geea
Die Allianz für
Gebäude-Energie-Effizienz

dena
Deutsche Energie-Agentur

GEBÄUDESTUDIE

Szenarien für eine marktwirtschaftliche Klima- und Ressourcenschutzpolitik 2050 im Gebäudesektor

Eine Studie der dena, der geea und weiterer Verbände aus dem Bereich Gebäudeenergieeffizienz.

Impressum

Herausgeber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
Internet: www.dena.de

Wissenschaftliche Gutachter
Dr. Harald Hecking, ewi Energy Research & Scenarios (ewi ER&S)
Oliver Hennes, ewi ER&S
Dr. Christina Elberg, Cordelia Frings, Martin Hintermayer, Dominic Lencz, Theresa Wildgrube, alle ewi ER&S

Prof. Dr. Bert Oschatz, Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden GmbH (ITG)
Dr. Bernadetta Winiewska, ITG
Bettina Mailach, ITG

Prof. Dr. Andreas Holm, Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München (FIW)
Florian Kagerer, FIW

Auftraggeber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Projektsteuerung
Christian Stolte, dena
Thomas Bründlinger, dena
Oliver Krieger, dena

Kapitelverantwortung

ewi Energy Research & Scenarios	Kapitel 2, 3, 4.1, 4.3, 5.3, 6, 7, 8.1, 8.3, 8.4
ITG Dresden & FIW München	Kapitel 4.2, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 8.1, 8.2, 8.3

Stand: 10/2017
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.
Diese Publikation wurde erstellt mit freundlicher Unterstützung durch

Inhalt

Impressum **3**

Inhalt **4**

1 Executive Summary **6**

2 Einleitung und zentrale Fragestellungen **9**

3 Definition der betrachteten Szenarien **11**

4 Methodik **13**

4.1 Bilanzierung von THG-Emissionen und Energiemengen im Gebäudesektor 14

4.1.1 Quell- und Verursacherprinzip sowie Bewertung von Vorkettenemissionen 15

4.1.2 Zurechnung der Endenergieverbräuche auf den Gebäudesektor 16

4.2 Sektorspezifische Untersuchung des Gebäudesektors 17

4.2.1 Bestimmung der CO_2-Zielwerte für den Gebäudesektor nach Verursacherprinzip in 2050 17

4.2.2 Gebäudespezifische Eingangsparameter 19

4.3 Der Gebäudesektor im integrierten Energiesystem 25

4.3.1 Von der gebäudespezifischen zur sektorintegrierten Betrachtung 25

4.3.2 Simulation des Energiesystems 26

4.3.3 Parameter der Modellanalyse des Gesamtsystems 28

5 Entwicklung der Transformationspfade im Gebäudesektor **32**

5.1 Status quo: Gebäudebestand 33

5.2 Gebäudespezifische Transformationspfade 34

5.2.1 Anlagentechnik 34

5.2.2 Gebäudehülle/Sanierungsrate 42

5.3 Investitionskosten für Gebäudehülle und Anlagentechnik 46

5.4 Wartungskosten und andere fixe Betriebskosten für Heizungen 48

6 Modellanalyse des Gebäudesektors im Gesamtsystem 49

6.1 Endenergieverbrauch des Gebäudesektors 49

6.2 Rückwirkungen des Gebäudesektors auf die deutsche Stromerzeugung 51

6.3 Entwicklung der THG-Emissionen 53

6.3.1 THG-Emissionen des Gesamtsystems 53

6.3.2 THG-Emissionen des Gebäudesektors 56

6.4 Potenziale von PtX 57

7 Kostenbewertung des Gebäudesektors im Gesamtsystem 62

7.1 Direkte Kosten für Endenergieverbrauch 63

7.2 Nicht zurechenbare Kosten im Gebäudesektor 65

7.3 Gesamtkostenbetrachtung im Gebäudesektor 67

8 Exkurse 69

8.1 Leistungsverlauf: Analyse einer zweiwöchigen „kalten Dunkelflaute“ 69

8.2 Gebäude als Energieerzeuger 73

8.3 Digitalisierungspotenzial 75

8.4 Regionalität 79

9 Ausblick und weitere Untersuchungsschwerpunkte 81

10 Literaturverzeichnis 83

11 Abbildungsverzeichnis 86

12 Tabellenverzeichnis 88

13 Abkürzungen 90

1 Executive Summary

Die Zielsetzung der deutschen Energie- und Klimapolitik ist ehrgeizig: Bis 2050 sollen die Emissionen von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 80 bis 95 % sinken. Dazu kommen die Beschlüsse der Pariser Klimakonferenz, nach denen die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, besser auf 1,5 Grad begrenzt werden soll. Die Transformation des Gebäudebereichs ist für die Energiewende als Ganzes von entscheidender Bedeutung, schließlich wurden 2015 in Deutschland von insgesamt 2.466 TWh Endenergie allein 779 TWh für Wärme im Gebäudesektor verbraucht (BMWi 2017), und damit mehr als im Verkehr (766 TWh) oder in der Industrie (493 TWh). Damit bietet der Gebäudesektor großes Potenzial für die Minderung von Treibhausgasemissionen. Im integrierten Energiesystem werden Gebäude zukünftig eine noch wichtigere Rolle spielen, auch im Hinblick auf ihre Speicherpotenziale sowie die Interaktion mit den Bereichen Energieerzeugung und Energieverteilung, Verkehr und Industrie.

Die vorliegende Studie liefert eine ökonomische Analyse des Gebäudesektors. Es wird untersucht, wie die Transformation des Gebäudesektors durch ein Zusammenspiel aus Gebäudehülle, Anlagentechnik und der Umstellung der Energieerzeugung hin zu einer Zielerreichung von 80 % bzw. 95 % Treibhausgasminderung gelingen kann. Sie wurde von den Mitgliedern der Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz (geea) initiiert und wird von einem breiten Verbändekreis mit getragen. Die Studie wird im Kontext der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ entwickelt.

Für die Untersuchung werden drei Leitszenarien entwickelt:

- „Referenz“: Die aktuelle Entwicklung wird fortgeschrieben. Klimaziele werden so nicht erreicht („RF“).
- „Elektrifizierung“: Die Treibhausgasminderung geschieht zentral durch weitgehende Elektrifizierung der Gebäudebeheizung und Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere im Strombereich. Die Klimaziele 80 % und 95 % werden erreicht („EL80“ und „EL95“).
- „Technologiemix“: Die Treibhausgasminderung geschieht durch einen breit gefächerten Einsatz an vielzähligen Technologien, die durch erneuerbaren Strom sowie durch den Einsatz synthetischer Brennstoffe auf Basis erneuerbarer Energien in bestehenden Verbrennungstechnologien klimaneutral betrieben werden können. Die Klimaziele 80 % und 95 % werden erreicht („TM80“ und „TM95“).

Innerhalb dieser Leitszenarien werden Transformationspfade gebildet, die die Wirkungszusammenhänge aus Gebäudehülle, Anlagentechnik und Energiebereitstellung für die Zielerreichung im Gebäudesektor berücksichtigen. Es folgt die Untersuchung aus zwei Perspektiven: Eine sektorspezifische Analyse stellt aufbauend auf dem Status quo die benötigten Sanierungsmaßnahmen, Installationen von Anlagentechnik und daraus resultierende Investitionen gegenüber. Die gesamtsystemische Analyse beleuchtet darauf aufbauend Rückwirkungen der Transformationspfade des Gebäudesektors im integrierten Energiesystem. Die zentralen Ergebnisse und Schlussfolgerungen werden hier dargestellt.

Mit einem „weiter so wie bisher“ werden die Klimaschutzziele im Gebäudebereich nicht erreicht.

Die derzeitigen Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien im Gebäudebereich sind nicht ausreichend, um die Klimaschutzziele einer 80 bzw. 95%igen Treibhausgasreduzierung im Gebäudebereich zu erreichen. Die Einsparungen im Referenzszenario sind zu gering, sodass eine deutliche Zielverfehlung resultiert.

Die Zielerreichung der Klimaschutzziele 2050 ist möglich.

Alle Zielszenarien belegen, dass die Klimaschutzziele im Gebäudebereich durch den Dreiklang aus Effizienz, direkter Nutzung erneuerbarer Energien und Sektorkopplung erreicht werden können. Die politischen Vorgaben zur CO_2-Reduktion sind technisch machbar.

Energetische Sanierung der Gebäudehülle und die verbesserte Anlageneffizienz sowie der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien bilden die Grundlage für die Wärmewende im Gebäudesektor.

Investitionen in Gebäudesanierung und effiziente Anlagentechnik auf Basis erneuerbarer Energien sind die Grundlage für die Erreichung der Klimaziele. In allen betrachteten Szenarien sinkt der Endenergieverbrauch des Gebäudesektors signifikant gegenüber heute. Im Elektrifizierungsszenario reduziert sich dieser in 2050 um 73 % gegenüber 2015 und übertrifft damit das Technologiemix-Szenario um 17 Prozentpunkte. Aber auch im Referenz-Szenario findet aufgrund der Fortschreibung der geringfügigen Effizienzsteigerung in Gebäudehülle und Anlagentechnik eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um 43 % in 2050 gegenüber 2015 statt. Das klimaschutzpolitische Minderungsziel von 80 bis 95 % wird hierbei jedoch nicht erreicht.

Sowohl beim Einsatz eines breiten Technologiemix als auch bei einer weitgehenden Elektrifizierung der Anlagentechnik können die Klimaziele im Gebäudebereich erreicht werden.

Zum Erreichen der Klimaziele werden bis 2050 in den Elektrifizierungsszenarien EL80 und EL95 schrittweise über 16 Mio. Wärmepumpen in Wohngebäuden zugebaut. Dies entspricht im Jahr 2050 einem Anteil von ca. 70 % der installierten Anlagen. Der Energieträger Strom ist unter Berücksichtigung sektorübergreifender Klimaziele in Deutschland in 2050 nahezu klimaneutral, wodurch der Gebäudesektor die Klimaziele erreicht.

Diese Zielerreichung ist genauso möglich, wenn bis 2050 ein breiter Mixeinsatz konventioneller Heizungstechnologien verwendet wird. In den Technologiemix-Szenarien TM80 und TM95 befinden sich dann über 10 Mio. effiziente Gas- und Ölheizungen im Gebäudesektor sowie über 1 Mio. gasbetriebene Mini-KWK-Anlagen. Die Anzahl der Wärmepumpen liegt in diesen Szenarien 2050 bei rund 7 Mio. Geräten. Die Zielerreichung gelingt neben Effizienzmaßnahmen an Gebäudehülle und Anlagentechnik vor allem durch den zunehmenden Einsatz erneuerbarer Energien und auf Basis erneuerbarer Energien erstellter synthetischer Brennstoffe.

Das EL-Szenario bedingt deutlich höhere Investitionssummen im Gebäudesektor als das TM-Szenario.

Die Klimazielerreichung des Gebäudesektors bedarf gegenüber dem Referenz-Szenario energiebedingte Mehrinvestitionen in Gebäudehülle, Anlagentechnik und in das Energiesystem. Diese Mehrinvestitionen sind in den Elektrifizierungsszenarien deutlich höher als in den entsprechenden Technologiemix-Szenarien. Dabei ist zu beachten, dass es sich in der Studie nicht um eine makroökonomische Betrachtung handelt. So bleiben etwaige Effekte in Bezug auf Arbeitsplätze, inländische Wertschöpfung oder den effizienten Einsatz von Kapital oder Arbeitskraft ausgeblendet. Zu diesen Effekten liegen bislang noch keine belastbaren Forschungsergebnisse vor.

Infrastruktur- und Kapazitätsbedarf sind zentrale Aspekte bei der Umsetzung der Szenarien. In den Technologiemix-Szenarien werden bestehende Energieinfrastrukturen besser genutzt.

Die Transformationspfade des Gebäudesektors haben große Auswirkungen auf die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems. Der starke Anstieg des Strombedarfs sowohl im Gebäudesektor als auch im Verkehr und der Industrie verursacht in den Elektrifizierungsszenarien einen steigenden Bedarf an gesicherter Leistung im Stromsektor sowie deutliche Mehrinvestitionen in Stromnetze. Gas- und Ölnachfrage (inkl. synthetischem und biogenem Gas und Öl) sind besonders in den Elektrifizierungsszenarien im Gebäudesektor stark rückläufig. Die Gasnachfrage von heute ca. 400 TWh sinkt bis 2050 auf 24 TWh ab. Damit sinkt die Auslastung der Gasnetze und insbesondere der Verteilernetze stark, wodurch sich ein Refinanzierungsproblem dieser Infra-

strukturen ergibt. Gleiches gilt für die Nachfrage nach Heizöl und die Auslastung der Mineralöl-Logistik. In den Technologiemix-Szenarien steigt der Stromverbrauch und damit entsprechend der Bedarf an gesicherter Leistung geringer. Bestehende Energieinfrastrukturen werden bei höherer Gas- und Heizölnachfrage stärker genutzt. In den Technologiemix-Szenarien werden weiterhin etwa 150 TWh an Gas und 45 TWh an Heizöl aus dem Gebäudesektor nachgefragt.

Synthetische Brennstoffe sind in beiden 95-%-Szenarien essenziell zur THG-Minderung. Im Technologiemix-Szenario ist ihr Bedarf am höchsten und wird zu großen Teilen importiert.

Im TM95-Szenario wird 2050 die gesamte Gas- und Ölnachfrage des Gebäudesektors durch synthetische Brennstoffe bereitgestellt, die zu großen Teilen aus außereuropäischen Ländern (Afrika, Asien) importiert werden. Beim EL95 dagegen werden 2050 nahezu keine synthetischen Brennstoffe unmittelbar im Gebäudesektor mehr verbraucht. Dennoch sind auch im EL95-Szenario synthetische Brennstoffe zur Stromerzeugung und damit zur Stromversorgung von Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektor unabdingbar. Der modellierte Gesamtbedarf an synthetischen Brennstoffen über alle Sektoren ist im TM95-Szenario fast doppelt so hoch wie im Szenario EL95. Auch im TM80-Szenario benötigt der Gebäudesektor synthetische Brennstoffe, während es im EL80-Szenario keine Nachfrage gibt. Tabelle 1 zeigt die zentralen Ergebnisse der Studie:

	Szenario	„RF“	„EL80“	„EL95“	„TM80“	„TM95“
Vollsanierungsäquivalente in Wohngebäuden [%]		0,8 – 1,1	1,6 – 2,8	1,8 – 2,8	1,4	1,4
Endenergiebedarf im Gebäudesektor nach EnEV in 2050 [TWh]	Gas (inkl. synthetischer Anteile)	258,7	23,5	17,9	151,0	140,9
	Öl (inkl. synthetischer Anteile)	54,2	3,5	1,8	43,9	40,9
	Biomasse	63,2	24,9	22,2	50,4	50,6
	Strom	74,7	144,3	138,8	97,7	103,6
	Fernwärme	64,3	45,5	39,9	52,7	51,3
	Summe	515,1	241,7	220,6	395,7	387,3
PtX-Bedarf Gebäude in 2050 [TWh][1]		-	-	7	43	151
Mehrkosten Gebäudesektor ggü. „Referenz“ [%]		-	+20	+21	+12	+14

Tabelle 1: Zentrale Studienergebnisse für den Gebäudesektor (nach EnEV) nach Szenario

[1] Undiskontierte Gesamtkosten, kumuliert bis 2050.

