr hilfreich sein können.

- Betrachtet werden die Einsatzbereiche Neubau, Bestandsgebäude (energetisch saniert und nicht energetisch saniert) sowie Austausch und Aufrüstung bestehender Wärmeversorgungsanlagen. Für jedes System wird analysiert,
- ob der Einsatz im unsanierten und sanierten Bestand sowie im Neubau technisch denkbar und sinnvoll ist,
- ob die Kombination nur als Ersatz-System, oder als Aufrüstung einer bestehenden Anlage möglich ist,
- welche Möglichkeiten zur Lastverschiebung bestehen,
- ob THG-Minderungen um bis zu 95 % damit möglich sind,
- und ob Lock-In-Effekte zu erwarten sind.
- Für alle hier vorgestellten bivalenten Wärmeerzeuger gilt, dass Klimaneutralität nicht ohne den Umbau des Stromsystems hin zu erneuerbaren Energien erreicht werden kann.

Besonders für Kombinationen, die direktelektrisch Wärme bereitstellen, ist von zentraler Bedeutung, dass sie zeitlich hoch aufgelöste Informationen zum Angebot von erneuerbarem Strom erhalten und hierauf auch (im Idealfall systemdienlich und nicht objekt-dienlich) reagieren. In den in der Objektversorgung üblichen Leistungsbereichen ist dies bislang noch nicht üblich und aufgrund nicht vorhandener Preissignale wirtschaftlich unattraktiv.

Folgendes Fazit kann gezogen werden:

- Die Kombination von Wärmepumpen mit Spitzenlasterzeugern (Gasbrennwert, BHKW, Heizstab) kann im Gebäudebestand den Anteil erneuerbarer Wärme in kurzer Zeit steigern. Allerdings muss bei der Auslegung sichergestellt werden, dass die Leistung der Wärmepumpe nach der Sanierung für den monovalenten Betrieb ausreicht, um Lock-In-Effekte zu vermeiden.
- Die Kombination aus konventionellen fossilen Wärmeerzeugern mit einem elektrischen Heizstab kann die Senkung der THG-Emissionen nicht sicherstellen. Aufgrund der schlechten Effizienz und der hohen Verbrauchskosten des Heizstabes ist

die Option wenig attraktiv und birgt zudem das Risiko von erhöhten THG-Emissionen bei der Nutzung von fossilem Strom.

Eine kurze Übersicht der untersuchten Systeme und der Ergebnisse ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 7-7: Zusammenfassung der Ergebnisse

	Einsatz möglich in / für			Kesslersatz durch integrierte Anlage oder Beistellung	Aufrüstung eines konventionellen Wärmeerzeugers	Kompatibel mit Zielen der Energiewende (80 bis -95 % THG-Reduktion bis 2050)?	Gefahr von Lock-In?
	Neubau	Sanierte Gebäude	Unsanierete Gebäude				
<b>Wärmepumpe + Heizkessel</b>	ja, v.a. MFH	ja	ja	Ja, beides	ja	nur wenn EE-Brennstoff und hoher WP-Anteil	Ja, wenn WP zu klein
<b>Heizkessel + Wärmepumpe</b>	nein, EEWärmeG	ja	ja	Ja, nur Beistellung	ja	nur wenn EE-Brennstoff	Ja, wenn WP zu klein
<b>BHKW + Wärmepumpe</b>	ja, nur MFH	ja, nur MFH	ja, nur MFH	Ja, beides	nein	nur wenn EE-Brennstoff	Ja, da hohe Investitionen und Gasbasiert
<b>Biomassekessel + Heizstab</b>	ja	ja	ja	Ja, nur Beistellung	nein	Ja, wenn keine andere Nutzung von EE-Strom möglich	Nein
<b>Wärmepumpe + Heizstab</b>	ja	ja	nein	Ja, beides	nein	Ja, wenn keine andere Nutzung von EE-Strom möglich	Ja, wenn WP zu klein
<b>Fossil + Heizstab</b>	nein, EEWärmeG	ja	ja, v.a. EFH	Nein	ja	nein	Ja
<b>Gas-Wärmepumpe + Heizstab</b>	ja	nein	ja	Ja, beides	nein	nein	Ja

Quelle: Prognos



### 7.7.3 Wärmepumpe + fossile Wärmeerzeugung (Hybridwärmepumpe und Beistelllösungen)

Die Kombination von Wärmepumpen mit einem konventionellen Heizkessel kann sowohl in einem integrierten Gerät (Hybridwärmepumpe) als auch in zwei getrennten Wärmeerzeugern (Wärmepumpe und Heizkessel) erfolgen. Diese Kombination kann unter aktuellen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sinnvoll sein, da Wärmepumpen im Vergleich zu Heizkesseln hohe spezifische Investitionskosten aufweisen. Daher bietet es sich an, die Grundlast durch die Wärmepumpe und die Spitzenlast durch den Heizkessel zu decken. Die Regelung des Systems kann auf zwei Weisen realisiert werden:

- Die (Wasser-)Wärmepumpe läuft immer, sobald Wärmebedarf besteht. Sobald der Bedarf die Wärmenennleistung der Wärmepumpe überschreitet, wird die Wärmepumpe auf maximaler Leistung betrieben. Zusätzlich erzeugt ein Spitzenlasterzeuger die fehlende Leistung, die zur Deckung des Bedarfs benötigt wird.
- Die (Luft-)Wärmepumpe deckt den Bedarf bis zu einer bestimmten Außentemperatur. Unterhalb dieser Temperatur sinkt die Effizienz so stark ab, dass es wirtschaftlicher ist, den fossilen Erzeuger anstelle der Wärmepumpe zu betreiben. Dieser Spitzenlasterzeuger muss dabei in der Lage sein, die komplette Heizlast zu decken.

Neubau: Aufgrund der für Wärmepumpen optimalen Bedingungen (Niedertemperaturheizsystem) werden in neu gebauten Einfamilienhäusern in der Regel monovalente Wärmepumpen eingesetzt. In (größeren) Mehrfamilienhäusern hingegen werden bereits heute Wärmepumpen zur Grundlastabdeckung mit Heizkesseln zur Spitzenlastabdeckung kombiniert.

Energetisch sanierte Bestandsgebäude: Für sanierte Gebäude gelten ähnliche Zusammenhänge wie bei Neubauten. Entscheidend ist, ob der Wechsel auf ein Niedertemperaturheizsystem mit niedrigen Vorlauftemperaturen gelingt. Im Einfamilienhaus kann eine monovalente Wärmepumpe ausreichen, während im Mehrfamilienhaus die Kombination mit einem Heizkessel weiterhin wirtschaftlich günstiger sein kann.

Unsanierete Bestandsgebäude: In unsanierten Gebäuden kann ein bestehender Heizkessel durch eine Wärmepumpe ergänzt werden (Kessel-Aufrüstung), um kurzfristig und mit vergleichsweise geringen Investitionen den EE-Wärme-Anteil im Gebäude zu steigern. Auch bei einem vollständigen Ersatz in einem unsanierten Gebäude kann die Kombination von Wärmepumpe und Heizkessel THG-Emissionen senken und gleichzeitig eine kostengünstige Wärmeversorgung darstellen.

Durch eine nachträgliche Sanierung der Gebäudehülle und damit einhergehender niedrigerer Temperaturen und Energiemengen, sind keine Probleme zu erwarten. Um Lock-Ins zu vermeiden, sollte die Wärmepumpe dabei aber schon bei der Aufstellung so ausgelegt sein, dass sie im Falle einer nachträglichen Sanierung nicht unterdimensioniert ist und der konventionelle Erzeuger nicht mehr benötigt wird.

Lastverschiebung: Liefert die Wärmepumpe mehr als die Hälfte der Energiemenge eines Jahres, liegt ihre Volllaststundenzahl in der Regel im Bereich unter 5.000 Stunden / a. Dies ist noch ausreichend gering, um im Sommer und den Übergangszeiten Optionen für Lastverschiebungen zu bieten.

#### **7.7.4 Fossile Wärmeerzeugung + Wärmepumpe**

Es sind ebenso Systeme denkbar, bei denen Wärmepumpen mit sehr kleiner Nennleistung verbaut sind und der Großteil (> 50 %) der Wärmeenergie weiterhin durch den fossilen Anlagenteil erzeugt wird.

Neubau: Im Neubau sind solche Lösungen aufgrund der Restriktionen des EEWärmeG nicht zulässig.

Bestandsgebäude: Im sanierten wie auch im unsanierten Bestand bietet sich allenfalls die Ergänzung eines bestehenden Kessels mit einer kleinen Wärmepumpe an. Sowohl beim vollständigen Ersatz als auch bei der Ergänzung eines bestehenden Kessels besteht die Gefahr, dass die Wärmepumpe derart klein ausgelegt wird, dass auch nach einer energetischen Sanierung ein zweiter Wärmeerzeuger benötigt wird. Eine vollständige Kompatibilität mit den Energiewendeziele kann dann nur mit dem neuerlichen Austausch bzw. Überarbeitung der Wärmeversorgung erreicht werden (Lock-In), die zusätzliche Kosten erzeugt.

Lastverschiebung: Wärmepumpen mit Anteilen von unter 50 % dürften, sehr hohe Volllaststundenzahlen von über 6.000 h/a aufweisen. Da das Gerät somit fast durchgehend in Betrieb ist, ist eine Verschiebung von Lastspitzen als Reaktion auf bestimmte Netzsituationen kaum möglich.

#### **7.7.5 BHKW + Wärmepumpe**

Kombinationen aus Blockheizkraftwerken zur gekoppelten Strom-Wärme-Erzeugung und Wärmepumpen sind sehr kostenintensiv, da beide Erzeuger hohe spezifische Kosten aufweisen.