2 Einleitung und zentrale Fragestellungen

Aufbauend auf dem Aktionsprogramm hat die Bundesregierung 2016 einen nationalen „Klimaschutzplan 2050“ beschlossen, der die Zwischenziele für das Jahr 2030 zur Erreichung des Langfristziels 2050 beinhaltet: Bis 2030 sieht die Bundesregierung dazu eine Minderung der Treibhausgase um ca. 55 % gegenüber 1990 vor, wobei für jeden Sektor spezifische Minderungsziele gesetzt werden. Dazu kommen die Beschlüsse der Pariser Klimakonferenz, nach denen die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, besser auf 1,5 Grad begrenzt werden soll.

Der Gebäudesektor[2] spielt dabei eine relevante Rolle: Entsprechend dem Klimaschutzplan[3] (KSP) des BMUB entfielen ca. 13 % oder 119 Mio. t CO_2 der deutschen THG-Emissionen in 2014 auf den Gebäudesektor (BMUB 2016a). Dieser Wert soll nach Zielsetzung im KSP bis 2030 auf 70 bis 72 Mio. t CO_2 sinken, was einer Minderung von 67 bzw. 66 % gegenüber 1990 entspricht. Für das Jahr 2050 gibt es bislang kein sektorales Ziel. Gleichwohl wird der Gebäudesektor einen entsprechenden Beitrag zum 80/95-%-Ziel leisten müssen, sodass hier eine bedeutsame Transformation zu erwarten ist.

Strategische Grundlage für diese Transformation bilden zahlreiche Papiere der Bundesregierung: Wesentlich für den Gebäudesektor sind u. a. die Energieeffizienzstrategie Gebäude (2015), das Grünbuch Energieeffizienz (2016) oder der Klimaschutzplan (2016). Die Dokumente haben gemeinsam, dass sie auf einen sog. energiepolitischen Dreiklang setzen:

- 1. Reduktion des Endenergieverbrauchs,
- 2. direkte Nutzung erneuerbarer Energie im jeweiligen Verbrauchssektor (im Gebäudebereich u. a. Solarthermie, Biomasse, Umweltwärme),
- 3. Nutzung erneuerbaren Stroms.

Erneuerbare Energien bilden das Rückgrat der künftigen Wärmeversorgung, wobei eine zunehmende Bedeutung der Wärmepumpe erwartet wird. Gleichzeitig soll eine deutliche Verbesserung der energetischen Qualität der Gebäudehülle, insbesondere bei den Wohngebäuden, den Wärmebedarf reduzieren. In diesem Kontext liefert die vorliegende Studie eine Analyse aus ökonomischer sowie anlagen- und gebäudetechnischer Sicht, die neben der THG-Bilanz auch die ökonomischen Folgen, die technische Machbarkeit und die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland für verschiedene Transformationspfade bis 2050 untersucht. Makroökonomische Aspekte hinsichtlich möglicher Unterschiede in Wertschöpfung und Wachstumseffekten werden in der Studie nicht betrachtet.

Besonderheit dieser Studie ist, dass der Gebäudesektor (d.h. Wohn- und Nichtwohngebäude) aus zwei Perspektiven untersucht wird: zunächst sektorspezifisch, dann daran anschließend als Teil des integrierten Energiesystems.

Als Grundlage der Untersuchung für den Gebäudesektor werden vier zielerreichende Szenarien untersucht: Jeweils für das 80- bzw. 95-%-Ziel wird ein Pfad „Elektrifizierung“ (EL80/EL95) mit einem Pfad „Technologiemix“ (TM80/TM95) kontrastiert. Als Vergleichsgröße dient ein weiteres Szenario „Referenz“ (RF), das heutige Entwicklungstendenzen fortschreibt, aber nicht ambitioniert genug ist für eine hinreichende THG-Minderung

[2] Die Abgrenzung des Gebäudesektors entspricht in dieser Aussage der Definition im Klimaschutzplan des BMUB. Die vom BMUB leicht abweichende in dieser Studie verwendete Definition des Gebäudesektors wird in Kapitel 4 erläutert.
[3] Der Klimaschutzplan bilanziert nach Quellprinzip.

entsprechend der Ziele. Es ist hervorzuheben, dass es sich bei der beschriebenen Methodik nicht um eine volkswirtschaftliche Optimierung handelt, da die Entwicklung der Transformationspfade des Gebäudesektors zunächst unabhängig vom Energiesystem erfolgt.

Die Analyse der genannten Pfade soll die folgenden zentralen Fragestellungen dieser Studie beantworten:

- **Gebäudehülle:** Welche Sanierungsraten sind im Dreiklang mit Anlagentechnik und Energiebereitstellung zur Zielerreichung notwendig? Welche Unterschiede bestehen zwischen den Ein- und Zweifamilienhäusern sowie zwischen kleinen und großen Mehrfamilienhäusern?
- **Anlagentechnik:** Wie kann sich der Technologie- und Anlagenmix entwickeln, damit eine Transformation des Gebäudesektors entsprechend der THG-Minderungsziele bis 2050 gelingt? Wie setzt sich der Anlagenpark der Zukunft marktgerecht zusammen? Welche Bedeutung werden Hybridheizungssysteme einnehmen? Welche Rolle spielt die Digitalisierung im Kontext der Hybridisierung?
- **Energieträger:** Welche Verbräuche an Endenergie entstehen in den Transformationspfaden und wie wird die Energie bereitgestellt? Wie sieht der entsprechende Strommix sowie Kraftwerkspark aus? Welcher Mix für fossiles, biogenes oder synthetisches Gas und Öl ergibt sich? Welche Potenziale hat Power-to-Gas/Fuel und woher kommen die synthetischen Brennstoffe? Welche Rolle spielt Power-to-Heat? Welche Im- und Exporte an Energieträgern ergeben sich?
- **Kostenwirkungen:** Welche Kosten entstehen in den entsprechenden Transformationspfaden? Welche Investitionen in Anlagen und Gebäudehülle sind wann zu tätigen? Welche Kosten entstehen jeweils für den Brennstoffbezug sowie im Stromsystem?
- **Infrastruktur und Versorgungssicherheit:** Welche Bedarfe an Infrastruktur ergeben sich in Deutschland und wie kann eine sichere Energieversorgung gewährleistet werden?

Die Untersuchung ist wie folgt aufgebaut: Zunächst erfolgt die Definition der dieser Studie zugrunde liegenden Szenarien (Abschnitt 3). Danach wird die Methodik der Untersuchung vorgestellt, insbesondere in Hinblick darauf, dass die Studie den Gebäudesektor sowohl sektorspezifisch als auch als Teil des Energiesystems beleuchtet (Abschnitt 4). Die verschiedenen Transformationspfade des Gebäudesektors werden in Abschnitt 5 hergeleitet und diskutiert, ehe in Abschnitt 6 der Gebäudesektor als Teil des Energiesystems analysiert wird. Abschnitt 7 bewertet die Kosten der untersuchten Transformationspfade für den Gebäudesektor. Abschnitt 8 umfasst vier Exkurse zu den Themen „sichere Energieversorgung in der Dunkelflaute“, „Gebäude als Energieerzeuger“, „Digitalisierungspotenziale im Gebäudesektor“ sowie „regionale Aspekte des Gebäudesektors“. In Abschnitt 9 wird ein Ausblick gegeben auf weitere Untersuchungsaspekte, die im Rahmen der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ oder anderer Forschungsvorhaben untersucht werden sollten.

3 Definition der betrachteten Szenarien

Die Erkenntnisse der vorliegenden Untersuchung werden anhand des Vergleichs dreier verschiedener Szenarien gewonnen: Referenz, Elektrifizierung und Technologiemix. Diese werden in insgesamt 5 Variationen analysiert, da sowohl Elektrifizierung als auch Technologiemix in jeweils 2 Varianten (80%-Minderung und 95%-Minderung) gerechnet werden. Die Szenarien entsprechen jenen der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“.

Szenario I: „Referenz” (RF)

Das Szenario „Referenz“ schreibt aktuelle Entwicklungen im Gebäudesektor, d. h. bei Wohngebäuden (Haushalte) sowie Nichtwohngebäude aus Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), bis ins Jahr 2050 fort. Es wird kein Ziel zur Treibhausgasreduktion vorgegeben, für die Entwicklung der CO_2-Zertifikatepreise wird das *Current Policies Scenario* des World Energy Outlook (WEO) 2016 der IEA angesetzt. Die Beheizungsstruktur entwickelt sich im Wesentlichen wie in den letzten Jahren. Effizientere Anlagensysteme erlangen eine größere Marktbedeutung, jedoch wird der Austausch alter und ineffizienter Heizungen im Gebäudebestand nicht beschleunigt. Dadurch verbleiben alte, ineffiziente Öl-, Gas- und Stromheizungen länger im Markt. Die Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudebestand steigt nur geringfügig, im Neubau setzen sich Wärmepumpen nur langsam durch. Die Sanierungsrate und -tiefe verbleibt auf einem niedrigen Niveau.

Szenario II: „Elektrifizierung” (EL)

Das Szenario „Elektrifizierung“ zeichnet bis zum Jahr 2050 eine Treibhausgasminderung mittels einer sehr weit gediehenen Elektrifizierung des Gebäudesektors. Es wird je ein Teilszenario mit Zielerreichung von 80 % Reduktion als auch von 95 % Reduktion der Treibhausgase bis 2050 untersucht.

So wird in diesem Szenario die Stromnachfrage etwa durch die überwiegende Verwendung von Elektrowärmepumpen im Gebäudesektor getrieben. Aufgrund der Verschiebungen in der Endenergiestruktur erfolgt eine sehr starke Zunahme der Stromnachfrage im Gebäudesektor.

Im Sektor Erzeugung und Verteilung bedingt dies in Verbindung mit dem sektorübergreifenden Treibhausgasreduktionsziel einen deutlich höheren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gegenüber dem Referenz–Szenario. Hingegen erfolgt, dem zunehmenden Bedarf entsprechend, ein starker Ausbau der inländischen Stromnetze, um den Transport und die Verteilung des Stroms bei einer sich regional verändernden Erzeugungslage in allen Gebieten sicherstellen zu können. Aufgrund des Fokus auf eine Elektrifizierung zeigt das Szenario „Elektrifizierung“ eine starke Zunahme der nationalen residualen Elektrizitätsspitzenlast. Deren Deckung ist jedoch z. B. mithilfe von Gas-Kraftwerken, die CO_2-freie PtX-Brennstoffe nutzen, technisch möglich.

Deutlich stärker als im Szenario „Technologiemix“, in dem eine größere Bandbreite an Endenergieträgern, unter anderem auf Basis synthetischer Brennstoffe, eingesetzt wird, spielt im Szenario „Elektrifizierung“ der Endenergieträger Strom bzw. im Gebäudesektor der Einsatz elektrischer Wärmepumpen eine maßgebliche Rolle. Synthetisches Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquids spielt in der Modellierung des EL-Szenarios eine geringere Rolle. Es kommt infolge der forcierten Elektrifizierung aller Endenergiesektoren und eines schwächeren Anstiegs der Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen zu einer sukzessiv abnehmenden Auslastung der Gasnetz- und Ölinfrastruktur bzw. der Mineralöl-Logistik. Dies wiederum führt – im Gegensatz zur Entwicklung bei den Stromnetzen – zu einem teilweisen Rückbau der Gasnetze bzw. der Mineralöl-Logistik.

Szenario III: „Technologiemix” (TM)

Das Szenario „Technologiemix“ ist durch eine Treibhausgasminderung des Gebäudesektors charakterisiert, bei der ein vielfältigerer Mix verschiedener Technologien und erneuerbarer Energieträger zum Einsatz kommt. Es wird je ein Teilszenario mit einer Zielerreichung von 80-%-Reduktion als auch von 95-%-Reduktion der Treibhausgase bis 2050 untersucht.

In diesem Szenario wird der Gebäudebestand unter anderem über Elektrowärmepumpen sowie über Gas- und Ölheizungen beheizt, die zunehmend mit synthetischem Gas (Power-to-Gas) oder mit synthetischem Öl (Power-to-Liquid) befeuert werden. Die Sanierungsrate und -tiefe wird gegenüber heute erhöht, allerdings weniger stark als im Szenario „Elektrifizierung“.

Im Sektor Energieerzeugung und -verteilung führt diese geringere Steigerung zu einem weniger starken Zuwachs der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 im Unterschied zum Szenario „Elektrifizierung“. Dabei wird modellendogen ermittelt, ob sich die kostenoptimalen Power-to-X-Standorte in Deutschland oder im Ausland befinden. So zeichnet sich dieses Szenario zwar durch einen starken inländischen Ausbau erneuerbarer Energien aus, jedoch wird dieser von einer substanziellen Zunahme der Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen aus dem In- und Ausland flankiert. Diesem Entwicklungspfad entsprechend werden die bestehenden Kapazitäten zum Import synthetischer Brennstoffe aus dem europäischen und außereuropäischen Ausland weitergenutzt (vgl. Kapitel 6.4). Sowohl die Gasnetze als auch die Öl-Bevorratungs- und Logistikkapazitäten werden zunehmend zu Infrastrukturen für synthetische Brenn- und Kraftstoffe. Synthetisches Gas und Öl bilden wichtige Flexibilitätsoptionen zum Ausbalancieren der auch in diesem Szenario steigenden fluktuierenden EE-Einspeisung: Gasnetze im Zusammenspiel mit Gaskraftwerken, Öl mit den Speichermöglichkeiten entlang der kompletten Versorgungskette bis unmittelbar am Ort des Endenergieverbrauches. Fluktuierende erneuerbare Energien werden ebenfalls zur Umwandlung in synthetische Kraftstoffe oder Wasserstoff genutzt und damit indirekt einfacher speicher- und transportierbar.

Im Szenario „Technologiemix“ findet ein Ausbau von Speichern in Form von Batterien oder eine Erweiterung des nationalen Stromnetzes in geringerem Umfang statt, da Speichermöglichkeiten in Form der Power-to-X-Technologien zur Verfügung stehen. In Kombination mit den durch Power-to-Gas oder Power-to-Liquid erschlossenen Speicherpotenzialen in der jeweiligen Infrastruktur trägt dies, im Vergleich zum Szenario „Elektrifizierung“, zu einer geringeren nationalen residualen Elektrizitätsspitzenlast bei.

4 Methodik

Die Ziele im Klimaschutzplan 2050 gelten für die deutsche Gesamtwirtschaft, d. h. für das gesamte Energiesystem sowie THG-Emissionen aus der Landwirtschaft oder Industrieprozessen (Bezugsjahr 1990). Es sind darin für 2050 keine Ziele für einzelne Sektoren wie etwa den Gebäudesektor gesetzt. Da zudem eine fortschreitende Kopplung der Sektoren zu erwarten ist – z. B. durch strombetriebene Heizanlagen oder durch Power-to-Gas/Power-to-Fuel – ist die Transformation des Gebäudesektors und dessen Beitrag zur THG-Minderung immer auch im Kontext der anderen Sektoren zu betrachten.

Aus diesem Zusammenhang ergibt sich das methodische Konzept dieser Studie, das den Gebäudesektor aus zwei Perspektiven untersucht: Neben einer gebäudespezifischen Betrachtung (Perspektive „Gebäudesektor“) erfolgt ebenfalls eine Analyse der Rückwirkungen des Gebäudesektors mit dem restlichen Energiesystem (Perspektive „Energiesystem“). Die in der Studie entwickelten gebäudespezifischen Transformationspfade fußen auf einer engen Auswahl von Szenarien, die exogen gesetzt wurde.

Für die Perspektive „Energiesystem“ werden Treibhausgase nach dem sogenannten Quellprinzip bilanziert entsprechend dem Klimaschutzplan: Treibhausgase werden also dort bilanziert, wo sie entstehen, nicht, wo sie verursacht werden. Für die Perspektive im Gebäudesektor ist jedoch eine Bewertung nach dem Verursacherprinzip sinnvoll, was folgendes Beispiel illustrieren soll: Bei strombetriebenen Heizungsanlagen würden nach dem Quellprinzip keine Emissionen im Gebäudesektor entstehen, während nach dem Verursacherprinzip die verursachten Emissionen des Stromsektors dem Gebäudesektor hinzugerechnet werden. Das Verursacherprinzip ermöglicht es also, die THG-Wirkung von Stromanwendungen (oder z. B. Fernwärme) in einer gebäudespezifischen Betrachtung vergleichbar zu machen. Abschnitt 4.1.1 stellt die Prinzipien sowie Vor- und Nachteile beider Bilanzierungsarten gegenüber.

Um die Perspektiven „Gebäudesektor“ und „Energiesystem“ miteinander in einen Kontext zu setzen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie in mehreren Iterationsschritten Anlagentechnik, Maßnahmen der Gebäudehülle und CO_2-Faktoren aufeinander abgestimmt.

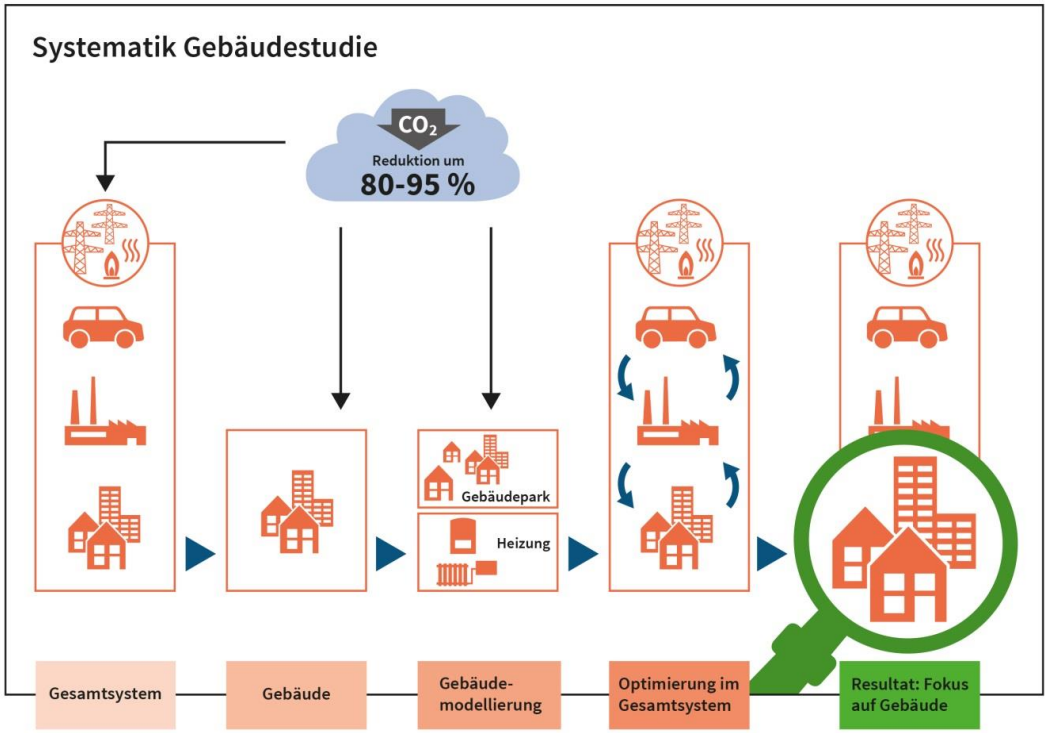

Abb. 1: Schema der untersuchten Bilanzrahmen des Gebäudesektors im integrierten Energiesystem

Perspektive „Gebäudesektor“: Die im Klimaschutzplan für das Gesamtsystem festgelegten Einsparungen von 80 bzw. 95 % werden in einem ersten Schritt auf den Gebäudebereich heruntergebrochen (siehe Abschnitt 4.1). Dabei wird für die Zieldefinition der CO_2-Emissionen des Gebäudebereichs im Gegensatz zur Systematik im KSP 2050 das Verursacherprinzip angewendet, um die Wirkung von Maßnahmen gebäudespezifisch abschätzen und zuordnen zu können. Darauf aufbauend werden die Entwicklungspfade für die Gebäudehülle und die Anlagentechnik ermittelt.

Perspektive „Energiesystem“: Anschließend werden die gebäudespezifischen Ergebnisse genutzt und in einer Modellierung im Gesamtsystem, d. h. unter Berücksichtigung der Entwicklungspfade der Sektoren Mobilität, Industrie und Energie untersucht (siehe Abschnitt 4.3). Die gebäudespezifische sowie sektorübergreifende Modellierung wird mehrfach iteriert. Diese Iterationen sind wichtig, um die Wechselwirkungen in einem integrierten Energiesystem konsistent zu erfassen und die daraus resultierenden Rückwirkungen, insbesondere die Entwicklung der CO_2-Faktoren der eingesetzten Energieträger, im Gebäudesektor zu berücksichtigen.

Um die unterschiedlichen Perspektiven zweckmäßig zu untersuchen, ist zunächst im folgenden Abschnitt die jeweilige Bilanzierung der THG-Emissionen sowie die dem Gebäudesektor zuzurechnenden Energiemengen zu definieren.

4.1 Bilanzierung von THG-Emissionen und Energiemengen im Gebäudesektor

Zur Berechnung des gebäudespezifischen THG-Minderungsziels sowie der sich unter Berücksichtigung des Gesamtsystems ergebenden THG-Minderungen des Gebäudesektors ist zunächst der geeignete Bilanzrahmen zu definieren:

- einerseits in Bezug auf die Zuordnung der Treibhausgasemissionen der einzelnen Energiesektoren (Quell- vs. Verursacherprinzip), siehe Abschnitt 4.1.1,

- andererseits in Hinblick auf die gebäudespezifischen Energieverbräuche (Bilanzrahmen der EnEV vs. Bilanzierung auch nicht EnEV-konformer Energieverbräuche), siehe Abschnitt 4.1.2.

Das Quellprinzip kommt zur Anwendung bei der Untersuchung aus der Perspektive „Energiesystem“, während das Verursacherprinzip für die Perspektive „Gebäudesektor“ relevant ist.

Bezüglich der Energieverbräuche ist der Bilanzrahmen gemäß EnEV maßgeblich für die Einzelbetrachtung des Gebäudesektors. In der Gesamtsystembetrachtung werden dagegen weitere Energieverbräuche dem Gebäudesektor zugerechnet, wie z. B. Stromverbräuche privater Haushalte für IKT oder Haushaltsgeräte.

4.1.1 Quell- und Verursacherprinzip sowie Bewertung von Vorkettenemissionen

Um Klimaschutzziele bestimmen zu können, müssen Treibhausgasemissionen entsprechend bilanziell erfasst werden. Die folgende Tabelle stellt den Bilanzierungsrahmen der hier berücksichtigten Sektoren nach Quell- und Verursacherprinzip dar. Entsprechend des Quellprinzips fallen dem Gebäudesektor nur die Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden zu. Dies stellt zum größten Teil die Verwendung von Heizöl und Gas für Raumwärme und Warmwasser dar. Die Nutzung von Strom und Fern- / Nahwärme aus der öffentlichen Versorgung wird dem Energiesektor bilanziell zugeschrieben. Die Bilanzgrenze des Gebäudesektors ist somit die Gebäudehülle. Alle Verbrennungsprozesse außerhalb des Gebäudes werden entsprechend dem erzeugenden Sektor zugeschrieben.

Sektor	Bilanzierung nach Quellprinzip	Bilanzierung nach Verursacherprinzip
Energiesektor	Emissionen aus öffentlicher Strom- und Wärmeversorgung, Raffinerien und Erdgasverdichter	-
Gebäude	Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden im Wesentlichen für Raumwärme und Warmwasser. Strom und Fernwärme werden dem Energiesektor zugewiesen.	Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden im Wesentlichen für Raumwärme und Warmwasser sowie Bezug von Strom und Wärme aus öffentlicher Versorgung
Industrie	Emissionen aus Verbrennungsprozessen für Prozesswärme in Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) und produzierendem Gewerbe sowie nicht-energetische Emissionen der Industrie.	Emissionen aus Verbrennungsprozessen für Prozesswärme in Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) und produzierendem Gewerbe sowie nicht-energetische Emissionen der Industrie. Außerdem Bezug von Strom und Wärme aus öffentlicher Versorgung.
Verkehr	Kraftstoffverbrennung im Straßen-, Schienenverkehr, Binnenschifffahrt sowie nationaler Luftverkehr.	Kraftstoffverbrennung im Straßen-, Schienenverkehr, Binnenschifffahrt und nationaler Luftverkehr sowie Bezug von Strom aus öffentlicher Versorgung.
Landwirtschaft und Übrige	Emissionen aus Tierhaltung, Kraftstoffverbrennung, Abfallwirtschaft und andere.	Emissionen aus Tierhaltung, Kraftstoffverbrennung, Abfallwirtschaft und andere sowie Bezug von Strom aus öffentlicher Versorgung

Tabelle 2: Sektorale Treibhausgasbilanzierung nach Quellprinzip und Verursacherprinzip

Nach Verursacherprinzip werden die Treibhausgasemissionen beim Verbraucher bilanziert. Als partiell volkswirtschaftliche Untersuchung des Energiesystems werden Gebäudesektor, Industrie und Verkehr hier als Endenergieverbrauchssektoren betrachtet. Emissionen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung werden somit entsprechend ihrer Verwendung in die jeweiligen Sektoren aufgeteilt. Die Bilanzgrenze des Gebäudesektors ist um die Treibhausgasemissionen des bezogenen Stromes sowie der bezogenen Fern-/Nahwärme erweitert. Das Verursacherprinzip verlangt die Bilanzierung der Emissionen der gesamten vorgelagerten Wertschöpfungskette beim Verbraucher. Dies bedingt zum einen die Berücksichtigung der Im- und Exporte von Strom. Zum anderen müssen Vorkettenemissionen von Gewinnung, Raffinerie und Transport des Energieträgers berücksichtigt werden.

Die von der Bundesregierung festgelegten Treibhausgasminderungsziele wie auch der EU-Emissionshandel (EU-ETS) als zentrales europäisches klimapolitisches Instrument richten sich nach dem im Rahmen der internationalen Treibhausgasberichterstattung üblichen Quellprinzip (vgl. BMUB 2016a). Emissionen aus vorgelagerter Wertschöpfung werden somit nur dann erfasst, wenn sie im Bilanzierungsraum anfallen. Vorteilhaft ist hierfür vor allem die vereinfachte Umsetzung. Eine Emissionsbilanz nach Verbraucherprinzip erfordert eine allumfassende internationale Bilanzierung und Zuordnung der Treibhausgasemissionen zur Umlegung auf nachfolgende Wertschöpfungsstufen bis zum Endverbraucher. Zur tatsächlichen Erfassung der gesamten Emissionen einer Wertschöpfungskette sind regionale oder sektorale Systemgrenzen nicht zulässig. Übergreifende klimaschutzpolitische Instrumente basierend auf Verursacherprinzip sind dadurch politisch durchaus schwieriger zu implementieren.

Eine Nichtberücksichtigung außerbilanzieller Treibhausgasemissionen in gesetzte Klimaziele kann jedoch zu fehlgeleiteten Anreizen führen. Innerhalb des EU-ETS können verstärkte nationale Klimaschutzziele beispielsweise zu einer Verlagerung von Emissionen ins Ausland und damit einer Zielverfehlung führen (vgl. ewi ER&S 2016).

Die volkswirtschaftliche Analyse der Energiemengen und Treibhausgasemissionen (siehe Abschnitt 6) berücksichtigt in dieser Studie das gesamteuropäische Energiesystem. Die modellbasierte Optimierung des Energiesystems erfolgt anhand des Quellprinzips und bildet damit den aktuellen marktwirtschaftlichen Rahmen europäischer Klimapolitik ab. Die Treibhausgasemissionen des europäischen Stromsektors werden gemäß EU-ETS erfasst und entsprechend gemindert (jährliche Minderung von 2,2 % ab 2020). Die gesamtwirtschaftlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands werden ebenfalls nach dem Quellprinzip erfasst und entsprechend Klimaschutzplan bis 2050 gemindert (Minderung von 80 bzw. 95 % gegenüber 1990, je nach Szenario).

Für die vorhergehende spezifische Analyse des Gebäudesektors (siehe Abschnitt 5) ist dagegen das Verursacherprinzip relevant.

4.1.2 Zurechnung der Endenergieverbräuche auf den Gebäudesektor

Ein wesentlicher Teil des deutschen Endenergieverbrauchs entfällt auf Wohn- und Nichtwohngebäude. In dieser Studie kommen methodisch die folgenden zwei Ansätze zur Bilanzierung der Endenergie des Gebäudesektors zum Tragen:

- Perspektive „Gebäudesektor“: Die Entwicklung der exogenen Transformationspfade im Gebäudesektor bezieht sich auf den Bilanzierungsrahmen der Energieeinsparverordnung EnEV. Damit sind im Sektor der Wohngebäude nur die Energiemengen für Heizung, Warmwasser und Lüftung sowie die entsprechende (elektrische) Hilfsenergie bilanziert (Kühlung wird in Wohngebäuden in der vorliegenden Studie nicht be-

rücksichtigt, da unterstellt wird, dass der sommerliche Wärmeschutz bei Gebäuden entsprechend ausgestaltet wird). Bei den Nichtwohngebäuden wird zusätzlich die Energie für Beleuchtung und Kühlung in die Berechnung einbezogen.