Neubau und Bestand: Gerade zur Versorgung größerer Objekte sowohl im Bestand als auch im Neubau können solche Systeme dennoch sinnvoll sein. Eine langfristige Lösung sind diese durch

einen weiterhin fossilen Betrieb des BHKW allerdings nicht. Im unsanierten Bestand sollte spätestens mit Ende der BHKW-Lebensdauer eine Sanierung der Gebäudehülle vorgesehen sein, mit der die Wärmepumpe in den monovalenten Betrieb wechseln kann. Bei längerfristigem Betrieb des BHKW sind auf lange Sicht synthetische oder biogene Brennstoffe unumgänglich.

Lastverschiebung: Die Kombination aus Stromerzeuger und -verbraucher kann mit entsprechenden Steuersignalen eine Flexibilitätsoption für Über- und Unterkapazitäten im Stromnetz sein. Klimaneutrale Brennstoffe vorausgesetzt, ermöglicht dieses System beim gleichzeitigen Betrieb beider Komponenten zudem die Nutzung von Wärmepumpen ohne die Erzeugung von Lastspitzen.

### **7.7.6 Einsatz von Heizstäben in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern**

Die Ergänzung bestehender oder neuer Wärmeversorgungsanlagen mit einem Heizstab als Möglichkeit zur Reduktion von THG-Emissionen vielfach diskutiert. Grundsätzlich ist eine Kombination mit allen Wärmeerzeuger –Heizölkessel, Gas-Wärmepumpe, KWK-Anlage, Biomassekessel, elektrische Wärmepumpen etc. – technisch möglich.

Wärmepumpen können zum Erreichen hoher Temperaturen mit Heizstäben kombiniert werden. Dies senkt die Investitionskosten des Wärmeerzeugers, erhöht jedoch die Betriebskosten und reduziert die Energieeffizienz der Wärmeerzeugung.

Neubau: Direktstromnutzung ist im Neubau aufgrund des EEWärmeG nicht zulässig.

Bestandsgebäude: Aufgrund der niedrigen Effizienz und des deutlich höheren Strompreises im Vergleich zu fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen ist der Heizstab trotz geringer Investitionskosten wirtschaftlich unattraktiv. Dies gilt auch für PV-Strom, da die Einspeisevergütung aktuell deutlich über den Preisen fossiler Brennstoffe liegt. Da objektnah erzeugter PV-Strom (wie auch die Solarthermie) i.d.R. nicht ausreicht, um den kompletten Wärmebedarf eines Gebäudes zu decken, wäre ein Heizstab nicht geeignet, eine zielkompatible THG-Reduktion zu erreichen. Hierfür müsste er langfristig mit einer anderen EE-Wärmetechnologie kombiniert werden.

Lastverschiebung: Aufgrund der technologiebedingt geringen Effizienz von Heizstäben, ergibt sich hinsichtlich der THG-Emissionen nur dann ein Vorteil, wenn der eingesetzte Strom aus erneuerbaren Energien stammt und zum jeweiligen Zeitpunkt keine höherwertige Nutzung oder Speicherung des Stroms möglich ist. Der sinnvolle Einsatz beschränkt sich daher auf Stunden, in denen das

Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien die aktuelle Nachfrage (inkl. Lastverschiebung und Speicherung) übersteigt. Daher ist zwingend erforderlich, dass die Anlagen Echtzeit-Informationen zum Angebot von erneuerbarem Strom erhalten und hierauf systemdienlich reagieren. Dies ist im Leistungssegment von Objektversorgungen aufgrund nicht vorhandener Preissignale wirtschaftlich bislang nicht attraktiv und wäre vermutlich mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten verbunden.

Der Heizstab ist vor diesem Hintergrund allenfalls für größere Leistungsbereiche (z. B. Wärmenetze) eine denkbare Option. Aber selbst hier gibt es aktuell noch keinen gesicherten Mechanismus, der die Nutzung von „überschüssigem“ EE-Strom statt Strom aus fossilen Kraftwerken sicherstellt.

Für den Bereich der Objektversorgung ist der Klimaschutzbeitrag von Heizstäben gering und die Gefahr einer 1 zu 1 (Rück-) Wandlung von fossil erzeugten Strom zu Wärme groß. Die Risiken übersteigen den potenziellen Nutzen bei Weitem.

#### **7.7.7 Referenzen**

AEE (2016): Die neue Wärmewelt – Szenario für eine 100 % erneuerbare Wärmeversorgung

Prognos (2015): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude

## 7.8 Bewertung der Einsparwirkung des neuen NAPE-„Maßnahmenpakets Klima/Lüftung“

### 7.8.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Sowohl das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung als auch die Ratifizierung des Klimaschutzabkommens von Paris verlangen von Deutschland eine erhebliche Senkung der Treibhausgasemissionen. Dafür ist nicht nur der Anteil fossiler Energieträger, sondern auch der Endenergieverbrauch stetig zu reduzieren.

Die Strommenge, die deutschlandweit jährlich für Lüftung und Klimatechnik in diesen Anlagen aufgewendet wird, liegt zwischen 42 und 49 TWh. Das entspricht etwa 8 % des deutschen Stromverbrauchs und verdient daher besondere Aufmerksamkeit bei den Bemühungen um mehr Energieeffizienz.

Aufgrund der üblichen Lebensdauer von Lüftungsanlagen ist nicht davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2050 der Großteil der heute bestehenden Anlagen noch betrieben wird. Um den Endenergiebedarf aber schon deutlich früher auf ein Niveau zu senken, das mit den Klimaschutzziele vereinbar ist, sollten auch bestehende ineffiziente Anlagen vor Ende ihrer Lebensdauer schon optimiert oder ausgetauscht werden. Das Anreizprogramm und das hier untersuchte „Maßnahmenpaket Klima/Lüftung“ im Rahmen des NAPE hat genau dieses Ziel. Die zu erwartenden Effekte dieses Pakets auf den End- und Primärenergieverbrauch sowie die Treibhausgasemissionen bis 2020 und 2030 werden in den folgenden Kapiteln untersucht. Darüber hinaus werden erste Vorschläge entwickelt, wie das Maßnahmenpaket evaluiert werden kann.

Die Ergebnisse zu den gesamten Einsparungen von Primärenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Kapitel 7.8.4 dargestellt. Die Aufteilung der Wirkung auf die einzelnen Maßnahmen durch ein Wirkmodell sind in Kapitel 7.8.5 zu finden. Vorschläge für die Evaluation sind in Kapitel 7.8.6 beschrieben.

### 7.8.2 Methodik

#### 7.8.2.1 Bottom-Up Verfahren zur Wirkungsabschätzung

Um die Einsparwirkung von politischen Instrumenten und einzelnen Programmen *ex ante* abzuschätzen, bedient man sich üblicherweise einer *Bottom-Up*-Berechnung. Entsprechende Verfahren sind gute Praxis bei der regelmäßigen Berichterstattung zur Energieeffizienz, z. B. im Rahmen des Nationalen Energieeffizienzaktionsplans (NEEAP) (vgl. hierzu [Prognos/ISI 2011, Prognos 2012]).

Eine Besonderheit, welche sich mit der Anwendung von *Bottom-Up*-Methoden verknüpft, ist die vereinfachende Abbildung von Wirkungszusammenhängen. Es werden grundsätzlich lineare Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge unterstellt, wobei zwischen einem statistisch erfassbaren typologischen Einzelfall (eine Beratung, ein Förderfall, eine Einheit Fördermittel) ein linearer Zusammenhang zur Energieeinsparung hergestellt wird. Im vorliegenden Fall wird die Einsparwirkung in einem einzelnen Förderjahr durch folgende Formel dargestellt:

$$\text{Einsparung} = \text{Anlagenbestand} \times \text{Änderungsfrequenz} \times \text{Einsparpotential} \times \text{Umsetzungsquote}$$

Dabei ist

- der *Anlagenbestand* die geschätzte Anzahl aller Klima- und Lüftungsanlagen in Deutschland,
- die *Änderungsfrequenz* die Anzahl an geplanten Optimierungen in einem Jahr,
- das *Einsparpotential* die maximal mögliche Einsparung je vollständig umgesetzter Optimierung und
- die *Umsetzungsquote* der gemittelte Anteil der Optimierungen, der die vollständige Einsparung erreicht (Ähnlich Vollsanierungsäquivalente)

Die Höhe und Quelle der verwendeten Parameter werden im Kapitel 2.3 dargestellt.

Aus der Praxis ist bekannt, dass die Umsetzung einer Energie-sparmaßnahme in ein komplexes Wirkungsgeflecht begünstigender oder hemmender individueller Faktoren (Werte, Motive, Interessen, Bildung, fachspezifisches Knowhow, finanzielle und organisatorische Situation etc.) eingebettet ist. Komplexere Zusammenhänge wie Innovationsverhalten, Wirkungen der Markttransformation, Rückwirkungen (rebound-Effekte), Trittbrettfahrerverhalten (freerider) oder beispielgebende Wirkungen (Multiplikatoren-effekte) werden in einer vereinfachenden *Bottom-Up* Betrachtung nicht berücksichtigt.

#### 7.8.2.2 Lebensdauer & Kumulierung

Im vorliegenden Fall wurde zuerst die gesammelte Wirkung aller Optimierungen in einem einzelnen Förderjahr berechnet. Die Verteilung bzw. Kumulation der betrachteten Förderjahre über die gesamte Betrachtungsperiode bis 2030 erfolgte mittels eines Lebensdaueransatzes (vgl. hierzu [CWA 2007]).