- Perspektive „Energiesystem“: Für eine ganzheitliche Energiebilanz im Gebäudesektor sowie in den anderen Endenergieverbrauchssektoren werden durch ewi ER&S zusätzlich die über die EnEV hinausgehenden Strommengen ermittelt und ergänzt. Dazu wird beispielsweise die Energie für Haushaltsstrom (Wohngebäude) sowie Arbeitsgeräte bzw. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) in Nichtwohngebäuden hinzugerechnet. Entsprechend der Nomenklatur aus AGEB (2016) werden dem Gebäudesektor in der Gesamtsystembetrachtung also folgende Endenergieverbräuche zugeordnet. Die historischen Werte zu diesen Positionen aus AGEB (2016) werden unter Annahme von Bevölkerungsentwicklung (vgl. Abschnitt 4.3.3), Wirtschaftswachstum (1,0 % p. a.) und Energieeffizienzfortschritt (0,5 % p. a.) für Wohn- und Nichtwohngebäude fortgeschrieben:
  - Wohngebäude: Gesamter Endenergieverbrauch der privaten Haushalte
  - Nichtwohngebäude: Endenergieverbräuche für Raumwärme, Warmwasser, Beleuchtung, Klimakälte und IKT aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Endenergieverbräuche für Raumwärme, Warmwasser, Beleuchtung, Klimakälte exklusive IKT der Industrie

4.2 Sektorspezifische Untersuchung des Gebäudesektors

Um die notwendige THG-Reduzierung aus Perspektive des Gebäudesektors zu ermitteln, nimmt die vorliegende Gebäudestudie zunächst die genannten Ziele einer 80- bis 95-%igen Einsparung auch sektorspezifisch für den Gebäudebereich an (keine Übererfüllung von Zielen).

4.2.1 Bestimmung der CO_2-Zielwerte für den Gebäudesektor nach Verursacherprinzip in 2050

Um eine 80- bzw. 95-%-Zielgröße der 2050er CO_2-Emissionen des Gebäudesektors nach dem Verursacherprinzip zu errechnen, werden zunächst die THG-Emissionen inkl. der Vorketten nach Verursacherprinzip für das Jahr 1990 ermittelt.

Ausgangsbasis sind klimabereinigte Endenergieverbräuche je Energieträger in den verschiedenen Sektoren (BMWi 2017, AGEB 2016). Für den Sektor „private Haushalte“ ist der Anteil Strom, der ausschließlich für Beheizung der Gebäude bzw. Warmwasseraufbereitung benötigt wird, nicht explizit ausgewiesen und muss abgeschätzt werden. Es wird eine Spanne zwischen 20 und 50 % des Stromverbrauchs angenommen. Daher resultieren in der Tabelle 3 entsprechend Korridore. Für die beiden Sektoren GHD und Industrie sind die nach Energieträgern aufgeteilten Endenergieverbräuche für Raumwärme, Beleuchtung, Klimakälte und Warmwasser erst seit 1996 öffentlich verfügbar. Der Wert für 1990 wird deshalb aus dem tatsächlichen Gesamtendenergieverbrauch für 1990 bei Annahme einer ähnlichen prozentualen Verteilung wie 1996 bestimmt Die THG-Werte im Gebäudesektor (Wohngebäude und Nichtwohngebäude) für 1990 sind aus den damals aktuellen spezifischen THG-Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalenten) berechnet worden.

		1990	2015	2050 Ziele	
				80%	95%
Wohngebäude					
	Raumwärme und TWE	184,0 – 201,0	129,0	36,8 – 40,2	9,2 – 10,05
GHD		150,2 – 165,2	79,6	30,0 – 33,0	7,5 – 8,3
	Raumwärme	81,0 – 89,1	43,6	16,2 – 17,8	4,1 – 4,5
	TWE	20,5 – 22,5	5,7	4,1 – 4,5	1,0 – 1,1
	Beleuchtung	29,0 – 31,9	1,8	5,8 – 6,4	1,5 – 1,6
	Klimakälte	19,7 – 21,7	28,5	3,9 – 4,3	1,0 – 1,1
Industrie		31,9 – 35,2	20,4	6,4 – 7,0	1,6 – 1,8
	Raumwärme	22,4 – 24,7	11,2	4,5 – 4,9	1,1 – 1,2
	TWE	1,3 – 1,5	1,2	ca. 0,3	ca. 0,1
	Beleuchtung	8,2 – 9,0	2,6	1,6 – 1,8	0,1 – 0,5
	Klimakälte	–	5,4	–	–
Gesamt		366,1 – 401,4	229,0	73,2 – 80,3	18,3 – 20,1

Tabelle 3: Zielwerte der THG-Mengen nach dem Verursacherprinzip [Mio. t CO_2-Äq.] – Bilanzierungsrahmen nach EnEV.

Im Jahr 2015 kamen noch zusätzlich ca. 20 Mio. t im Wohngebäude und ca. 54 Mio. t in Nichtwohngebäuden verursacht durch Nutzerstrom hinzu. Auf Basis der oben genannten Zielwerte für die CO_2-Emissionen in 2050 im Gebäudebereich wurden für die jeweiligen Szenarien entsprechende Transmissionspfade erstellt.

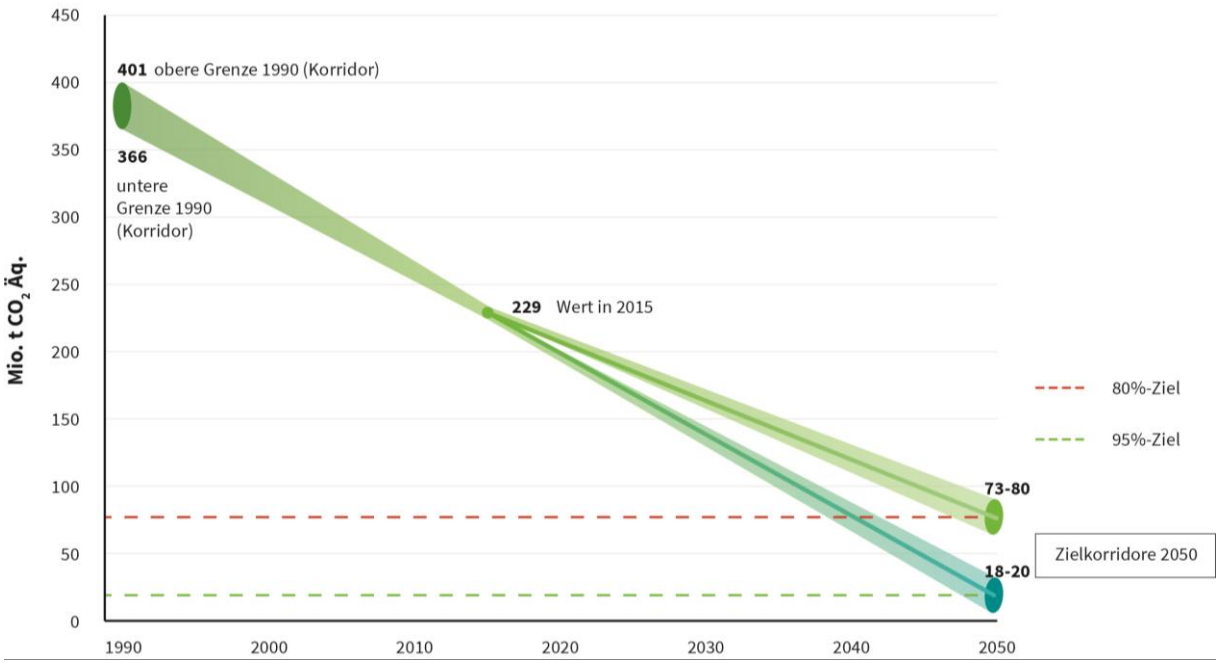

Abb. 2: Zielszenarium zur 80-%- und 95-%-Reduzierung im Gebäudesektor

Für den Anlagenpark und die Gebäudehülle wird zunächst die 80-%ige Zielerreichung eingestellt.

Szenario Technologiemix 80 % (TM80)

Anlagenpark und Gebäudehülle werden beim Szenario TM80 so eingestellt, dass der Gebäudebereich mit der angenommenen Energieträgerentwicklung des Referenz-Szenarios (RF) und den entsprechenden Emissionsfaktoren das Ziel einer 80-%igen THG-Reduzierung erreicht. Die Details dieses Szenarios wurden im Kapitel 3 erläutert.

Szenario Elektrisch 80 % (EL80)

Entsprechend wird das EL80-Szenario eingestellt. Dabei gelten jedoch systembedingt einige Nebenanforderungen. So wird im elektrischen Szenario der Anlagenpark dahingehend modifiziert, dass er eine weitgehende Elektrifizierung gewährleisten kann (starker Einsatz von Wärmepumpen). Des Weiteren wird im EL-Szenario für die Wohngebäude als Nebenanforderung festgelegt, dass der Anteil unsanierter Gebäude, in denen eine Wärmepumpe installiert ist, bei maximal 30 % liegen darf. Dies ist notwendig, da Wärmepumpen zu einem effizienten Betrieb geringe Systemtemperaturen benötigen, die im Gebäudebestand einen höheren baulichen Wärmeschutz an der Gebäudehülle voraussetzen.

Szenarien Technologiemix 95 % und Elektrisch 95 % (TM95 und EL95)

Für die Szenarien einer 95-%igen Zielerreichung wird geprüft, in wieweit weitere Anpassungen bei Gebäudehülle und Anlagentechnik vorgenommen werden können oder ob dieser Sprung durch Anpassung der THG-Emissionsfaktoren der eingesetzten Energieträger stattfinden muss, d. h. durch saubereren Strom bzw. den zunehmenden Einsatz CO_2-ärmerer synthetischer bzw. biogener Brennstoffe. Beim Einsatz von PtX wird in der Modellierung grundsätzlich unterstellt, dass sie auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden.

4.2.2 Gebäudespezifische Eingangsparameter

In den folgenden Abschnitten sind die wichtigsten Eingangsparameter zur Entwicklung der exogenen gebäudespezifischen Transformationspfade zusammengestellt. Die aus der Berechnung resultierenden Ergebnisse sind in Kapitel 5 aufgeführt.

Effizienz und Anlagenaufwandszahlen

Auf Basis der Berechnungsnormen DIN V 4701-10 und DIN V 18599 sowie eigener Berechnungen zum Endenergiebedarf von Gebäuden werden für die Heizungs- und Warmwassersysteme Aufwandszahlen definiert. Für den zu erwartenden technischen Fortschritt und für die zukünftige Effizienz der einzelnen Anlagensysteme gibt es kein belastbares Datenmaterial. Unter Berücksichtigung der Entwicklung in den vergangenen Jahren wird eine lineare Verbesserung der Effizienz bis 2050 differenziert für die einzelnen Anlagensysteme unterstellt.

Wärmeschutz	Technik	Energieträger	Endenergie-Aufwandszahl 2015			Steigerung der Effizienz bis 2050
			EFH	MFH	GMFH	
Neubau/Bestand	NT-Kessel	Gas	1,18	1,21	1,17	0 %
Neubau/Bestand	BW	Gas	1,02	1,04	1,02	0 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE	Gas	0,90	0,95	0,94	3 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE/H	Gas	0,80	0,84	0,84	5 %
Neubau/Bestand	GWP	Gas	0,79	0,78	0,80	20 %
Neubau/Bestand	KWK (motorisch)	Gas	1,55	1,51	1,51	7 %
Neubau/Bestand	NT-Kessel	Öl	1,18	1,21	1,17	0 %
Neubau/Bestand	BW	Öl	1,02	1,04	1,02	0 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE	Öl	0,90	0,95	0,94	3 %
Neubau/Bestand	BW + sol. TWE/H	Öl	0,80	0,84	0,84	5 %
Bestand	L/W-EWP	Strom	0,33	0,33	0,33	12 %
Neubau	L/W-EWP	Strom	0,29	0,29	0,29	20 %
Bestand	S/W-EWP	Strom	0,29	0,29	0,29	12 %
Neubau	S/W-EWP	Strom	0,25	0,25	0,25	20 %
Neubau/Bestand	Pellet	Holz	1,27	1,30	1,26	10 %
Neubau/Bestand	Fernwärme	Fernwärme	1,11	1,13	1,11	5 %
Neubau/Bestand	Pellet + sol. TWE	Holz	1,14	1,19	1,17	12 %
Bestand	Hybridgerät	Strom	0,27	0,28	0,27	10 %
		Gas oder Öl	0,23	0,23	0,23	0 %
Neubau	Hybridgerät	Strom	0,23	0,23	0,23	15 %
		Gas oder Öl	0,22	0,22	0,22	0 %

Tabelle 4: Anlagenaufwandszahlen und Effizienzsteigerung

Einsatz von Lüftungsanlagen

Durch den Einbau von mechanischen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ist eine Verringerung des Endenergiebedarfes und damit der THG-Emissionen verbunden. In

Abb. 3: Ansatz Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand

ist der derzeitige Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand und die unterstellte Entwicklung bis 2050 dargestellt. 2016 erhielten 40 % aller Neubauten eine Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung. Es wird eine lineare Erhöhung bis 2035 auf 90 % und danach ein konstanter Anteil unterstellt. 15 % der vollsanierten Bestandsgebäude wurden 2016 mit einer Zu-/Abluftanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet. Der Anteil an Vollsanierungen mit Einbau einer Lüftungsanlage mit WRG erhöht sich linear bis 2035 auf 50 % und bleibt danach ebenfalls konstant. Die Verbesserung des Effizienzniveaus der Gebäudehülle führt in beiden Betrachtungen (Neubau und Sanierung) zu einem höheren Anteil von Gebäuden mit Lüftungsanlagen.

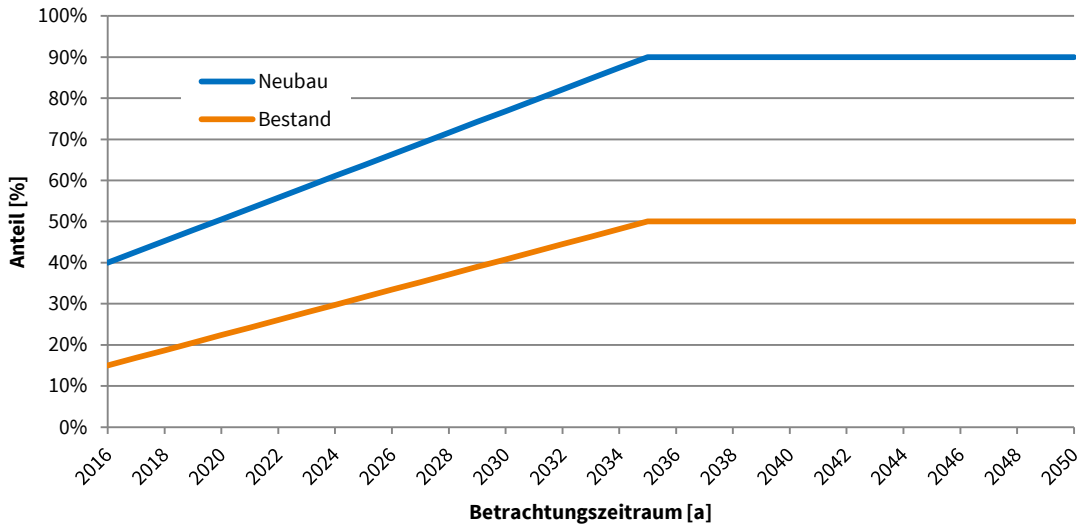

Abb. 3: Ansatz Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand

Die Ermittlung des Endenergiebedarfes beim Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung erfolgt nach DIN V 4701-10 durch eine pauschale Verringerung des Nutzenergiebedarfes für Heizung. Zusätzlich erfolgt die Berücksichtigung des Hilfsenergieaufwandes für mechanische Lüftungsanlagen, dabei wird eine Verbesserung der Effizienz der Komponenten im Zeitraum bis 2035 berücksichtigt.