Jede umgesetzte Maßnahme hat eine zeitlich beschränkte Lebensdauer. Investive Maßnahmen sind unter anderem durch die Lebensdauer der Bauteile, nicht-investive Maßnahmen durch Gewohnheiten oder mangelnde Organisation begrenzt. Da die Anzahl und Art der Maßnahmen nicht für jeden Fall bestimmt werden kann, wurde ein Mittelwert gebildet. Ausgehend von der durch [Schiller 2014] gefundenen Verteilung der häufigsten Maßnahmen (siehe Tabelle 7-8 und Tabelle 7-9) können diese in nicht-investive und investive gegliedert und anschließend gewichtet werden. Nach [CWA 2007] beträgt die Lebensdauer von nicht-investiven Maßnahmen typischerweise zwei Jahre und die Lebensdauer von investiven Maßnahmen bei Klimatisierung und Lüftung 15 Jahre.

*Tabelle 7-8: Übersicht über verwendete Lebensdauern (Lüftung)*

<b>Maßnahmen (Lüftung)</b>	<b>Häufigkeit</b>	<b>Lebensdauer</b>
Volumenstromreduzierung bis 20 %	10 %	2
Volumenstromreduzierung > 20 %	27 %	2
Reduzierung der Betriebszeit	16 %	2
zus. Klappen, Volumenstromregler für Zonierung	15 %	15
bedarfsgerechte Volumenstromregelung	53 %	2
Absenkbetrieb	15 %	2
Sollwerte optimieren Temperatur	19 %	2
Sollwerte optimieren Feuchte	23 %	2
Optimierte Regelstrategie	55 %	2
Nachtlüftung	0 %	2
natürliche Lüftung	0 %	2
freie Kühlung vorsehen	2 %	15
Ventilator austauschen	53 %	15
WRG nachrüsten	14 %	15
WRG verbessern	17 %	15
MSR verbessern	37 %	15
Wartungsmängel beseitigen	22 %	2
Luftdichtheit Kanalnetz	10 %	15
grundsätzliche Systemänderung	37 %	15
Rückbau / Alternativlösung	8 %	15

Quelle: [Schiller 2014, CWA 2007]

Tabelle 7-9: Übersicht über verwendete Lebensdauern (Kälte)

Maßnahmen (Kälte)	Häufigkeit	Lebensdauer
Kaltwassertemperatur optimieren	21 %	2
Kühlwassertemperatur optimieren	9 %	2
Reduzierung der Betriebszeit der Kältemaschine	9 %	2
freie Kühlung mit Rückkühler	21 %	15
hydraulischer Abgleich	24 %	15
Reduzierung der Pumpenbetriebszeit	15 %	2
Aufsplittung Hydraulik	12 %	15
Kältemittelumstellung	27 %	15
Rückbau / Alternativlösung	45 %	15
Kaltwassertemperatur optimieren	21 %	2

Quelle: [Schiller 2014, CWA 2007]

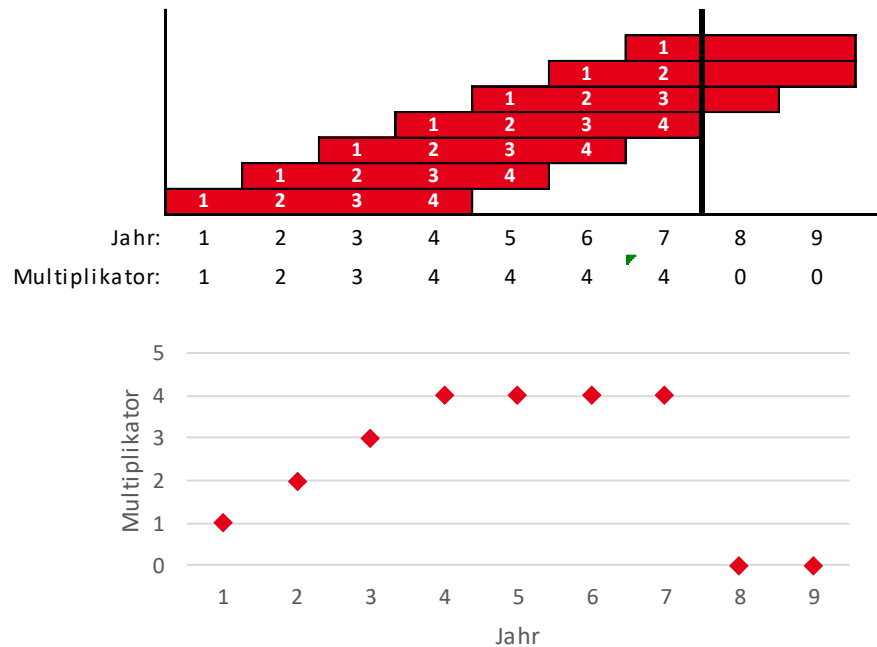
Durch die Gewichtung ergibt sich eine mittlere Lebensdauer von aufgerundet zehn Jahren für ein durchschnittliches umgesetztes Paket an Maßnahmen nach einer Inspektion.

Da die Lebensdauer der durchschnittlichen Maßnahme (10 Jahre) geringer als die Betrachtungsdauer (13 Jahre bis 2030) ist, kann die gesamte Einsparung nicht durch einfache Kumulation berechnet werden.

Als Grundlage für die Berechnung dient die *Bottom-Up*-Methode, die konsistent mit den europäischen Berichtspflichten ist. Hier werden die Einzelmaßnahmen gestapelt und nach ihrer Lebensdauer beendet (siehe folgende Abbildung). Die Summe der „aktiven“ Maßnahmen je Jahr stellt die Höhe des Multiplikators dar, mit dem die jährliche Einsparung multipliziert werden muss, um die gesamte Einsparung dieses Jahres zu erhalten.



Abbildung 7-12: Beispielhafte Darstellung einer Kumulierung von einzelnen Förderjahren bei einer Lebensdauer der Investitionsgüter von vier Jahren über einen Betrachtungszeitraum von sieben Jahren



Die weißen Zahlen beschreiben das Lebensjahr der ergriffenen Maßnahme.

### 7.8.3 Wirkung der Inspektion

Aufgrund von Unsicherheiten bei mehreren Eingangsdaten wurde der Ansatz gewählt, ein Minimal- und ein Maximal-Szenario zu berechnen. Alle Werte, bei denen keine genauen Zahlen, sondern nur Schätzintervalle gefunden wurden, werden somit jeweils auf den Wert gesetzt, der die niedrigsten sowie höchsten Fallzahlen und die niedrigste sowie höchste Energieeinsparung zur Folge hat. Dies betrifft den folgenden Parameter:

- Maximale Einsparung bei Strom und Brennstoffen/Wärme bei Umsetzung aller Maßnahmen bei allen Anlagen

Die verwendeten Zahlen von Schiller (2014) beziehen sich auf etwa 40 % der Anlagen. Um dem Schwerpunkt des vorliegenden Maßnahmenpakets zu entsprechen, wurde dieser Wert verdoppelt.

In beiden Szenarien gleich sind die folgenden Angaben:

- Anteil der Anlagen, für die das Förderprogramm relevant ist

Sehr kleine Lüftungsgeräte oder Systeme in sehr speziellen Anwendungsbereichen werden weiterhin nicht von den Maßnahmen erreicht werden. Es wird daher von einem Anteil von 90 % ausgegangen.

Des Weiteren wurde bei einigen Faktoren aufgrund von sehr nahe beieinanderliegenden Werten keine Extremwertbetrachtung durchgeführt, sondern der Mittelwert berechnet. Dies betrifft insbesondere:

- **Änderungsfrequenz**

Als Basis dient die der Struktur nach vergleichbare Häufigkeit der Inanspruchnahme der Energieberatung Mittelstand. Der Anlagenbestand ist dabei jedoch deutlich größer. Der Effekt des Maßnahmenpakets wurde hier um den Faktor 3 vergrößert und somit auf 0,25 % p.a. geschätzt.

- **Umsetzungsquote nach Planung**

Die in Anlehnung an Schiller (2014) ermittelten, ambitioniert erscheinenden Einsparwerte dürften nur teilweise erreicht werden. In Anlehnung an zahlreiche Untersuchungen aus anderen Programmen zur Steigerung der Energieeffizienz wird die Umsetzungsquote auf 20 % geschätzt.

- **Anzahl der bestehenden Klima-/Lüftungsanlagen**

Die Gesamtzahl der Anlagen wird in verschiedenen Quellen auf Werte zwischen ca. 630 Tsd. und ca. 970 Tsd. geschätzt. Für die vorliegende Untersuchung wird ein Mittelwert von 800.000 Anlagen angenommen.

In Tabelle 7-10 sind die verwendeten Werte für das Minimal- und das Maximalszenario dargestellt. Die zugrundeliegende Anzahl der vollständigen jährlichen Umsetzungen liegt resultierend aus den oben dargestellten Annahmen bei 400.

Für das Minimalszenario ergibt sich daraus eine jährliche Endenergie-Einsparung auf der Stromseite von über 6 GWh sowie auf der Wärmeseite von über 10 GWh. Im Maximalszenario liegt die Einsparung der Endenergie bei stromseitig über 24 GWh sowie 40 GWh bei der Wärmeenergie.

*Tabelle 7-10: Übersicht über verwendeten Werte für beide Szenarien und resultierende jährliche Einsparungen.*

	Min	Max	Einheit	Quelle
<b>Stromeinsparung gesamt</b>	15.00	25.00	TWh	Schiller (2014)
<b>Wärmeeinsparung gesamt</b>	23.80	40.80	TWh	Schiller (2014)
<b>Jährliche Einsparung Strom</b>	6.75	11.25	GWh	
<b>Jährliche Einsparung Wärme</b>	10.71	18.36	GWh	

Quelle: Siehe jeweilige Zeile. Ohne Kennzeichnung ist der Wert durch Prognos aus vorhergehenden Zahlen berechnet.