Photovoltaik-Anlagen

Die Berechnung des in Photovoltaik-Anlagen erzeugten Stromes erfolgt auf Basis des derzeitigen Ausbaustands von Dachanlagen im Wohngebäudebestand (BMWi 2015b). Es wird von einer Erhöhung der jährlich installierten PV-Fläche bis zum Jahr 2050 um 50 % unter Berücksichtigung einer jährlichen Rückbaurate ausgegangen. Gleichzeitig wird ein Rückgang der Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen und Stromspeicher berücksichtigt.

Vollsanierungsäquivalent

Die energetische Ist-Modernisierungsrate für den deutschen Wohngebäudebestand beläuft sich auf derzeit ca. 1 % p. a. (Vollmodernisierungsäquivalente gem. Bauteilanforderungen EnEV 2016) (ARGE 2016a). Das Vollsanierungsäquivalent berücksichtigt die Tatsache, dass in der Regel in Einzelmaßnahmen und Schritten saniert wird: Alle Teilsanierungen an den Gebäuden werden summiert und in Vollsanierungen der thermischen Gebäudehülle ausgewiesen.

Abrissraten

Die im Modell hinterlegten Abrissraten sind differenziert nach Gebäudegröße gestaffelt. Die Annahmen für den exogenen Transformationspfad werden gem. Tabelle 1 fortgeführt: EFH/ZFH 0,1 % p. a., MFH und GMFH jeweils 0,2 % p. a. (Quellen: Destatis 2016, FIW 2017).

Neubau

	2017 – 2020	2020 – 2025	2025 – 2035	2035 – 2050
EFH	110.000	93.500	62.333	62.333
MFH	100.000	85.000	85.000	56.667
GMFH	60.000	51.000	51.000	34.000
Summe	270.000	229.500	198.333	153.000

Tabelle 5: Anzahl an Wohnungen: erwarteter Neubauzuwachs nach Gebäudegröße.

Kosten Anlagentechnik – Wohngebäude

Die im Status quo angesetzten Investitionskosten der einzelnen Anlagenkomponenten sind Ergebnis umfangreicher Recherchen. Sie basieren auf Listenpreisen führender Hersteller (Preisstand 2016) und umfassen neben den Materialkosten auch Lieferung, Montage und Inbetriebnahme sowie typische Rabatte und Preisaufschläge. Kosten für Heizflächen sind dabei berücksichtigt. Zusätzlich werden für die leitungsgebundenen Energieträger Gas und Fernwärme typische Hausanschlusskosten berücksichtigt. Durch Skaleneffekte sind Kostenminderungen bis zum Jahr 2050 für verschiedene Anlagentechniken zu erwarten (vgl. Tabelle 7).

Technologie/Komponente mit Kostenminderungspotenzial, Beispiel EFH	Relative Investitionskostenminderung gegenüber Status quo (2016/2017)
Gas-Brennwertkessel	10 %
Öl-Brennwertkessel	10 %
solare Trinkwassererwärmung, solare Heizungsunterstützung	15 %
Pelletkessel	20 %
Pelletlagerung	10 %
indirekt beheizter Warmwasserspeicher	10 %
Fernwärme-Übergabestation	10 %
Gas-Wärmepumpe (Wärmequelle Solar)	40 %
Brennstoffzelle	75 %
Sole-Wasser-Wärmepumpe	20 %
Bohrung für Sole-Wasser-Wärmepumpe	10 %
Luft-Wasser-Wärmepumpe	15 %
Fußbodenheizung	5 %
Gas-/Öl-Niedertemperaturkessel Schornsteinsanierung Heizkörper und Leitungssystem für Trinkwarmwasser Hausanschlüsse (Gas/Fernwärme) Heizöllagerung Hydraulischer Abgleich Herstellkosten Lagerfläche	keine

Tabelle 6: Angesetzte Kostenminderungen Anlagentechnik bis 2050

Die Zusammensetzung der Kosten von Anlagensystemen wird exemplarisch anhand ausgewählter Varianten für das Einfamilienhaus Neubau (vgl. Tabelle 7) und Bestand (vgl. Tabelle 8) dargestellt. Es handelt sich um Bruttokosten inkl. Mehrwertsteuer.

Anlagenvariante EFH Neubau	Gas-Brennwertkessel + solare TWE	Sole-Wasser-Wärmepumpe
Gas-Brennwertkessel	3.300 €	–
Sole-Wasser-Wärmepumpe	–	12.200 €
Bohrung für Sole-Wasser-WP	–	9.800 € [4]
Solare Trinkwassererwärmung	6.300 €	–
Warmwasserspeicher	–	2.700 €
Schornstein	3.400 €	–
Heizflächen und Rohrleitungen	7.300 €	–
Fußbodenheizung	–	9.000 €
Leitungssystem Warmwasser	1.200 €	1.200 €
Gas-Hausanschluss	2.000 €	–
Gas-/ELT-Anschluss	1.000 €	500 €
Summe	24.500 €	35.400 €

Tabelle 7: Zusammensetzung der Anlagenkosten, Beispiel EFH Neubau (brutto inkl. MwSt.)

Sanierungsvariante EFH teilsaniert	Gas-Brennwertkessel	Gas-Brennwertkessel + sol. TWE/HeizU
Gas-Brennwertkessel	3.300 €	3.300 €
Warmwasserspeicher	1.600 €	–
Solare Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung	–	10.700 €
Schornsteinsanierung	900 €	900 €
Hydraulischer Abgleich	1.000 €	1.000 €
Gas-/ELT-Anschluss	700 €	1.000 €
Summe	7.500 €	16.900 €

Tabelle 8: Zusammensetzung der Anlagenkosten, Beispiel EFH Bestand (brutto inkl. MwSt.)

Laufende Kosten

Neben den Investitionskosten werden auch Kostenbestandteile für den Betrieb der Anlage berücksichtigt:

- Wartungskosten
  - pauschaler Ansatz mit Differenzierung nach der Größe der Anlage (EFH/MFH/GMFH) in Anlehnung an (BTGA 2015).
- Betriebskosten
  - Schornsteinfegergebühren nach Kehr- und Überprüfungsordnung (KÜO)
  - Versicherungen, z. B. Kosten für die notwendige Versicherung des Lagerrisikos für Heizöl
  - Instandhaltungskosten in Anlehnung an VDI 2067-1 2012

[4] Die bei einer Erdwärme-Bohrung verlegte Erdwärme-Sonde hat eine Lebensdauer von 50 bis 100 Jahren. Dementsprechend sind diese Kosten nur bei der Erstinstallation einer S/W-Wärmepumpe zu berücksichtigen. Dies trifft auch auf sonstige Investitionen in Bauteile mit langer Nutzungsdauer zu.

Kosten Gebäudehülle – Wohngebäude

Bei den Kostenansätzen für Wohngebäude unterscheiden sich die Herangehensweisen bei Neubau und Sanierung. Bei Neubauten werden die spezifischen Kosten (Wohnflächenbezug) nach Gebäudetyp (EFH, MFH, GMFH) für die Kostengruppen KG300 und KG400 (entsprechend DIN 276) angegeben. Auf Basis statistischer Angaben beträgt der Anteil der KG300 (Baukonstruktion) bzw. der KG400 (versorgungstechnische Anlagen) 45 bzw. 55 % an den Bauwerkskosten. Der Anteil des Wärmeschutzes kann mit etwa 10 % angesetzt werden. Die Kosten (Bruttokosten inklusive Mehrwertsteuer) für die Ausgangsbetrachtung betragen dann für die jeweiligen Gebäudetypen:

- EFH/ ZFH: 1.900 €/m²
- MFH: 1.650 €/m²
- GMFH: 1.500 €/m²

Die Sanierungskosten von Wohngebäuden werden bauteilspezifisch betrachtet. Dabei wird zudem nach Sowieso-Kosten – diejenigen Kosten, die bei einer durchzuführenden Sanierung ohnehin anfallen würden – und energiebedingten Mehrkosten – Kosten die alleine durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen anfallen – unterschieden (vgl. Tabelle 9 sowie 10).

Sowieso-Kosten	Sanierung		
Bauteil	Nicht modernisiert	Gering modernisiert	modernisiert
	[€/m²]	[€/m²]	[€/m²]
Fassade	90	90	90
Fenster	300	300	300
Dach	145	145	145
Keller	30	30	30

Tabelle 9: Bauteilbezogene Sowieso-Kosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes

Energiebedingte Mehrkosten	Sanierung		
Bauteil	Nicht modernisiert	Gering modernisiert	modernisiert
	[€/m²]	[€/m²]	[€/m²]
Fassade	35	25	20
Fenster	60	60	60
Dach	20	15	10
Keller	10	9	8

Tabelle 10: Bauteilbezogene, energiebedingte Mehrkosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes

Kosten Nichtwohngebäude Anlagentechnik und Gebäudehülle

Für die Anlagentechnik im Nichtwohngebäude muss ein vereinfachter Kostenansatz gewählt werden. Aus den für den Wohngebäudebereich errechneten Kosten in den jeweiligen Szenarien werden flächenspezifische Kosten abgeleitet und diese unter Berücksichtigung der Kostenrelationen zwischen Wohngebäuden und den untersuchten Nichtwohngebäudetypen korrigiert (Basis: BKI 2015). Damit erfolgt für die betrachteten Szenarien die Berechnung der absoluten Kosten.

Die Kosten für Nichtwohngebäude basieren auf der Recherche und Aufbereitung von unterschiedlichen Datenquellen und zusätzlichen Annahmen und Berechnungen und dienen als Orientierungswerte.

Berücksichtigt sind die Baukosten für den derzeit geltenden energetischen Gebäudestandard (nach EnEV2009 bzw. EnEV2016) sowie die beiden Förderstandards nach KfW (KfW85 und KfW70), jeweils für den Neubau oder die Sanierung. Die Kosten umfassen die Kostengruppen KG300 und KG400 (Netto ohne MwSt.). Die Bezugsgröße bildet die Nutzfläche (vgl. Tabelle 11).

Gebäudetypologie	Neubau			Sanierung		
	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]	EnEV2009 [€/m²NF]	KfW85 [€/m²NF]	KfW70 [€/m²NF]
Bildung	2.220	2.510	2.860	1.040	1.170	1.340
Büro und Verwaltung	2.150	2.420	2.770	830	940	1.080
Gewerbe und Industrie	890	1.000	1.150	430	490	550
Heilbehandlung	2.810	3.180	3.630	1.340	1.520	1.730
Handel und Dienstleistung	1.670	1.890	2.150	800	910	1.040
Sport	1.680	1.900	2.170	800	910	1.040
Kultur	2.340	2.650	3.020	1.120	1.260	1.440
Beherbergung und Gastronomie	2.060	2.320	2.660	970	1.100	1.260

Tabelle 11: Kosten für KG300 und KG400 (netto ohne MwSt.), aufgeteilt nach Gebäudetypologien, Neubau oder Sanierung sowie energetischen Standards (Quellen: BMVBS 2012, Destatis 2017, FIW 2017)

4.3 Der Gebäudesektor im integrierten Energiesystem

4.3.1 Von der gebäudespezifischen zur sektorintegrierten Betrachtung

Neben einer rein gebäudebezogenen Perspektive soll der Gebäudesektor in dieser Untersuchung auch als Teil des integrierten Energiesystems analysiert werden. Daher wird auf Basis der exogenen Transformationspfade des Gebäudesektors die Energieversorgung des Gesamtsystems modelliert, d.h. unter Einbeziehung der anderen Energieverbrauchssektoren Industrie und Verkehr sowie des Umwandlungssektors (Strom, Fernwärme, etc.). Dadurch sollen die verschiedenen Interdependenzen zwischen den Sektoren konsistent erfasst werden, welche im Folgenden näher umrissen werden:

Auf Wohn- und Nichtwohngebäude entfielen damit entsprechend AGEB (2016) für 2015 ca. 984 TWh inklusive Nutzerstrom an Endenergie auf den Gebäudesektor, was etwa 40 % des bundesdeutschen Endenergieverbrauchs entspricht. Der größte Anteil wurde aus fossilen Gasen bereitgestellt (363 TWh), gefolgt von Strom (220 TWh) und Öl (187 TWh), vgl. Abb. 8.

Gebäude verbrauchen nicht nur Energie, sondern sind in den letzten Jahren zunehmend auch zu Energieerzeugern geworden. Insbesondere die Eigenstromerzeugung aus Dachflächen-Photovoltaik (PV) ist in den letzten Jahren rasch gestiegen. Darüber hinaus können Gebäude auch z. B. durch Solarthermie oder Mikro-KWK-Anlagen eigene Energie erzeugen, diese selber verbrauchen, aber auch wie im Falle von PV-Strom ins Stromnetz zurückspeisen.

Der überwiegende Teil des Endenergieverbrauchs der Gebäude wird aber durch den Fremdbezug über unterschiedliche Energieinfrastrukturen wie das Stromnetz, das Gasnetz oder Fern- bzw. Nahwärmenetze gedeckt sowie im Falle der nicht-leitungsgebundenen Energieträger (z.B. Öl oder feste Biomasse) über Lieferketten (z. B. die Anlieferung über Lkws).

Damit sind Gebäude ein wesentlicher Teil des integrierten Energiesystems, und Transformationen im Gebäudesektor haben Rückwirkungen z. B. auf die Strom- oder Fernwärmeerzeugung oder den Öl- und Gasverbrauch sowie auf die leitungs- und nicht-leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen. Umgekehrt beeinflussen Umbrüche im Energiesektor auch die Entwicklungen im Gebäudesektor.

Diese gegenseitige Abhängigkeit soll an folgendem Beispiel verdeutlicht werden: Ein verstärkter Ausbau von Wärmepumpen würde den Bedarf an elektrischer Arbeit und Leistung im Stromsystem steigern. Dadurch könnte gleichermaßen ein Ausbau der Stromnetze, der stromerzeugenden Anlagen sowie gesicherter Kapazität notwendig werden, während z.B. Gasnetze oder Lieferketten beim Mineralöl deutlich geringer ausgelastet würden. Umgekehrt könnten bestimmte Entwicklungen im Strommarkt die Strompreise erhöhen bzw. reduzieren und damit die Wärmepumpe im Gebäudesektor unwirtschaftlicher bzw. wirtschaftlicher machen; diese systemischen Abhängigkeiten gilt es zu beachten. Dem gegenüber könnte ein hoher Bedarf an synthetischen Brennstoffen (PtX) die vorhandenen Infrastrukturen besser auslasten. Müssten die benötigten Mengen im Inland erzeugt werden, wäre jedoch ein deutlich höherer Bedarf an erneuerbarem Strom für deren Erzeugung als im Wärmepumpenszenario notwendig.

Mindestens drei wesentliche Eigenschaften prägen den Gebäudesektor als Teil des Energiesystems und sind bei der Ausgestaltung einer sinnvollen Transformation ins Kalkül zu ziehen.

Erstes Merkmal ist die sehr heterogene Struktur der Nachfrager: Alleine bei den ca. 19 Mio. Wohngebäuden gibt es völlig unterschiedliche Heiztechnologien, Sanierungszustände, Baualtersklassen, Wohnungsgrößen und damit Energieverbräuche. Dies ist relevant etwa für die Gestaltung von Politikmaßnahmen, die je nach Haushalt bzw. Gebäude gänzlich unterschiedliche ökonomische und technische Implikationen haben können.

Zweitens tätigen Hausbesitzer Investitionen in sehr langlebige Wirtschaftsgüter wie etwa die Gebäudehülle und die Anlagentechnik. Das bedeutet, dass Veränderungen im Gebäudesektor entweder sehr langsam geschehen oder schnellere Veränderungen mit hohen Restwertverlusten behaftet sind.

Drittens weist der Sektor eine hohe Dezentralität mit sehr kleinteiligen Energieverbräuchen auf. So entfällt beispielsweise auf einen einzelnen Haushalt mit ca. 4000 kWh Stromverbrauch und ca. 20000 kWh Gasverbrauch nur rund ein 125-Millionstel der deutschen Stromnachfrage bzw. ein 80-Millionstel der Gasnachfrage.

Diese Eigenschaft des Gebäudesektors impliziert, dass auch die zur Versorgung notwendigen Energieinfrastrukturen – sowohl die leitungsgebundenen Strom-, Gas- oder Fernwärmenetze als auch die nicht-leitungsgebundenen Lieferketten – sehr kleinteilig sind, z. B. für Mineralöl oder andere Energieträger. Da sie die benötigte Energie vom Ort der Erzeugung bis zum Endkunden transportieren müssen, sind Energieinfrastrukturen komplexe und in Aufbau und Unterhalt kostspielige Systeme. Sofern sie gut ausgelastet sind und effizient genutzt werden, können sie eine sichere und kostengünstige Energieversorgung gewährleisten. Die Transformation des Gebäudesektors ist damit untrennbar mit der Transformation der Energieinfrastrukturen verbunden. Daher sind aus ökonomischer Sicht zwei Aspekte ins Kalkül zu ziehen: Erstens, ob und inwieweit bestehende Infrastrukturen im Rahmen der Transformation fortbestehen können bzw. müssen, d.h. auch refinanzierbar bleiben. Zweitens, ob die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen gegenüber dem Ausbau einzelner Infrastrukturen bei gleichzeitigem Rückbau der anderen effizient ist.

4.3.2 Simulation des Energiesystems

Die skizzierten Eigenschaften des Gebäudesektors als Teil des integrierten Energiesystems können mithilfe des von ewi ER&S entwickelten Energiesystemmodells DIMENSION+ abgebildet werden. Dieses optimiert

sektorübergreifend die kurz- und langfristigen Bereitstellungkosten für Strom, Wärme und synthetische Brenn- und Kraftstoffe im europäischen Gesamtsystem unter Berücksichtigung der wechselseitigen Interdependenzen und gegebener politischer, regulatorischer und technologischer Rahmenbedingungen. Alle Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung des europäischen Strommarktes. Das Modell ermöglicht somit eine gekoppelte Untersuchung der Strom- und Endenergiesektoren unter Einbeziehung der Infrastruktur. Abb. 4 stellt die Wirkungszusammenhänge des Modells schematisch dar. Neben dem Gebäudesektor werden die Entwicklungen in den Endenergieverbrauchssektoren Industrie und Verkehr mit berücksichtigt und integriert gerechnet. Die Energiebedarfe aus diesen Sektoren entsprechen der in Phase I der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ ermittelten Transformationspfade des jeweiligen Szenarios. Somit erfolgt eine konsistente Betrachtung des Gebäudesektors im Energiegesamtsystem unter Berücksichtigung der energetischen Kopplung von Sektoren sowie der Rückwirkung zukünftiger Entwicklungen auf den Gebäudesektor.

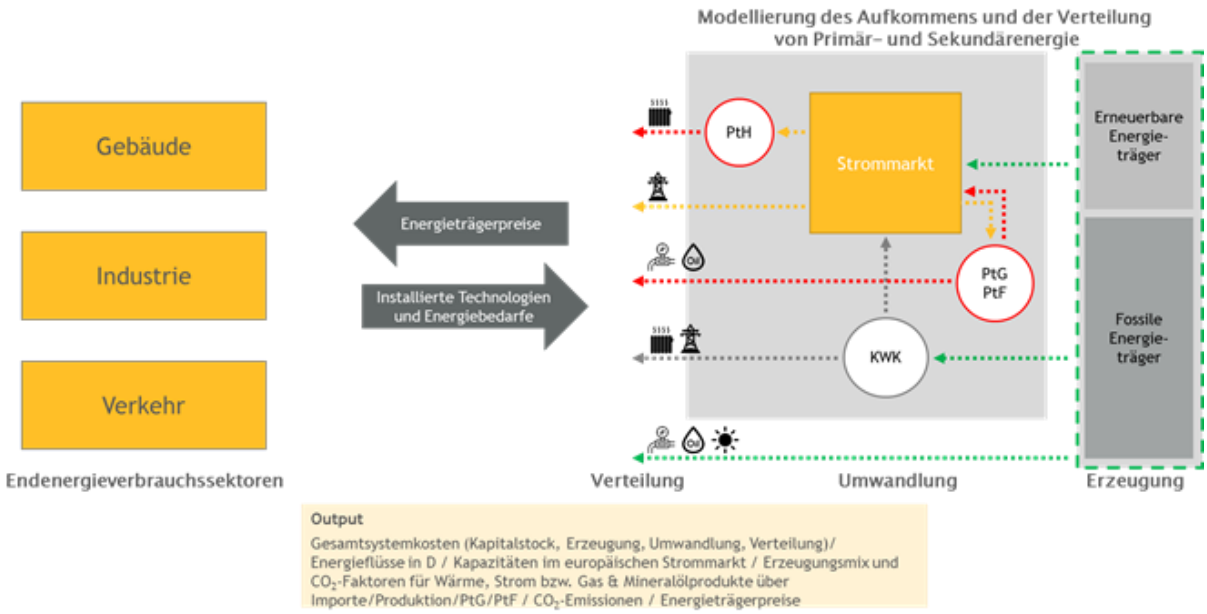

Abb. 4: Schematische Darstellung des Modells DIMENSION+(Quelle: ewi ER&S)

Das Gesamtmodell wurde für diese Studie um die Schnittstelle mit dem Bottom-up-Modell der exogen erfolgten Gebäudemodellierung erweitert (siehe Abschnitt 5). Anhand der exogen ermittelten Transformationspfade werden jährliche Energiemengen und Kapazitäten nach Energieträger (konventionell oder synthetisch) sowie im Gebäudepark anfallende energetisch und nicht-energetisch bedingte Investitionskosten (Gebäudehülle, Anlagentechnik) und Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung etc.) übermittelt. Die Energiemengen werden in DIMENSION+ anhand ihrer Nutzungsart (Raumwärme, Warmwasser) in zeitliche Profile übersetzt, welche vom Energiesystem zum entsprechenden Zeitpunkt bereitgestellt werden müssen. Die Anlagenkapazität strombetriebener Anwendungen des Gebäudeparks muss entsprechend durch gesicherte Leistung im Stromsystem bereitgestellt werden um in Zeiten von geringer Erzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien (sog. „Dunkelflaute“) Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Somit ergeben sich als Output von DIMENSION+ die Gesamtsystemkosten des Energiesystems (für Energieerzeugungs-, -umwandlungs-, -speicherungs- und -verbrauchsanlagen sowie Netzinfrastrukturen) sowie Energiemengen und Treibhausgasemissionen. Die Treibhausgasfaktoren der Energieträger im Gebäudesektor werden in das gebäudespezifische Bottom-up-Modell zurückgespielt. Dort werden Sanierung und Anlagen-

technik mithilfe der Expertise der Gutachter zur Erreichung der Klimaschutzziele in den Szenarien angepasst und die veränderten Outputs in DIMENSION+ erneut implementiert. Durch diesen iterativen Prozess ergeben sich integrierte Transformationspfade von Gebäudepark und Energiesystem.

Die iterierten Treibhausgasfaktoren berücksichtigen sowohl Quellprinzip als auch Verursacherprinzip. Die Unterschiede dieser beiden Bilanzierungsmethoden und die hier angewandte Methodik wurden in Kapitel 4.1.1 beschrieben.

Die finalen Szenarien werden mit den entwickelten Transformationspfaden volkswirtschaftlich untersucht und kostenseitig verglichen. Als finanzmathematischer Ansatz der Kostenanalyse dient die Annuitätenmethode. Hierbei wird der Kapitalwert aller anfallenden Investitionen entsprechend festgelegter kalkulatorischer Zinssätze in den Sektoren auf ihre Lebensdauer verteilt. Investitionskosten werden in der volkswirtschaftlichen Betrachtung stets netto (ohne MwSt.) berücksichtigt und damit steuerliche Verzerrungen zwischen den Akteuren herausgerechnet. Alle verwendeten Kosten sind inflationsbereinigt. Der Untersuchungszeitraum umfasst die Jahre 2015 bis 2050. Das Jahr 2015 wurde als Startjahrausgewählt, da es zum aktuellen Zeitpunkt die beste Datengrundlage für die vorgenommene Untersuchung bietet. Basisjahr für die Ausrichtung der Treibhausminderung ist entsprechend des Klimaschutzplans das Jahr 1990 (vgl. BMUB 2016a). Eine Erfüllung der Reduktion des Primärenergiebedarfs nach Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) ist nicht Teil der Untersuchung, weswegen das Jahr 2008 nicht betrachtet wird (vgl. BMWi 2015a). Alle Szenarien sind bis 2017 nach historischer Entwicklung fortgeschrieben, sodass sie sich erst danach voneinander unterscheiden.

Es ist hervorzuheben, dass es sich bei der beschriebenen Methodik nicht um eine volkswirtschaftliche Optimierung handelt, da die Entwicklung der Transformationspfade des Gebäudesektors zunächst unabhängig vom Energiesystem erfolgt. Die kostenseitigen Zusammenhänge von Gebäudehülle, Anlagentechnik und Energiebereitstellung können nur ex post zwischen den Szenarien verglichen werden. Des Weiteren sind makroökonomische Effekte (Rückwirkung auf inländische Wertschöpfung, Löhne, effizienter Einsatz von Kapital und Arbeit etc.) nicht Teil der Analyse. Die Kostenanalyse erfolgt in Kapitel 7.

4.3.3 Parameter der Modellanalyse des Gesamtsystems

Im folgenden Abschnitt werden ausgewählte zentrale Parameter der Gesamtsystembetrachtung beschrieben. Die Parameter sind modellexogene Größen, welche die szenarioübergreifende Grundlage der ökonomischen Analyse bilden. Des Weiteren quantifizieren sie szenariospezifische Annahmen. Alle Parameter wurden mit den Studienpartnern abgestimmt.

Für das Referenz-Szenario sind keine Minderungsziele vorgegeben. Es wird dafür ein CO_2-Zertifikatspreis entsprechend des WEO angenommen, welcher in 2050 50 USD/t CO_2-Äq. erreicht. Der angenommene Preis von 8 Euro/t CO_2-Äq. in 2020 entspricht ungefähr einer Mittelung der beobachtbaren aktuellen Future Preise sowie des *Current Policies Scenarios* des WEO (vgl. EEX 2017) (siehe Tabelle 4 bis 9).

	Einheit	2020	2030	2040	2050
CO_2-Zertifikatspreis EU-ETS	EUR/t CO_2-Äq.	8,0	25,0	33,3	41,7

Tabelle 12: CO_2-Zertifikatspreis des EU-ETS für das Szenario „Referenz“ (real, Preisbasis 2015)
(Quellen: EEX 2017, IEA 2016 *Current Policies Scenario*, ewi ER&S)

Emissionsfaktoren

Zur Bestimmung der THG-Mengen wurden die Emissionsfaktoren der Energieträger abgestimmt. Entsprechend der Bilanzierungsmethoden werden diese sowohl mit als auch ohne Vorkette angegeben. Tabelle 13 listet die Emissionsfaktoren für die im Gebäudesektor relevanten Energieträger Erdgas, Heizöl und Biomasse auf. Biomasse wird generell als CO_2-neutraler Brennstoff angenommen. Bei Berücksichtigung der Vorketten gehen hier jedoch Emissionen für Gewinnung und Transport an. Generell richten sich die Emissionsfaktoren ohne Vorkette nach den Angaben des Umweltbundesamtes (UBA 2016). Die Vorketten sind dem „Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme“ (GEMIS 2016) entnommen. Eine neue Analyse von DBI GUT (2016) zeigt, dass der Emissionsfaktor mit Vorkette von Erdgas lediglich 0,230 kg CO_2-Äq/kWh wäre.[5] Die weiteren verwendeten Energieträger Strom und Fernwärme ergeben sich aus den Modellrechnungen.

	Einheit	Emissionsfaktor ohne Vorkette	Emissionsfaktor mit Vorkette
Erdgas	kg CO_2-Äq/kWh	0,202	0,240
Heizöl		0,271	0,312
Biomasse		–	0,032

Tabelle 13: Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente) der fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl im Gebäudesektor mit und ohne Vorkette (Quellen: UBA 2016, GEMIS 2016)

Die Entwicklung der bezogenen Brennstoffe Gas, Öl und Biomasse durch den Gebäudesektor unterscheidet sich je nach Beimischung biogener und synthetischer Energieträger sowie der Entwicklung der Vorkettenemissionen und ist ebenfalls Modellergebnis.

	Einheit	2015	2050				
	kg CO_2-Äq/kWh	RF	EL80	TM80	EL95	TM95	RF
Gas		0,24	0,24	0,24	0,24	0,001	0,001
Öl		0,31	0,31	0,31	0,31	0,001	0,001
Strom		0,53	0,19	0,08	0,05	0,060	0,050
Fernwärme		0,34	0,13	0,03	0,03	0,030	0,030
Biomasse		0,03	0,02	0,01	0,01	0,001	0,001

Tabelle 14: Entwicklung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger im Gebäudesektor

Diese sind Ergebnis eines iterativen Prozesses zwischen Gebäude- und Gesamtsystem-Modellierung. Eine Dekarbonisierung der Energieträger Gas und Öl findet durch Verdrängung fossiler durch synthetische Brennstoffe ausschließlich in den 95-%-Szenarien statt. Diese Entwicklung ist außerdem erst ab 2040 beobachtbar (vgl. Kapitel 6.4). Dagegen sinken die Emissionsfaktoren von Strom und Fernwärme in allen Szenarien durchgängig bis auf ein für die zielerreichenden Szenarien sehr niedriges Niveau in 2050. Biomasse enthält ausschließlich Vorkettenemissionen. Es wird angenommen, dass davon ein Großteil durch den Transport verursacht wird. Verminderte Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor wirken sich daher auch mindernd auf die Emissionsfaktoren der Biomasse aus.

[5] Der alternative Emissionsfaktor würde die CO_2-Emissionen im Gebäudesektor im TM80-Szenario nach dem Verursacherprinzip um etwa 1 bis 2 Mio. t CO_2-Äq. senken.