## 7.8.4 Quantifizierung der Einsparungen

Aus den jährlichen abgeschätzten Förderwirkungen wurde mit der beschriebenen *Bottom-up*-Methode die Endenergieeinsparung für jedes Jahr im Betrachtungszeitraum berechnet. Anschließend wurde für die beiden Betrachtungsjahre eine kumulierte Gesamteinsparung der Endenergie für Strom und Wärme ermittelt.

### 7.8.4.1 Endenergie-Einsparungen

Durch Multiplikation der bestimmten jährlichen Einsparungen mit den Faktoren zur Kumulation aus Kapitel 7.8.2.2 ergibt sich folgende Tabelle mit den Einsparungen von Endenergie in den Jahren 2018 bis 2030.

Die Endenergieeinsparung bei Strom ist bis 2030 also in einem Bereich von 2,1 bis 3,4 PJ zu erwarten. Der Endenergiebedarf für Wärme sinkt im gleichen Zeitraum um 3,2 bis 5,6 PJ.

*Tabelle 7-11: Jährliche und kumulierte Endenergieeinsparung bei Strom und Wärme in den betrachteten Minimal- (Min) und Maximal-Szenarien (Max) in Terrajoule.*

Jahr	Strom (TJ)		Wärme (TJ)	
	Min	Max	Min	Max
2018	24	41	39	66
2019	49	81	77	132
2020	73	122	116	198
<b>Summe 2020</b> (kumuliert)	<b>146</b>	<b>243</b>	<b>231</b>	<b>397</b>
2021	97	162	154	264
2022	122	203	193	330
2023	146	243	231	397
2024	170	284	270	463
2025	194	324	308	529
2026	219	365	347	595
2027	243	405	386	661
2028	243	405	386	661
2029	243	405	386	661
2030	243	405	386	661
<b>Summe 2030</b> (kumuliert)	<b>2066</b>	<b>3443</b>	<b>3277</b>	<b>5618</b>

Quelle: Prognos

### 7.8.4.2 Primärenergie-Einsparungen

Aus den Ergebnissen für die Endenergieeinsparung lässt sich mittels Primärenergiefaktoren ( $f_p$ ) die Einsparung an Primärenergie

berechnen. Fraunhofer ISI / Prognos (2015) folgend, wird für Strom der Primärenergiefaktor  $f_P = 1.8$  und für Raumwärme  $f_P = 1.1$  angesetzt.

In der folgenden Tabelle 7-12: sind die Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 7-12: Kumulierte Einsparungen an Primärenergie in Terrajoule

	Strom (TJ)		Wärme (TJ)	
	Min	Max	Min	Max
Summe bis 2020	262	437	254	436
Summe bis 2030	3718	6197	3605	6180

Quelle: Prognos

#### 7.8.4.3 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen

Ebenso lassen sich aus den Endenergieeinsparungen mittels CO<sub>2</sub>-Faktoren die Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen ermitteln. Hierfür werden für das Jahr 2015 bei Strom 542 g/kWh und für Raumwärme 218 g/kWh verwendet (Fraunhofer ISI / Prognos, 2015). Die Faktoren sinken entsprechend Tabelle 13 in der Quelle jährlich.

Tabelle 7-13: Kumulierte Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen in 1000 Tonnen (kt).

	Strom (kt)		Wärme (kt)	
	Min	Max	Min	Max
Summe bis 2020	20	33	13	23
Summe bis 2030	262	437	185	318

Quelle: Prognos

#### 7.8.5 Verteilung der Summe auf einzelne Maßnahmen

Um die Summe der Einsparungen den einzelnen Maßnahmen des Pakets zuordnen zu können, wurde ein Wirkmodell erstellt, das den Einfluss von Maßnahmen auf verschiedene Stufen im Lebenszyklus von Klima- und Lüftungsanlagen abschätzt und diese mit den Einsparwirkungen der jeweiligen Stufen verrechnet. Im Folgenden wird dies im Detail dargestellt.

##### 7.8.5.1 Wirkmodell

Im Lebenszyklus einer technischen Anlage kann man folgende Stufen definieren:

- Information/Motivation
- Planung

- Investition
- Betrieb/Optimierung
- Rückbau/Verwertung

Im vorliegenden Entwurf des NAPE Maßnahmenpakets Klima/Lüftung ist keine Investitionsförderung vorgesehen. Ebenso spielt der Rückbau keine Rolle. Im Fokus stehen dagegen Information von Planern und Nutzern über die Optimierungsmöglichkeiten, Anreize für eine verbesserte Planung sowie Maßnahmen für die einfachere Darstellung und Berechnung von Optimierungspotentialen. Das Wirkmodell konzentriert sich demnach auf die Punkte Information, Planung und Betrieb, die wie folgt gewichtet wurden:

**Betrieb/Optimierung: 60 %**

Der Großteil der Wirkung bis zum Jahr 2030 trifft den Anlagenbestand. Hier besteht erhebliches Potential bei der betrieblichen Optimierung der Anlagen.

**Planung: 30 %**

Für alle Neuanlagen, die ab heute bis zum betrachteten Zielzeitpunkt 2030 errichtet werden, ist die Planung der Anlage essentiell. Den Bedarf sehr gut abzuschätzen und einen fehlerfreien Einbau zu garantieren sind unter anderem wesentlich für einen effizienten Betrieb.

**Information/Motivation: 10 %**

Eine hohe Motivation des Nutzers und die ausreichende Information über den Stand der Technik bei allen Beteiligten bietet zwar den geringsten Effekt, ist aber für eine hohe Eigeninitiative abseits der geförderten Inspektionen unverzichtbar.

Aufbauend darauf wurden für jede der fünf Maßnahmen Gewichtungen festgelegt, die je Stufe in Summe wieder 100 % ergeben. Durch Multiplikation der Stufengewichte mit den Maßnahmengewichten und Addition über die Stufen hinweg ergeben sich die gesamten Anteile der einzelnen Maßnahmen am Gesamtprogramm. Die einzelnen Werte sowie das Ergebnis der prozentualen Aufteilung sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

*Tabelle 7-14: Wirkmodell und prozentuale Aufteilung der gesamten Wirkung auf die Maßnahmen*

	Information / Motivation	Planung	Betrieb / Optimierung	Wirkung je Maßnahme
<b>Gesamtwirkung</b>	<b>10 %</b>	<b>30 %</b>	<b>60 %</b>	<b>100 %</b>
<b>I. Öffentlichkeitsarbeit</b>	40 %	5 %	5 %	<b>9 %</b>
<b>II. Erweiterung der Norm</b>	15 %	40 %	40 %	<b>38 %</b>
<b>III. Inspektions-Tool</b>	10 %	5 %	25 %	<b>18 %</b>
<b>IV. Quickcheck-Tool</b>	10 %	5 %	15 %	<b>12 %</b>
<b>V. Neuanlagenlabel</b>	25 %	45 %	15 %	<b>25 %</b>

Quelle: Prognos

### 7.8.5.2 Einsparungen je Maßnahme

Für die Wirkung der einzelnen Maßnahmen sind die Ergebnisse aus Kapitel 7.8.4 zu den gesamten Einsparungen an End- und Primärenergie sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen mit den Prozent-Werten aus Kapitel 7.8.5.1 zu multiplizieren. Das Ergebnis ist in Tabelle 7-15 dargestellt. Dabei sind erneut die Randwerte der Schätzungen (von, bis) sowie die beiden Zieljahre 2020 und 2030 berücksichtigt.

Tabelle 7-15: Wirkung der fünf Maßnahmen bezüglich End- und Primärenergie sowie CO<sub>2</sub> für die Jahre 2020 und 2030

Bis 2020	EEV Strom (TJ)		EEV Wärme (TJ)		PEV Strom (TJ)		PEV Wärme (TJ)		CO <sub>2</sub> gesamt (kt)	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
I. Öffentlichkeitsarbeit	12	21	20	34	22	37	22	37	3	5
II. Erweiterung der Norm	55	91	87	149	98	164	95	164	13	21
III. Inspektions-Tool	26	43	40	69	46	77	45	76	6	10
IV. Quickcheck-Tool	17	28	27	46	30	50	29	50	4	6
V. Neuanlagenlabel	36	61	58	99	66	109	64	109	8	14
Summe	146	243	231	397	262	437	254	436	33	56

Bis 2030	EEV Strom (TJ)		EEV Wärme (TJ)		PEV Strom (TJ)		PEV Wärme (TJ)		CO <sub>2</sub> (kt)	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
I. Öffentlichkeitsarbeit	176	293	279	478	316	527	306	525	38	64
II. Erweiterung der Norm	775	1291	1229	2107	1394	2324	1352	2317	168	283
III. Inspektions-Tool	361	602	574	983	651	1084	631	1081	78	132
IV. Quickcheck-Tool	238	396	377	646	428	713	415	711	51	87
V. Neuanlagenlabel	516	861	819	1405	929	1549	901	1545	112	189
Summe	2066	3443	3277	5618	3718	6197	3605	6180	447	755

Quelle: Prognos

### 7.8.6 Evaluierungsansatz

Das Maßnahmenpaket Klima/Lüftung im Rahmen des NAPE hat primär zum Ziel, die Anzahl der Inspektionen von Klima- und Lüftungsanlagen zu erhöhen. Bei diesen Untersuchungen der technischen Systeme durch Fachkräfte handelt es sich um eine informatorische Intervention. Allein durch die Durchführung einer Inspektion ist noch kein Effizienzgewinn vorhanden. Dies stellt eine Evaluation grundsätzlich vor Herausforderungen. Anschließend liegt die angestrebte Wirkung (Umsetzung von vorgeschlagenen Maßnahmen) zeitlich weit hinter dem Zeitpunkt der Inspektion und der eindeutige kausale Zusammenhang zwischen der Inspektion und der Entscheidung für die Umsetzung einer Maßnahme kann nicht direkt bestimmt werden.

Mit diesen Voraussetzungen und ohne Kenntnis der konkreten im Maßnahmenpaket verankerten Ziele werden vorrangig direkte Output-Indikatoren sowie allgemeine Indikatoren für eine Befragung vorgeschlagen werden, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst sind. Diese sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

*Tabelle 7-16: Indikator-Vorschläge für die Evaluation des Maßnahmenpakets*

<b>Maßnahme</b>	<b>Datenquelle</b>
Anzahl der Inspektionen	Statistiken des Projektträgers
Fördersumme je Inspektion	Statistiken des Projektträgers
Leistungsklasse des inspizierten Systems	Befragung der Förderempfänger
Zufriedenheit mit der Inspektion	Befragung der Förderempfänger
In den Inspektionen vorgeschlagene Maßnahmen	Statistiken des Projektträgers
Potentiell einsparbare Energie bei Umsetzung aller empfohlenen Maßnahmen	Statistiken des Projektträgers
Welche energiesparenden Maßnahmen wurden getätigt bzw. sind geplant?	Befragung der Förderempfänger

Quelle: Prognos

### 7.8.7 Referenzen

CWA (2007): CEN Workshop Agreement on Saving lifetimes of Energy Efficiency Improvement Measures in *Bottom-Up* Calculations 2007.

Ecofys (2017): Programm zur Förderung der Inspektion von Lüftungsanlagen: Abschätzung zu Fallzahlen und Kosten.

Fraunhofer ISI / Prognos et. al.(2015): Evaluierung und Weiterentwicklung des Energieeffizienzfonds.

IREES (2014): IREES/Fraunhofer ISI, 2014, Evaluation des Förderprogramms „Energieberatung im Mittelstand“.

Prognos / Fraunhofer ISI (2011): Methodisches Begleitdokument zum 2. Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland gemäß EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG).

Prognos (2012): Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen

Schiller (2014): Schiller, H., R. Mai und C. Händel, 2014, Chancen der Energetischen Inspektion für Gesetzgeber, Anlagenbetreiber und die Branche. Fraunhofer IRB Verlag.

UBA (2013): Umweltbundesamt, 2013. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen

## **7.9 Visualisierung von Effizienzpotenzialen mittels Vermeidungskostenkurven**

### **7.9.1 Zielsetzung**

Im Rahmen des Arbeitspaketes 1 der Grundsatzstudie Energieeffizienz wurden für die einzelnen Endenergieverbrauchssektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr für eine abgestimmte Auswahl von Maßnahmen Energieeffizienzpotenziale ermittelt und mit Kostendaten hinterlegt. Die dabei zugrunde gelegte Datenbasis orientiert sich stark an den Klimaschutzszenario KS80 [Öko-Institut/Fraunhofer 2015]. Neuere Arbeiten zu diesem Thema sind nicht berücksichtigt worden.

Ziel dieser Kurzexpertise ist die Visualisierung dieser Potenziale in Form von Vermeidungskostenkurven. Dabei soll weitgehend auf die Ergebnisse des Arbeitspakets 1 aufgesetzt werden; neue Berechnungen sind nicht vorgesehen.

### **7.9.2 Methodische Anmerkungen**

Bei der Darstellung von Kostenvermeidungskurven werden üblicherweise auf der Abszisse die erreichbaren Vermeidungspotenziale der Maßnahmen kumuliert dargestellt; während auf der Ordinate die Grenzvermeidungskosten oder die absoluten Vermeidungskosten pro eingesparte kWh dargestellt werden. Dabei sind methodische Entscheidungen zu treffen, die im Folgenden dokumentiert werden.

#### *7.9.2.1 Vermeidungspotenziale*

Wie im Kapitel 3 des Berichts ausführlich dargestellt, wird der Begriff „Potenzial“ in unterschiedlichen Abgrenzungen verwendet:



- **Typ des Energieeinsparpotenzials:** physikalisch, technisch, wirtschaftlich, durch politische Instrumente erreichbar, u. a.
- **Baseline:** frozen efficiency, autonomer technischer Fortschritt
- **Methode/Parameter zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit:** Diskontsatz, Energieträgerpreispfade, Lernkurven bei Investitionskosten
- Annahmen zur **Diffusionsgeschwindigkeit**

In dieser Kurzexpertise wird das wirtschaftliche Energieeinsparpotenzial gegenüber autonomen technischen Fortschritt dargestellt. Bei der Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wird ein (die derzeitigen langfristigen Kapitalkosten reflektierender) Diskontsatz von 0,84 % angenommen. Die Energieträgerpreise entstammen der aktualisierten Energiereferenzprognose [Prognos/EWI/GWS 2014]. Die Annahmen zur Diffusionsgeschwindigkeit und zu den Lernkurven sind ebenfalls identisch zu den im Kapitel 4 des Berichts aufgeführten Werten.

Der wesentliche Unterschied zum Vorgehen in Kapitel 3 ist, dass in dieser Kurzexpertise in Absprache mit dem Auftraggeber als Baseline ein autonomer technischer Fortschritt unterstellt wird, während im Kapitel 3 die Potenziale gegenüber einer festgehaltenen Effizienz im Basisjahr ausgewiesen sind.

Die folgende Tabelle zeigt den Endenergieverbrauch der Sektoren gemäß dem autonomen technischen Fortschritt und stellt ihm den Energieverbrauch des Projektionsberichts 2017 gegenüber. Insgesamt ist die hier gewählte Baseline etwas (knapp 2 %) ambitionierter als das Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts 2017.

*Tabelle 7-17: Endenergieverbrauch 2030 bei dem oben beschriebenen Szenario mit autonomen technischen Fortschritt sowie im MMS-Szenario des Projektionsberichts 2017*

Endenergieverbrauch 2030 [PJ]	PB2017	baseline hier	Quelle
Private Haushalte	1.980	2.028	[Öko-Inst/Fraunhofer 2015], AMS
GHD	1.166	1.183	[Öko-Inst/Fraunhofer 2015], AMS
Industrie	2.353	2.200	[Öko-Inst/Fraunhofer 2015], AMS
Verkehr	2.644	2.575	[Prognos/EWI/GWS 2014]

### 7.9.2.2 Vermeidungskosten

Als absolute Vermeidungskosten werden typischerweise die annuierten Nettokosten verwendet. Dies sind die Investitionskosten

der Maßnahme zuzüglich der diskontierten Änderung der Betriebskosten aufgrund der Maßnahme (typischerweise Energiekosteneinsparungen, ggfs. Änderung der Wartungs- und Instandhaltungskosten).

Für die Darstellung in der Vermeidungskostenkurve werden die absoluten Vermeidungskosten durch das Einsparpotenzial geteilt. Dieser Quotient entspricht den Grenzvermeidungskosten und stellt die Kosten dar, die zur Einsparung einer Energieeinheit notwendig sind.

Bei der Bestimmung der Kosten wurde hier eine einzelwirtschaftliche Perspektive eingenommen: Es wurden die Kosten betrachtet, die beim umsetzenden Akteur anfallen. Infrastrukturkosten z. B. für Lade-Infrastruktur von Elektro-Pkw oder für Fernwärmetrassen gehen nicht in die Betrachtung ein. Dies wäre Gegenstand einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung, die neben den Systemkosten auch Zweitrundeneffekte wie z. B. zusätzliche Kosten durch Arbeitsplatzverluste oder Rebound-Effekte mit in die Betrachtung einbeziehen kann<sup>42</sup>.

Bei einigen Maßnahmen, etwa bei einer Prozessumstellung in einem Industriebetrieb, ist die Energieeinsparung ein Nebeneffekt. Eine Differenzierung zwischen „Ohnehin“-Kosten<sup>43</sup> und Kosten, die direkt mit der Vermeidung des Energieverbrauchs verbunden sind, erfolgt in dieser Kurzexpertise nicht.

Zwar können politische Instrumente die Vermeidungskosten einzelner Maßnahmen verändern (z. B. durch Investitionskostenzuschüsse die Wirtschaftlichkeit verbessern); in der vorliegenden Kurzexpertise wird dieser Aspekt jedoch nicht betrachtet, sondern lediglich die Wirkung der Instrumente auf das Potenzial dargestellt.

### 7.9.2.3 Visualisierung als Vermeidungskostenkurve

Die Vermeidungskostenkurve ist eine stückweise konstante Funktion, die die Vermeidungspotenziale der einzelnen Maßnahmen nach Kosten aufsteigend geordnet aneinanderreihet. Bei neueren Berechnungen [Beaumont 2004, Levihn 2014] von Vermeidungskostenkurven werden Kombinationen von Maßnahmen (sog. Maßnahmenbündel) sowie Interaktionen der Maßnahmen berücksichtigt (vgl. Abbildung 7-13). Dadurch wird berücksichtigt, dass nach Einsatz einer (kostengünstigen) Maßnahme den verbleibenden

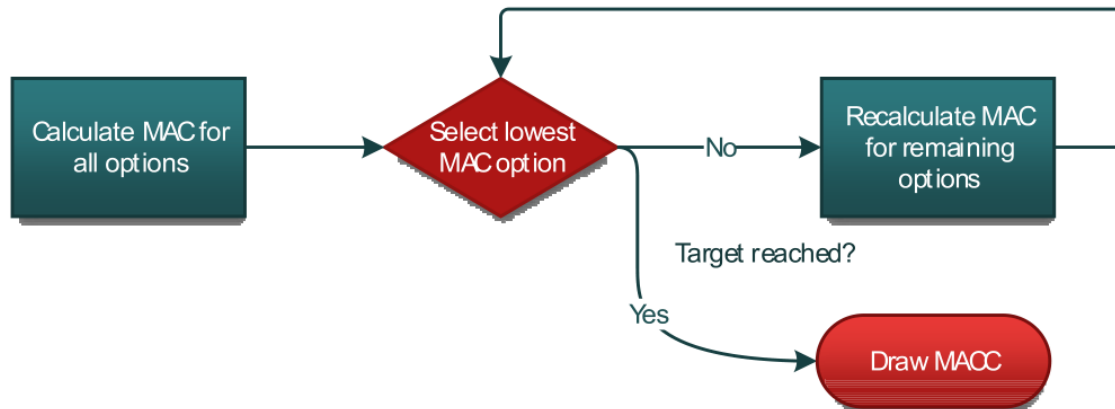
---

<sup>42</sup> Beispiel für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung ist BCG/Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland.