	Einheit	2015	2050				
			RF	EL80	TM80	EL95	TM95
Gas	kg CO_2-Äq/kWh	0,24	0,24	0,24	0,24	0,001	0,001
Öl		0,31	0,31	0,31	0,31	0,001	0,001
Strom		0,53	0,19	0,08	0,05	0,060	0,050
Fernwärme		0,34	0,13	0,03	0,03	0,030	0,030
Biomasse		0,03	0,02	0,01	0,01	0,001	0,001

Tabelle 15: Entwicklung der Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente) mit Vorketten bis 2050 (Quellen 2015: UBA 2016, GEMIS 2016, Prognose: Modellergebnis ewi ER&S)

Szenario übergreifende sozioökonomische Parameter

Zur volkswirtschaftlichen Analyse wurden sozioökonomische Parameter abgestimmt, die übergreifend für alle Szenarien angewandt werden. Tabelle 1 listet die zentralen Parameter auf.

Das Bevölkerungswachstum, welches besonders die Entwicklung nach Wohnfläche prägt, ist der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes entnommen (Destatis 2015a). Es wurde für diese Studie „Szenario 2 – Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung“ verwendet, welches einen Rückgang der Bevölkerung Deutschlands auf bis zu 76,1 Mio. in 2050 prognostiziert.

Öl- und Gaspreis sind dem WEO 2016 entnommen und richten sich nach dem *New Policies Scenario* (IEA 2016). Die Entwicklung des Ölpreises wurde von 2040 bis 2050 entsprechend der vorherigen Prognose fortgeschrieben. Die Entwicklung des Gaspreises wurde ab 2040 als konstant angenommen.

Alle Preise gelten als reale Preise. Es wird ein konstanter Wechselkurs von 0,833 USD/EUR festgelegt.

	Einheit	2020	2030	2040	2050
Bevölkerungsentwicklung	Mio.	82,0	80,9	78,9	76,1
Ölpreis	USD/barrel	79,0	111,0	124,0	137,0
Gaspreis	EUR/MWh	19,8	26,2	32,7	32,7
Wechselkurs	USD/EUR	0,833			
Kalkulatorischer Zinssatz Gebäude	%	4,0			
Ökonomische Lebensdauer Gebäudehülle	Jahre	40			
Ökonomische Lebensdauer Anlagentechnik	Jahre	20			
Alkali-Elektrolyse: Investitionskosten (Wirkungsgrad)	EUR/kW (%)	440,0 (70,0)	338,0 (75,0)	292,0 (80,0)	200,0 (80,0)
PEM-Elektrolyse: Investitionskosten (Wirkungsgrad)	EUR/kW (%)	1000,0 (81,5)	638,0 (93,0)	407,0 (93,0)	260,0 (93,0)
Integrierte Methanisierung: Investitionskosten (Wirkungsgrad)	EUR/kW (%)	1000,0 (56,0)	800 (62,0)	700,0 (68,0)	600,0 (68,0)
Integrierte Fischer-Tropsch-Anlage: Investitionskosten (Wirkungsgrad)	EUR/kW (&)	887,0 (51,0)	725,0 (55,0)	619,0 (59,0)	512,0 (59,0)
Importpreis PtX-Gas von außerhalb der EU	EUR/MWh	185,5	166,8	148,1	95,6
Importpreis PtX-Heizöl von außerhalb der EU	EUR/MWh	210,5	185,6	160,7	110,5

Tabelle 16: Sektor- und Szenario übergreifende Rahmenparameter (Quellen: EWI 2014, Destatis 2015a, IEA 2016, BEIS 2016, ewi ER&S)

Der kalkulatorische Zinssatz stellt die angenommene theoretische Verzinsung des Kapitals im Gebäudesektor dar.[6] Zusammen mit der Lebensdauer von Sanierungsmaßnahme und Anlagentechnik bildet er die Grundlage der Investitionsrechnung im Gebäudepark. Abgebildet sind außerdem Netto-Investitionskosten (ohne MwSt.) und Wirkungsgrade für die Erzeugungsanlagen synthetischen Wasserstoffs (Alkali-/PEM-Elektrolyse), synthetischer Gase (Methanisierung) sowie synthetischer Flüssigkraftstoffe (Fischer-Tropsch-Anlage). Bei den beiden zuletzt genannten Technologien handelt es sich um integrierte Anlagen inklusive Elektrolyseuren (vgl. Abschnitt 6.4).

Die dargestellten Importpreise für PtX-Gas und PtX-Heizöl entsprechen den angenommen Erzeugungskosten in EE-Vorzugsgebieten außerhalb der EU. Sie berücksichtigen sowohl die benötigten Investitionen in Erzeugungsanlagen als auch die Bereitstellungskosten für Kohlenstoff mittels *Direct-Air-Capture* und die Stromerzeugungskosten aus erneuerbaren Energien in diesen Regionen. Es wird ein freier Zugang zum europäischen Markt unterstellt, wodurch die Importpreise die dargestellten Importpreise für den maximalen Marktpreis für PtX-Gas und PtX-Heizöl bestimmen.

[6] Kalkulatorische Zinssätze unterscheiden sich je nach Sektor.

5 Entwicklung der Transformationspfade im Gebäudesektor

Wohngebäude

Basis für das Wohngebäudemodell sind verschiedene Datengrundlagen. Die wesentlichen Grundlagen bilden aber die kontinuierlichen und thematisch supplementären Datenerhebungen und Auswertungen der Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V., Kiel. Für den Bereich des Energieverbrauchs und Modernisierungsdaten wird eine systematische Literaturrecherche vorgenommen. Auf Basis von statistischen Daten der letzten Jahre und Schätzungen der beteiligten Projektpartner werden Szenarien für Abriss, Neubau und Sanierung entwickelt.

Ziel des Gebäudemodells ist die Berechnung der zentralen Kennwerte zur Entwicklung des Gebäudebestands (Wohneinheiten, Flächen, Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser, Endenergiebedarf sowie CO_2-Emissionen). Das Gebäudemodell unterscheidet in Abhängigkeit der Größe der Gebäude zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern (EFH/ZFH), kleineren Mehrfamilienhäusern mit maximal 10 Wohneinheiten (MFH) und Wohngebäuden mit mehr als 10 Wohneinheiten (GMFH). Für jeden dieser Gebäudetypen ist die Anzahl der Gebäude bzw. die Anzahl der Wohnungen in Abhängigkeit von der Gebäudealtersklasse sowie der energetische Zustand (nicht modernisiert, teilmodernisiert etc.) bekannt.

Die energetischen Kennwerte werden für jeden Gebäudetyp (EFH, MFH, GMFH) anhand von Baualtersklassen, typischen Referenzgebäuden und Berechnungen des Wärmebedarfs (Heizung und Warmwasser) nach DIN 4108-6 und DIN 4701-10 jahresweise bilanziert. Durch einen variablen Korrekturfaktor wird der Bedarf an den Verbrauch angepasst. Als Referenzklima dient entsprechend der DIN V 18599 der Standort Potsdam.

In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass sowohl Neubau als auch Sanierung den gesetzlichen Anforderungen nach derzeit gültiger EnEV[7] entsprechen. Ab 2025 werden Verbesserungen beim baulichen Wärmeschutz der Gebäudehülle berücksichtigt: Diese Anpassungen umfassen eine Verbesserung bei Neubauten auf 80 % (Neubau) bzw. 90 % bei Sanierungen im Vergleich zum derzeitigen Anforderungsniveau.

Für das entsprechende Szenario wird die Sanierungsrate als Vollmodernisierungsäquivalent für die drei Gebäudetypen angepasst. Dabei wird die Tatsache berücksichtigt, dass in der Regel in Einzelmaßnahmen und Schritten saniert wird. So werden alle Teilsanierungen an den Gebäuden summiert, zusammengefasst und zum Vergleich in Vollsanierungen (Außenwände, Fenster, Dach, Keller) umgerechnet und ausgewiesen.

Nichtwohngebäude

Der Modellansatz für Nichtwohngebäude (NWG) basiert auf einem vereinfachten Ansatz auf den Entwicklungen im Wohngebäudebereich. Hinsichtlich Sanierung, Abbruch und zusätzlicher Neubau werden die künftigen Veränderungen auf den NWG-Bereich mit entsprechenden Quoten übertragen. Die Strukturierung in eine nach den wesentlichen Nutzungen unterteilte Gebäudetypologie mit acht Hauptgruppen erlaubt bei Bedarf eine differenziertere Darstellung und Analyse der Ergebnisse. Sie umfasst folgende Nutzungen bzw. Gebäudetypen (BMVBS 2013):

[7] Eine Verbessrung des Effizienzstandards ist wegen der langen zeitlichen Perspektive und entsprechender Unsicherheiten in der Ausgestaltung von Förderprogrammen nicht berücksichtigt.

- Bildung (allgemeinbildende Schulen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen, Kindertagesstätten)
- Büro- und Verwaltung (Verwaltungs-, Polizei-, Feuerwehr- , Gerichtsgebäude, allgemeine Bürogebäude)
- Gewerbe und Industrie (Gewerbe- und Fabrikgebäude, Lager- und Werkstattgebäude, Industriegebäude)
- Heilbehandlung (Krankenhäuser, Kliniken, Praxisgebäude und Gesundheitseinrichtungen)
- Handel und Dienstleistung (Kaufhäuser, Einkaufszentren, allgemeine Verkaufsgebäude)
- Sport (Sporthallen, Schwimmhallen, allgemeine Sporthallen)
- Kultur (Museen, Bibliotheken und Ausstellungsgebäude, Oper, Theater, Veranstaltungshallen)
- Beherbergung und Gastronomie (Hotels und Pensionen, Gaststätten und Restaurants)

Die statistischen Datengrundlagen zu Nichtwohngebäuden zu Flächen, Anzahl, Baualtersklasse, energetischen oder bauphysikalischen Eigenschaften und Kosten sind im Vergleich zum Wohnungsbau nur sehr lückenhaft vorhanden, weshalb zu vielen Eingangsparametern für die weiteren Kalkulationen vereinfachende Annahmen getroffen werden. Analog zum Wohnungsbau wird für den energetischen Gebäudestandard von Nichtwohngebäuden zunächst von einer Einhaltung der heute geltenden EnEV-Anforderungen für Neubau und Sanierung ausgegangen. Der energetische Standard für die NWG ab 2025 entspricht dann einem KfW-70-Standard nach heute geltender Definition.

Aus der Kombination von Gebäudeeffizienz und Anlageneffizienz in Wohn- und Nichtwohngebäuden ergeben sich Energiebedarfe zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser entsprechend dem Transformationspfad bis 2050 für Gesamtdeutschland. Die in den Transformationspfaden ermittelte Zusammensetzung aus Gebäudeeffizienz und Technologieausstattung impliziert einen entsprechenden zeitlich hoch aufgelösten Bedarf nach Endenergie. Zusätzlich bedingt die Transformation des Gebäudesektors Kapitalkosten, die sich je nach Szenario unterscheiden können. Der ermittelte Energiebedarf kann entweder durch den direkten Bezug von Primärenergie, z. B. Erdöl oder Erdgas, gedeckt werden oder durch Sekundärenergie, also Strom, Fernwärme oder synthetische Brennstoffe. Letztere werden durch Umwandlung von Primärenergie bzw. durch Umwandlung von Strom, etwa in PtX-Anlagen, gewonnen.

5.1 Status quo: Gebäudebestand

Den Ausgangspunkt der Untersuchungen zur Entwicklung des Gebäudebereichs stellt der verfügbare statistische Datenbestand zu Wohn- und Nichtwohngebäuden dar. Für Wohngebäude liegen dazu aus unterschiedlichen Quellen umfangreiche und belastbare Datengrundlagen vor. In den Berechnungen wurde dabei von einer Anzahl von 18,5 Mio. Wohngebäuden mit 39,2 Mio. Wohneinheiten und einer Gesamtwohnfläche von insgesamt etwa 3,6 Mrd. m^2 ausgegangen (Bezugsjahr 2013), die nach Gebäudetypen (Einfamilienhäuser und Doppel-/Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser, große Mehrfamilienhäuser) und Baualtersklassen unterteilt sind (siehe Tabelle 16).

Gebäudetyp	Anzahl (Mio.)	Wohneinheiten (Mio.)	Wohnfläche (Mrd. m²)	Neubauten	Abrissquote
EFH/ ZFH	15,38	18,5	3,6	100.000/a	0,1 %/a
MFH	2,95	16,1		20.000/a	0,2 %/a
GMFH	0,17	4,6		1000/a	0,2 %/a

Tabelle 17: Datengrundlagen zum Wohngebäudebestand in Deutschland (2013) (Quellen: ARGE 2016a, Destatis 2015b, FIW 2017)

Im Bezugsjahr beträgt dabei der nicht witterungsbereinigte Endenergieverbrauch des Wohngebäudebereichs 710 TWh, was einem Anteil von knapp 28 % am Gesamtendenergieverbrauch entspricht.

Die Anzahl der Nichtwohngebäude wird auf Basis verschiedener, sehr heterogener Datenquellen für die Untersuchung mit ca. 3 Mio. Gebäuden angesetzt. Die zusammengefasste Nutzfläche aller Nichtwohngebäude ergibt damit etwa 1,9 Mrd. m². Zu den Gebäuden des Nichtwohnbereichs zählen neben Büro und Verwaltung auch Gebäude kultureller Einrichtungen, Schulen, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Industrie und weitere sonstige Gebäude. Die eindeutige Zuordnung von Energieverbrauch und Emissionen ist daher für den Nichtwohngebäudebereich schwieriger zu vollziehen als für Wohngebäude.

Der Endenergieverbrauch für gebäudebezogene Anwendungen (Heizung, Klima, Warmwasser, Lüftung, Beleuchtung) wird für das Bezugsjahr für Industriegebäude mit 72,8 TWh und für die Gebäude des Sektors GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) mit 274,9 TWh angegeben.

5.2 Gebäudespezifische Transformationspfade

Im Folgenden werden die modellexogen entwickelten Transformationspfade für die Szenarien „Referenz“, „Elektrifizierung“ und „Technologiemix“ beschrieben. Sie richten sich nach den oben dargestellten Rahmenbedingungen und Parametern, welche den Lösungsraum der Szenarien aufspannen. Als integraler Bestandteil im Gesamtenergiesystem sind in den anschließenden volkswirtschaftlichen Berechnungen neben dem Gebäudesektor auch Transformationspfade aus Verkehr und Industrie hinterlegt. Diese entsprechen den in der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ entwickelten Transformationspfaden aus Phase I. Die hier beschriebenen Transformationspfade des Gebäudesektors fließen ebenso in die dena-Leitstudie ein.

5.2.1 Anlagentechnik

Wohngebäude

Die Betrachtungen basieren auf der aktuellen Beheizungsstruktur in Neubau und Bestand von Wohngebäuden und den beiden Szenarien 80 bzw. 95 % Treibhausgasminderung im Jahr 2050 (BDEW 2014, BDEW Bestand 2017, BDEW Neubau 2017, BDH 2017). Es werden mögliche Entwicklungen der Anlagentechnik als Transformationspfade der betrachteten Transformationspfade (Referenz, Elektrifizierung, Technologiemix) abgeschätzt.