<sup>43</sup> Ohnehin-Kosten bezeichnen Kosten ohne direkten Bezug zum Energieverbrauch. Beispielsweise lässt sich ein Fenster-austausch differenzieren in Kosten, die bei einem Einbau eines Fensters nach Ordnungsrecht anfallen würden (Ohnehin-Kosten) und Kosten, die darüber hinaus zusätzlich entstehen würden, wenn ein Fenster mit besonders niedrigem U-Wert eingebaut wird. Die Unterscheidung zwischen energiebedingten Mehrkosten und Ohnehin-Kosten einer Energieeffizienzmaßnahme wird dann besonders wichtig, wenn sie mit Energieerzeugungsoptionen (z. B. Erneuerbare Energien) verglichen werden sollen.

Einsparoptionen ggfs. ein geringeres Potenzial zur Verfügung steht.

Abbildung 7-13: Beispielhafte iterative Methodologie zur Bestimmung der Vermeidungskostenkurve



MAC=Marginal Abatement Cost, d. h. Vermeidungskosten

MACC=Marginal Abatement Cost Curve,, d. h. Vermeidungskostenkurve

Quelle: [Levihn et al. 2014]

In den Sektoren Private Haushalte, GHD und Industrie wurde die Kumulierbarkeit der Potenziale durch ein der Abbildung 7-13 ähnliches Verfahren sichergestellt.

Im Sektor Verkehr erfolgte lediglich eine Einzelbetrachtung der Maßnahmen, vgl. Kap. 3.5. Das hat zur Folge, dass die Maßnahmenwirkungen nicht additiv sind: werden zwei oder mehrere Maßnahmen gleichzeitig umgesetzt, dann kannibalisieren sie sich gegenseitig in der Wirkung. So ist es z. B. nicht möglich, dass die wirtschaftlichen und technischen Potenziale der Maßnahmen „Elektromobilität“ und „CNG“ gleichzeitig vollständig gehoben werden. Ebenso reduziert eine Verlagerung zum Öffentlichen Verkehr die Personenverkehrsleistung des Motorisierten Individualverkehrs, so dass auch diese Maßnahme das Einsparpotenzial der anderen Maßnahmen beschneidet. Derartige Interaktionen zwischen den Maßnahmen erfordern eine szenarische Betrachtung, die nicht Gegenstand dieser Kurzexpertise ist. Die im Rahmen der Hauptstudie geplante und konzipierte Szenarienarbeit (vgl. Kap. 5.5) wurde in Absprache mit dem Auftraggeber für andere Arbeiten umgewidmet.

Daher wird in dieser Kurzexpertise auf die Darstellung einer Vermeidungskostenkurve im Sektor Verkehr verzichtet und stattdessen auf weitere Studien [Prognos / BCG 2018, COMBI 2018] verwiesen.

### 7.9.3 Vermeidungskostenkurven

#### 7.9.3.1 Gebäude

Im Arbeitspaket 1 der Grundsatzstudie wurden folgende Maßnahmen für die Gebäude quantifiziert: Heizungssysteme und Gebäudehülle in verschiedenen Gebäudetypen (Einfamilienhäuser, Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser, Nichtwohngebäude - Heizungssystem). Für eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen und der getroffenen Annahmen wird auf Kapitel 3 verwiesen.

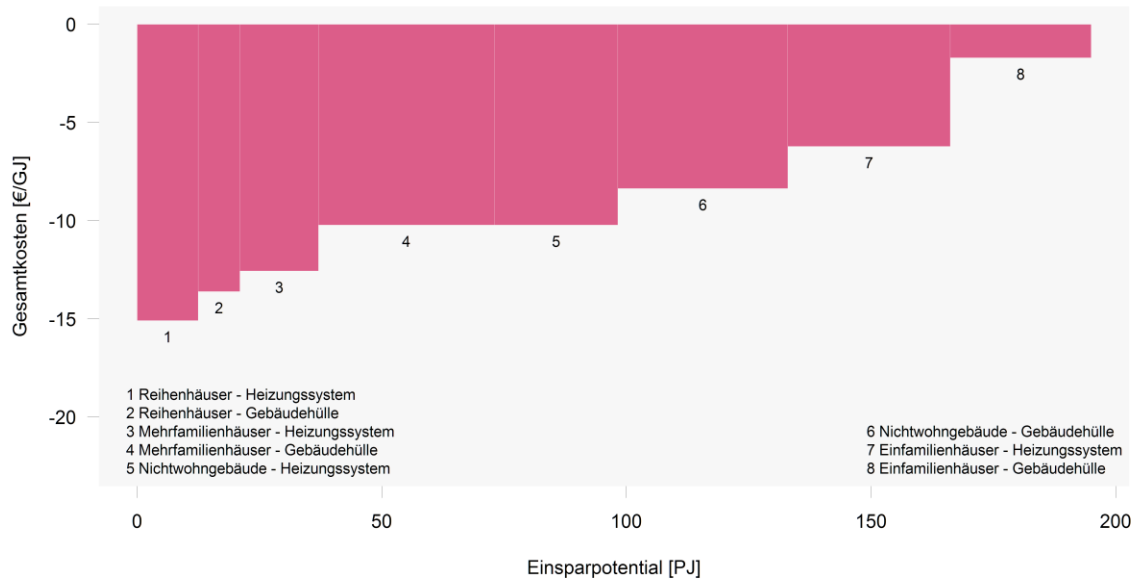
In Absprache mit dem Auftraggeber wurde als Baseline für die Vermeidungspotenziale im Gegensatz zum Hauptbericht eine Entwicklung gewählt, welche sowohl den autonomen technischen Fortschritt als auch die Wirkung von Instrumenten aus der Vergangenheit beinhalten, wie beispielsweise frühere Wärmeschutzverordnungen oder Förderprogramme zur Sanierung der Gebäudehüllen, Öko-design-Standards für Heizungssysteme. Daher liegen die ermittelten wirtschaftlichen Energieeinsparpotenziale niedriger als im Kapitel 3.

Das Ergebnis der Visualisierung ist in Abbildung 7-14 dargestellt. Maßnahmen, welche auf die Gebäudehülle abzielen, vor allem bei Nichtwohngebäuden (35 PJ), Mehr- und Einfamilienhäuser (36 und 29 PJ respektive) weisen die höchsten Vermeidungspotenziale im Sektor auf. Die Vermeidungskosten, einschließlich der eingesparten Energie, liegen im Negativen (i.e. es handelt sich um ökonomische Potenziale), allerdings weniger als bei anderen Potenzialen im Gebäudebereich. Maßnahmen an Heizungssystemen stellen sich mit niedrigeren Kosten dar, haben aber auch geringere Potenziale im Vergleich zu den Gebäudehüllen: Einfamilienhäuser haben bei den Heizungssystemen mit 33 PJ das größte Potenzial, gefolgt von Nichtwohngebäude (25 PJ), Mehrfamilienhäuser (16 PJ) und Reihenhäusern (13 PJ).

Den Potentialen liegt eine Sanierung mit auf Vollsanierungsäquivalenten zu Grunde, d.h. es wird in der Simulation von vollumfänglich sanierten Gebäuden ausgegangen. Sofern das Potential durch eine Sanierung im Rahmen von Einzelmaßnahmen gehoben werden soll, muss eine deutlich höhere Anzahl von Gebäuden adressiert werden.

In der Vermeidungskostenkurve sind die spezifischen Gesamtkosten der Maßnahmen über die Einsparungen aufgetragen. Die Fläche ergibt somit die gesamten Kosten bei Ausschöpfung der Potentiale.

Abbildung 7-14: Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Handlungsfelder im Sektor Gebäude 2030



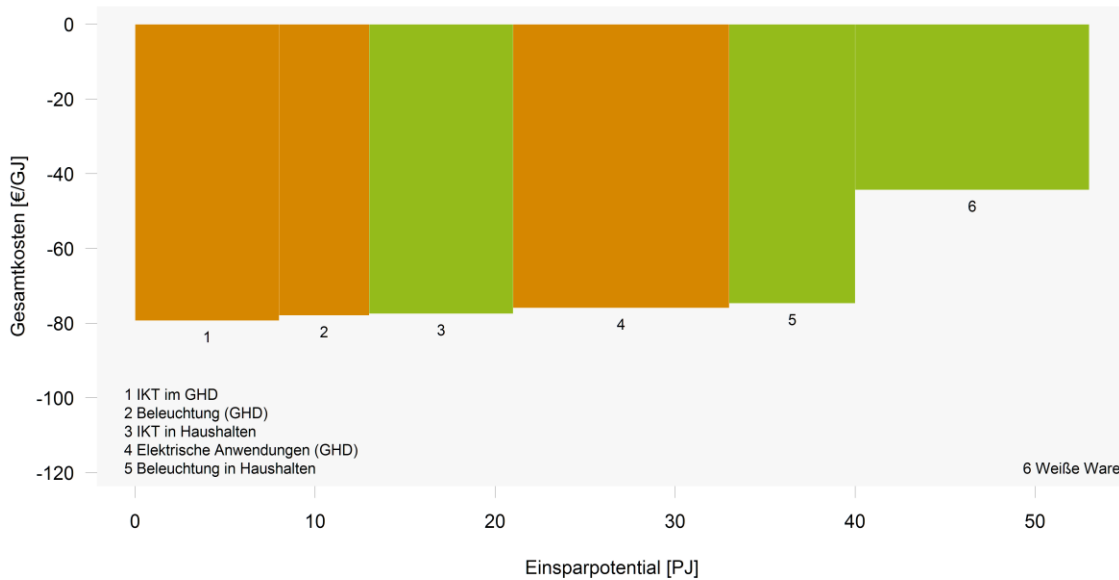
### 7.9.3.2 Geräte/Beleuchtung in Haushalten und GHD

Im Arbeitspaket 1 der Grundsatzstudie wurden folgende Maßnahmen für die Geräte/Beleuchtung in Haushalten und GHD quantifiziert: Weiße Ware in Haushalten, Beleuchtung in Haushalten und GHD, Informations- und Kommunikationstechnologien IKT in Haushalten und GHD. Für eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen und der getroffenen Annahmen wird auf den Hauptbericht verwiesen.

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde als Baseline für die Vermeidungspotenziale im Gegensatz zum Hauptbericht eine Entwicklung gewählt, welche sowohl den autonomen technischen Fortschritt als auch die Wirkung von Instrumenten aus der Vergangenheit, wie beispielsweise Öko-Design-Standards, Energiekennzeichnung, beinhalten. Daher liegen die ermittelten wirtschaftlichen Potenziale niedriger als diese in Kapitel 3 ausfallen.

Das Ergebnis der Visualisierung ist in Abbildung 7-15 dargestellt. Die Potenziale liegen geringer als bei den Gebäuden. Maßnahmen, welche auf die Weiße Ware abzielen, weisen die höchsten Vermeidungspotenziale im Sektor Haushalte auf (13 PJ). Potenziale für Beleuchtung in Haushalten und GHD liegen bei 7 bzw. 5 PJ, Potenziale für IKT in den beiden Sektoren bei jeweils 8 PJ. Die Vermeidungskosten, einschließlich der eingesparten Energie liegen deutlich im Negativen (i.e. es handelt sich um ökonomische Potenziale), deutlich unterhalb auch von Maßnahmen im Gebäudereich.

Abbildung 7-15: Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Maßnahmen bei Geräten/Beleuchtung in den Sektoren Haushalte (grün) und GHD (braun) 2030



### 7.9.3.3 Industrie

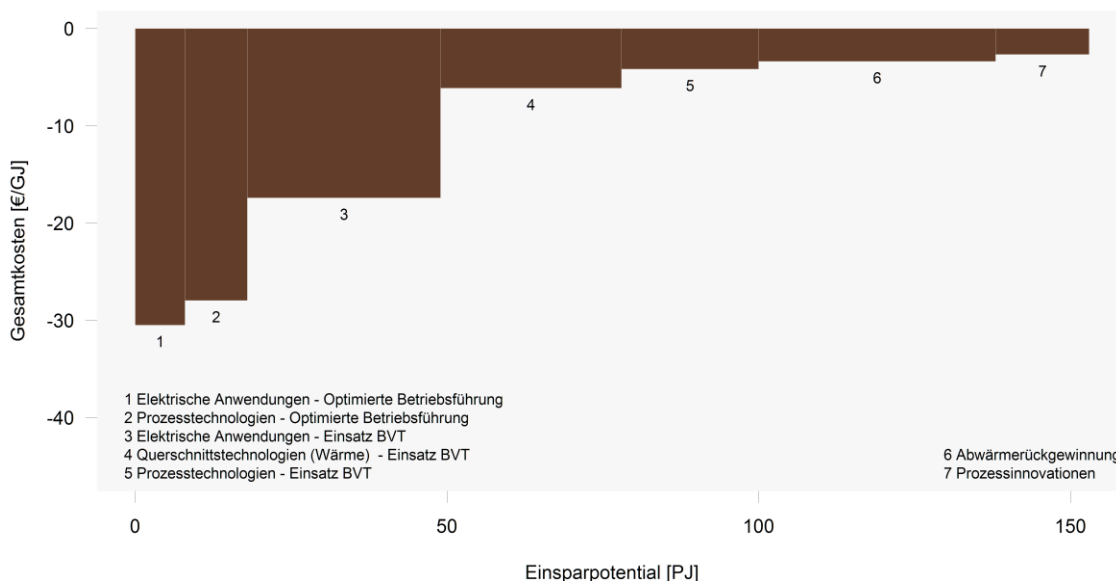
Im Arbeitspaket 1 der Grundsatzstudie wurden folgende Maßnahmen für die Industrie quantifiziert: Prozesstechnologien (Optimierte Betriebsführung und Beste Verfügbare Technologie BVT), Prozessinnovationen, Elektrische Anwendungen (Optimierte Betriebsführung und Beste Verfügbare Technologie BVT), Querschnittstechnologien Wärme (Einsatz BVT), Abwärmerückgewinnung. Für eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmen und der getroffenen Annahmen wird auf den Hauptbericht verwiesen.

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde als Baseline für die Vermeidungspotenziale im Gegensatz zum Hauptbericht eine Entwicklung gewählt, welche sowohl den autonomen technischen Fortschritt als auch die Wirkung von Instrumenten aus der Vergangenheit, wie beispielsweise Öko-Design-Standards und Energiekennzeichnung für industrielle Querschnittstechnologien beinhaltet. Daher liegen die ermittelten wirtschaftlichen Potenziale niedriger als diese in Kapitel 3 ausfallen.

Das Ergebnis der Visualisierung ist in Abbildung 7-16 dargestellt. Die höchsten Vermeidungspotenziale liegen bei der Abwärmerückgewinnung (38 PJ). Deren Vermeidungskosten liegen nahe bei Null (unter Berücksichtigung der eingesparten Energie). Ebenfalls nahe bei Null in den Kosten liegen Potenziale für Prozessinnovationen (15 PJ). Querschnittstechnologien bei Wärme (29 PJ), e.g. Dampferzeuger, führen schon zu deutlich negativeren Vermeidungskosten (i.e. es handelt sich um ökonomische Potenziale),

während sich Maßnahmen für elektrische Anwendungen wie Elektromotoren und optimierte Betriebsführung bei Prozessen besonders günstig darstellen.

Abbildung 7-16: Vermeidungskostenkurve für ausgewählte Maßnahmen im Sektor Industrie 2030



## 7.9.4 Fazit und Einordnung

### 7.9.4.1 Einordnung der Ergebnisse

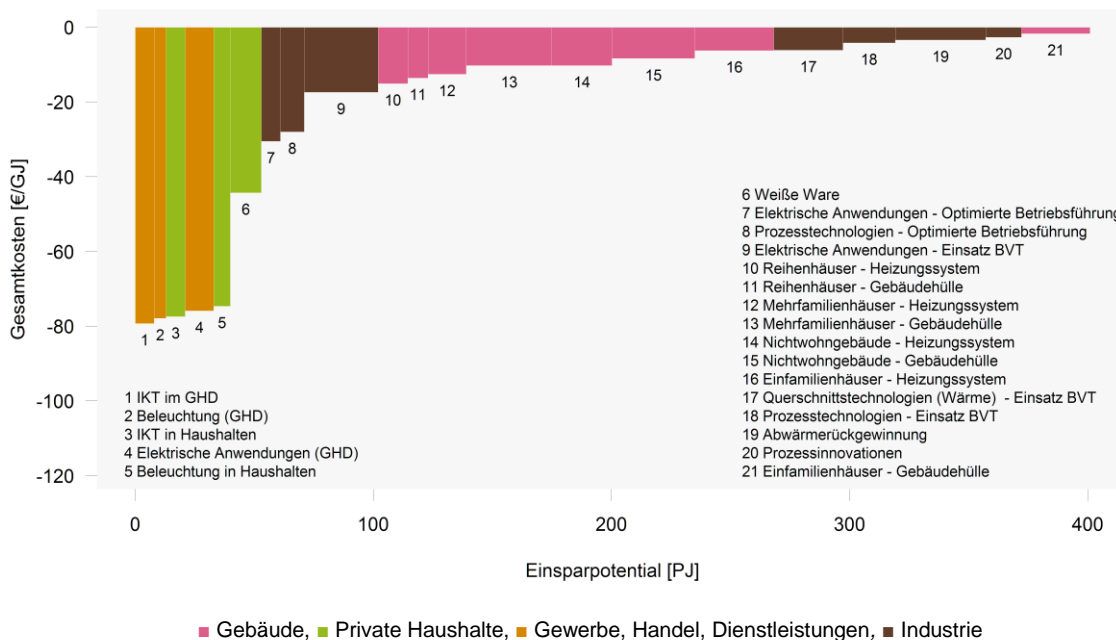
Nachdem der Primärenergieverbrauch Deutschland in den Jahren 2015 bis 2017 zugenommen hat [AGEB 2018], ist die Frage berechtigt, ob die erfolgreiche Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch der Jahre vor 2015 zukünftig fortgesetzt werden kann oder ob es sich um einmalige, nicht wiederholbare Effekte handelt.

Damit verbunden und ebenfalls von Interesse ist die Frage, ob die auf EU-Ebene<sup>44</sup> verhandelte – noch vorläufige – Energieeinsparverpflichtung erreichbar ist bzw. als wie ambitioniert sie einzuordnen ist.

Die folgende Abbildung fasst die im Kapitel 7.9.3 sektoral differenzierten Vermeidungskostenkurven in einer Darstellung zusammen. Demnach liegen die kumulierten wirtschaftlichen Einsparpotenziale bei 400 PJ (ohne den Sektor Verkehr).

<sup>44</sup> Finaler Kompromiss der Energieeffizienzrichtlinie vom 29.6.2018

Abbildung 7-17: Sektorübergreifende Vermeidungskostenkurve (ohne Verkehr) 2030



Im – nur sehr beschränkt möglichen – Vergleich mit anderen Potenzialuntersuchungen [COMBI 2018, BCG/Prognos 2018] liegen die ermittelten Potenziale im mittleren bis unteren Spektrum<sup>45</sup>.

Die jährlich neuen Einsparungen gemäß des – noch vorläufigen – Artikel 7 EED werden sich 2030 auf voraussichtlich zwischen 700 PJ und 750 PJ addieren<sup>46</sup>. Auch wenn ein direkter Vergleich mit den in dieser Studie betrachteten Potenzialen ungenau ist – insbesondere, weil die Analyse von politischen Instrumenten nicht Untersuchungsgegenstand war – ist die in Artikel 7 EED festgeschriebene Verpflichtung als sehr ambitioniert einzuordnen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Potentiale relativ zum Endenergieverbrauch des Jahres 2014<sup>47</sup> dargestellt.

<sup>45</sup> [COMBI 2018] weist – für ein teilweise anderes Maßnahmenaset – zwischen 750 und 790 PJ wirtschaftliches Einsparpotential aus, [Prognos/BCG 2018] weist – wiederum für ein anderes Maßnahmenaset und deutlich tiefere Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preispfade – ein wirtschaftliches Potenzial von ca. 27 Mio. t CO<sub>2a</sub> aus, was etwa 320 PJ entspricht.

<sup>46</sup> Annahme: 0,8 % jährlich neue Einsparungen von 8.750 – 9.125 PJ Endenergieverbrauch.

<sup>47</sup> Hier wurde das letztverfügbare Jahr der Energiestatistik und nicht das Basisjahr der Modellierung der Klimaschutzszenarien verwendet.



Tabelle 7-18: Relative Einsparpotentiale ggü. dem Jahr 2014

	Wirtschaftliches Potential 2020	Technisches Potential 2020	Wirtschaftliches Potential 2030	Technisches Potential 2030
Industrie	3%	6%	6%	12%
GHD	2%	5%	4%	9%
Private Haushalte	2%	9%	7%	16%
Gebäude	5%	8%	7%	17%
Gesamt	3%	7%	7%	14%

Tabelle 7-19: Relative jährliche Einsparpotentiale ggü. dem Jahr 2014

	jährliches wirtschaftliches Potential 2020	jährliches technisches Potential 2020	jährliches wirtschaftliches Potential 2030	jährliches technisches Potential 2030
Industrie	0,4%	0,8%	0,4%	0,7%
GHD	0,3%	0,7%	0,2%	0,5%
Private Haushalte	0,2%	1,3%	0,4%	0,9%
Gebäude	0,7%	1,2%	0,4%	1,0%
Gesamt	0,5%	1,0%	0,4%	0,8%

Damit ist festzustellen, dass die Energieeinsparverpflichtung 2030 nach Art. 7 EED als vergleichsweise ambitioniert einzuordnen ist. Es existieren jedoch einige Einschränkungen:

- In die Bestimmung der Potenziale sind jedoch bereits umfangreiche Annahmen zu Investitionszyklen und Hemmnisstrukturen eingegangen (vgl. Kap. 3).
- Zu beachten ist weiterhin, dass durch die Wahl der Baseline Potentiale, die bereits durch bestehende politische Instrumente gehoben werden, nicht ausgewiesen sind. Diese können aber im Rahmen der Berichterstattung nach Art. 7 EED gemeldet werden (bspw. bestehende Förderprogramme).

#### 7.9.4.2 Stärken und Schwächen von Vermeidungskostenkurven

Die hier betrachteten Vermeidungskostenkurven illustrieren die wirtschaftliche und technologische Machbarkeit von Energieeffizienz-Maßnahmen. Die Darstellung ist leichtverständlich und ist daher gut für die Kommunikation mit Akteuren geeignet, die sich nicht häufig mit den wirtschaftlichen und technologischen Schwierigkeiten der Energiewende beschäftigen.

Gleichzeitig ist vor vorschnellen Schlussfolgerungen aus der Analyse von Vermeidungskostenkurven zu warnen. So erlauben Vermeidungskostenkurven keine maßgeblichen Antworten auf die Frage, welche Maßnahmen sollten als erstes durchgeführt werden bzw. besonders stark zu forcieren sind.

Die Stärken und Schwächen von Vermeidungskostenkurven sind in der Literatur umfänglich diskutiert worden, z. B. [Ekins 2011, Kesicki 2011]. Wesentlich sind zwei Faktoren: die Qualität der Annahmen und die angewendete Methode zum Erzeugen der Vermeidungskostenkurve. Einige hiermit verbundene Aspekte sind im Folgenden kurz benannt.

### **Akteursbezogene Informationen fehlen**

Die Vermeidungskostenkurven konzentrieren sich häufig auf die technologische Seite der Maßnahme und vernachlässigen, dass auf Seite des Akteurs neben der Wirtschaftlichkeit weitere Faktoren eine Umsetzung hemmen [Schleich 2016]:

- **Vorlieben:** Zeit, Risiko, empfehlungsbezogen, Umwelteinstellung
- Vorhersagbares **Irrationales Verhalten:** Unaufmerksamkeit, psychologische Einflussfaktoren
- **Externe Barrieren:** Investor/Nutzer-Dilemma, Informationsgrad, Kapitalausstattung

In einigen Studien (s. [Garg 2014] und die Referenzen darin) werden diese Faktoren mithilfe von individuellen Diskontsätzen in die Vermeidungskosten integriert. Die dann anzusetzenden Diskontsätze liegen mit Werten über 30 % [Sanstad 1995] oft ein Vielfaches über den langfristigen Kapitalmarktzinsen und verändern die Form der Vermeidungskostenkurve deutlich.

Deutliche Unterschiede können sich ebenfalls zeigen, wenn für einzelne Akteursgruppen (z. B. nach sozioökonomischen Kriterien) separate Vermeidungskostenkurven dargestellt werden.

### **Pfadabhängigkeiten und zeitliche Bezüge fehlen**

Vermeidungskosten sind häufig ein statischer Schnappschuss. Energiepreis- und Investitionskostenentwicklungen werden von außen vorgegeben. Interaktionen zwischen Maßnahmen und Preisentwicklungen oder auch zwischen verschiedenen Maßnahmen (Lock-in-Effekte) sind i. d. R. nicht abgebildet.

Die Vermeidungskostenkurve ermöglicht auch keine Einsicht, wann mit welcher Maßnahme begonnen werden soll, etwa um vorgegebene Ziele zu erreichen.

### **Ungenauigkeiten aufgrund der Aggregationsebene**

Die Kosten selbst innerhalb einer Maßnahme können sich deutlich unterscheiden. So ist die Darstellung von Skaleneffekten (geringere spezifische Kosten mit wachsender Größe des Vorhabens, z. B. serielle Sanierung) nur schwer darstellbar.

Die i. d. R. fehlende Differenzierung zwischen Ohnehin- und energiebezogene Investitionskosten wurde bereits genannt.

### **7.9.5 Literatur**

AGEB (2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2017 (Stand Juli 2018)

N. J. Beaumont, R. Tinch (2004): Abatement cost curves: a viable management tool for enabling the achievement of win–win waste reduction strategies? *Journal of Environmental Management* 71 207–215

Bundesregierung (2017): Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013

Combi (2018): Quantifying multiple impacts of energy efficiency. <https://combi-project.eu>

Ecofys, ifeu, Fraunhofer ISI, Prognos, BBH, PwC (2017): NAPE 2.0 Abschlussbericht April 2017, im Auftrag des BMWi.

P. Ekins, F. Kesicki, A. Z. P. Smith (2011): Marginal Abatement Cost Curves: A call for caution. A report from the UCL Energy Institute to, and commissioned by, Greenpeace UK

A. Garg, P.R. Shukla, J. Maheshwari, J. Upadhyay (2014): An assessment of household electricity load curves and corresponding CO<sub>2</sub> marginal abatement cost curves for Gujarat state, India. *Energy Policy* 66 (2014) 568–584

D. L. Greene (1983): A Note on Implicit Consumer Discounting of Automobile Fuel Economy: Reviewing the Available Evidence. *Transpn. Res.-B*, Vol 17B, No. 6, 491--499, 1983

F. Kesicki, N. Strachan (2011): Marginal abatement cost (MAC) curves: confronting theory and practice. *Environmental Science & Policy* 14 (2011), 1195--1204

F. Levihn, C. Nuur, S. Laestadius (2014): Marginal abatement cost curves and abatement strategies: Taking option interdependency and investments unrelated to climate change into account. *Energy* 76 (2014) 336—344

Öko-Institut/Fraunhofer (2015): Klimaschutzscenario 2050. Zweiter Endbericht. Im Auftrag des BMUB, 2015

Prognos/EWI/GWS: Referenzprognose: Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2030/2050, energiewirtschaftliche Referenzprognose, im Auftrag des BMWi, 2014

Prognos / BCG (2018): Klimapfade für Deutschland. Im Auftrag des BDI

A. H. Sanstad, C. Blumstein, S. E. Stoff (1995): How high are option values in energy-efficiency investments? Energy Policy Vol. 23, No. 9, pp. 730-743 1995

J. Schleich, X. Gassmann, C. Faure, T. Meissner (2016): Making the implicit explicit: A look inside the implicit discount rate. Energy Policy 97 (2016) 321–331

A. Vogt-Schilb, S. Hallegatte (2014): Marginal abatement cost curves and the optimal timing of mitigation measures. Energy Policy 66 (2014) 645–653