In der Untersuchung werden 19 Anlagenkonzepte untersucht. Hierbei werden alle gängigen Technologien berücksichtigt und auch innovative Anlagen wie Gas-Wärmepumpen, KWK (Brennstoffzelle) oder Hybridlösungen betrachtet. Die Anlagenkonzepte sind:

- Gas-Niedertemperaturheizungen
- Gas-Brennwertgeräte
- Gas-Brennwertgeräte mit solarer TWE
- Gas-Brennwertgeräte mit solarer TWE und Heizungsunterstützung
- Gas-Wärmepumpe
- KWK auf Gasbasis
- Öl-Niedertemperaturkessel
- Öl-Brennwertgeräte
- Öl-Brennwertgeräte mit solarer TWE
- Öl-Brennwertgeräte mit solarer TWE und Heizungsunterstützung
- Luft-Wasser-Elektrowärmepumpe
- Sole-Wasser- und Wasser-Wasser-Elektrowärmepumpe
- Pelletkessel
- Pelletkessel mit solarer TWE
- Nah-/Fernwärme
- Gas-Hybridgeräte
- Öl-Hybridgeräte
- Gas-Niedertemperaturgeräte (Bestand)
- Öl-Niedertemperaturgeräte (Bestand)

Für jede Gebäudeklasse (untergliedert nach Gebäudegröße und Baualter) wird eine entsprechende Anlagenverteilung inklusive deren Entwicklung für jedes der Szenarien ermittelt.

In Tabelle 1 bis Tabelle 20 wird die Entwicklung der Beheizungsstruktur zur 80-%-Zielerreichung an drei Beispielen exemplarisch dargestellt. Für jede Anlagenvariante werden die jährlichen relativen Marktanteile am Gesamtbestand ermittelt, welche in den Tabellen auszugsweise in 5-Jahres-Schritten bis 2050 ausgewiesen sind.

Zu beachten ist, dass die 95-%-Zielerreichung fast ausschließlich durch die zunehmende Dekarbonisierung der Energieträger erfolgt. Die Zusammensetzung des Anlagenparks ist gegenüber dem 80-%-Ziel daher praktisch unverändert (vgl. Abschnitt 4.3.3).

Neubau Ein- und Zweifamilienhäuser

Variante	EFH/ZFH – Neubau, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	32,0 %	27,0 %	22,0 %	17,0 %	12,0 %	7,0 %	2,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	15,2 %	14,4 %	13,5 %	12,6 %	11,7 %	10,9 %	10,0 %
Gas- WP	0,2 %	0,5 %	0,7 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %	1,7 %	2,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	30,1 %	33,1 %	36,2 %	39,3 %	42,4 %	45,4 %	48,5 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	7,8 %	8,9 %	10,1 %	11,3 %	12,5 %	13,6 %	14,8 %
Pellet	4,5 %	4,7 %	4,9 %	5,1 %	5,4 %	5,6 %	5,8 %	6,0 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,6 %	7,5 %	8,4 %	9,3 %	10,2 %	11,1 %	12,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	1,0 %	1,1 %	1,3 %	1,5 %	1,7 %	1,8 %	2,0 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,1 %	1,1 %	1,2 %	1,3 %	1,4 %	1,4 %	1,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
EFH/ZFH – Neubau, Elektrifizierung – 80 %								
Gas-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	31,8 %	26,5 %	21,2 %	15,9 %	10,6 %	5,3 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	14,3 %	11,9 %	9,5 %	7,2 %	4,8 %	2,4 %	0,0 %
Gas-WP	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	31,1 %	35,9 %	40,7 %	45,6 %	50,4 %	55,2 %	60,0 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	8,7 %	11,4 %	14,1 %	16,8 %	19,6 %	22,3 %	25,0 %
Pellet	4,5 %	4,5 %	4,3 %	4,2 %	4,0 %	3,8 %	3,7 %	3,5 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,0 %	5,8 %	5,6 %	5,5 %	5,3 %	5,2 %	5,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	0,9 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,3 %	1,4 %	1,5 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,4 %	2,0 %	2,6 %	3,2 %	3,8 %	4,4 %	5,0 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Variante	EFH/ZFH – Neubau, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EFH/ZFH – Neubau, Technologiemix – 80 %								
Gas-NT	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Gas-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	37,0 %	31,8 %	26,5 %	21,2 %	15,9%	10,6 %	5,3 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	16,1 %	15,2 %	14,4 %	13,5 %	12,6 %	11,7 %	10,9 %	10,0 %
Gas-WP	0,2 %	1,2 %	2,7 %	4,1 %	5,6 %	7,1 %	8,5 %	10,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,6 %	1,3 %	2,1 %	2,8 %	3,5 %	4,3 %	5,0 %
Öl-NT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,6 %	0,5 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
L/W-EWP	27,0 %	28,7 %	29,4 %	30,1 %	30,8 %	31,5 %	32,2 %	32,9 %
S/W-W/W-EWP	6,6 %	8,2 %	10,1 %	12,0 %	13,8 %	15,7 %	17,6 %	19,5 %
Pellet	4,5 %	4,8 %	5,2 %	5,5 %	5,9 %	6,3 %	6,6 %	7,0 %
Nah-/Fernwärme	5,7 %	6,4 %	7,0 %	7,6 %	8,2 %	8,8 %	9,4 %	10,0 %
Pellet + sol. TWE	0,8 %	1,1 %	1,4 %	1,7 %	2,0 %	2,4 %	2,7 %	3,0 %
Gas-Hybridgerät	1,0 %	1,2 %	1,4 %	1,6 %	1,8 %	2,1 %	2,3 %	2,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
Gas-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Tabelle 18: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Neubau für verschiedene Transformationspfade

In Tabelle 1 ist die Entwicklung der Anlagen bei Neubauten im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser dargestellt. Entwickelt sich der Anlagenpark im Neubau analog zu den letzten Jahren (Transformationspfad „Referenz“) erhöht sich der Anteil an Wärmepumpen weiter, die Anteile an Gas-Brennwertsystemen mit Solarthermie sind dagegen rückläufig. Anlagen mit Öl als Energieträger spielen heute und auch zukünftig unabhängig vom betrachteten Transformationspfad im Neubau keine Rolle.

Im Transformationspfad „Elektrifizierung“ wird von einem forcierten Ausbau von Elektro-Wärmepumpen ausgegangen. Brennwertsysteme mit Solarthermie sind dabei stark rückläufig und verschwinden bis zum Jahr 2050.

Auch im Transformationspfad „Technologiemix“ stellen Wärmepumpensysteme im Neubau bis 2050 die vorherrschende Technologie dar. Jedoch sind auch effiziente Anlagensysteme mit Erdgas, Pellets oder Nah- bzw. Fernwärme als Energieträger vorzufinden.

Gebäudebestand Ein- und Zweifamilienhäuser

Variante	EFH/ZFH – Bestand, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,6 %	2,0%	3,3%	4,7 %	6,0 %	7,4 %	8,7 %	10,1 %
Gas-BW	13,4 %	15,9 %	18,5 %	21,1 %	23,7 %	26,2 %	28,8 %	31,4 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	5,7 %	6,9 %	8,2 %	9,4 %	10,6 %	11,8 %	13,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,0 %	2,5 %	2,9 %	3,3 %	3,7 %	4,2 %	4,6 %
Gas-WP	0,0 %	0,1 %	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %
Öl-NT	0,4 %	1,0 %	1,5 %	2,0 %	2,6 %	3,1 %	3,6 %	4,2 %
Öl-BW	2,8 %	3,2 %	3,6 %	4,0 %	4,4 %	4,8 %	5,2 %	5,6 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	0,9 %	1,0 %	1,2 %	1,3 %	1,5 %	1,6 %	1,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
L/W-EWP	1,4 %	1,9 %	2,4 %	2,9 %	3,5 %	4,0 %	4,5 %	5,0 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	1,4 %	1,7 %	2,0 %	2,3 %	2,6 %	2,9 %	3,2 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,3 %	3,4 %	3,5 %	3,6 %	3,6 %	3,7 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,8 %	4,0%	4,2 %	4,4 %	4,5 %	4,7 %	4,9 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Gas-NT, alt	34,1 %	29,8 %	25,5 %	21,2 %	16,9 %	12,5 %	8,2 %	3,9 %
Öl-NT, alt	31,5 %	27,6 %	23,6 %	19,7 %	15,7 %	11,7 %	7,8 %	3,8 %
EFH/ZFH – Bestand, Elektrifizierung – 80 %								
Gas-NT	0,6 %	0,9 %	0,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	13,4 %	15,0 %	16,0 %	17,0 %	8,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	8,5 %	14,2 %	20,0 %	16,8 %	13,6 %	8,3 %	2,9 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,5 %	3,8 %	5,0 %	4,8 %	4,6 %	3,5 %	2,4 %
Gas-WP	0,0 %	0,3 %	0,6 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,3 %	0,7 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Öl-NT	0,4 %	0,5 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	2,8 %	3,4 %	4,2 %	5,0 %	2,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	1,6 %	3,1 %	4,6 %	3,6 %	2,5 %	1,7 %	0,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	0,5 %	1,0 %	1,4 %	1,3 %	1,1 %	1,0 %	0,8 %
L/W-EWP	1,4 %	7,0 %	16,0 %	25,0 %	36,8 %	48,6 %	53,7 %	58,8 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	3,2 %	6,6 %	10,0 %	13,3 %	16,5 %	18,0 %	19,4 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,5 %	3,6 %	3,8 %	3,9 %	4,3 %	4,6 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,2 %	4,4 %	4,6 %	4,8 %	5,0 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,7 %	1,2 %	1,8 %	1,9 %	2,0 %	2,3 %	2,5 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %
Gas-NT, alt	34,1 %	24,9 %	12,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	31,5 %	23,0 %	11,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Variante	EFH/ZFH – Bestand, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EFH/ZFH – Bestand, Technologiemix – 80 %								
Gas-NT	0,6 %	1,0 %	0,8 %	0,5 %	0,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	13,4 %	13,7 %	12,5 %	11,3 %	10,2 %	9,0 %	4,5 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	4,5 %	6,4 %	8,8 %	11,2 %	13,6 %	16,0 %	16,8 %	17,5 %
Gas-BW + sol. TWE/H	1,6 %	2,9 %	4,9 %	6,9 %	8,8 %	10,8 %	11,9 %	13,0 %
Gas-WP	0,0 %	0,5 %	1,3 %	2,0 %	2,8 %	3,5 %	4,0 %	4,5 %
KWK (Gas)	0,1 %	0,7 %	1,7 %	2,6 %	3,6 %	4,5 %	4,8 %	5,0 %
Öl-NT	0,4 %	0,6 %	0,4 %	0,3 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	2,8 %	2,7 %	2,3 %	1,9 %	1,4 %	1,0 %	0,5 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,7 %	2,3 %	5,0 %	7,6 %	10,3 %	12,9 %	12,0 %	11,0 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,2 %	1,0 %	2,3 %	3,5 %	4,8 %	6,0 %	7,0 %	8,0 %
L/W-EWP	1,4 %	3,6 %	7,0 %	10,3 %	13,7 %	17,0 %	18,0 %	19,0 %
S/W-W/W-EWP	1,1 %	2,3 %	4,2 %	6,1 %	7,9 %	9,8 %	10,7 %	11,5 %
Pellet	3,2 %	3,3 %	3,5 %	3,7 %	3,8 %	4,0 %	4,3 %	4,5 %
Nah-/Fernwärme	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,7 %	3,8 %	3,9 %
Pellet + sol. TWE	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,6 %
Gas-Hybridgerät	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,8 %	0,9 %	1,1 %	1,2 %	1,2 %
Öl-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Gas-NT, alt	34,1 %	28,2 %	21,1 %	14,1 %	7,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	31,5 %	26,0 %	19,5 %	13,0 %	6,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Tabelle 19: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade

Tabelle 1 zeigt die Entwicklung im Gebäudebestand der Ein- und Zweifamilienhäuser. Im Transformationspfad „Referenz“ von Bestandsgebäuden im Bereich der Ein- und Zweifamilienhäuser spielen Wärmepumpensysteme nur eine sehr untergeordnete Rolle. Gas-Brennwertsysteme mit und ohne Solarthermie sind in diesem Segment auch bis 2050 vorherrschend. Dagegen sind Ölanlagen rückläufig, ein gewisser Anteil an Öl-Brennwertsystemen ergibt sich durch den Ersatz von Altanlagen. Der forcierte Ausbau von Elektro-Wärmepumpen im Transformationspfad „Elektrifizierung“ erfolgt gegenüber dem Neubau mit einer zeitlichen Verzögerung. Der Anteil an Brennwertsystemen mit Solarthermie nimmt in den nächsten Jahren zu, durch den Ausbau der Elektro-Wärmepumpen ab 2030 jedoch wieder stark ab. Im Transformationspfad „Technologiemix“ sind Gas-Brennwertsysteme mit Solarthermie und Elektro-Wärmepumpen im Jahr 2050 gleichermaßen vertreten. Zudem sind Öl-Brennwertsysteme mit Solarthermie sowie mit geringeren Anteilen auch Pellet und Nah-/Fernwärmesysteme vorzufinden.

Bestand Mehrfamilienhäuser

Variante	GMFH – Bestand, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Gas-NT	0,7 %	2,5 %	4,3 %	6,1 %	7,9 %	9,7 %	11,5 %	13,3 %
Gas-BW	15,6 %	18,0 %	20,3 %	22,6 %	25,0 %	27,3 %	29,7 %	32,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	3,9 %	4,2 %	4,6 %	4,9 %	5,3 %	5,6 %	6,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,4 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,1 %	1,2 %
Gas-WP	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %	0,6 %
KWK (Gas)	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,7 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-NT	0,2 %	0,3 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	0,9 %	1,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,6 %	1,6 %	1,7 %	1,8 %	1,9 %	1,9 %	2,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	0,7 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %	1,8 %	2,1 %	2,4 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %
L/W-EWP	0,5 %	0,8 %	1,1 %	1,4 %	1,7 %	1,9 %	2,2 %	2,5 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	0,7 %	0,9 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,4 %	1,5 %
Pellet	4,5 %	4,5 %	4,6 %	4,6 %	4,6 %	4,7 %	4,7 %	4,8 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	22,9 %	23,6 %	24,3 %	25,0 %	25,7 %	26,4 %	27,1 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,3 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	29,2 %	24,8 %	20,3 %	15,9 %	11,5 %	7,1 %	2,7 %
Öl-NT, alt	15,8 %	13,7 %	11,6 %	9,5 %	7,3 %	5,2 %	3,1 %	1,0 %
GMFH – Bestand, Elektrifizierung – 80 %								
Gas-NT	0,7 %	1,1 %	0,5 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	15,6 %	17,3 %	18,5 %	19,7 %	9,9%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	7,2 %	13,1 %	19,0 %	16,3%	13,5 %	8,3 %	3,0 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,5%	0,6 %	0,8 %	0,9 %
Gas-WP	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,7%	1,0 %	1,2 %	1,3 %
KWK (Gas)	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,8%	1,0 %	1,5 %	2,0 %
Öl-NT	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,7 %	1,9 %	2,1 %	1,1%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	0,8 %	1,4 %	2,0 %	1,8%	1,6 %	1,2 %	0,8 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,4 %	0,4 %
L/W-EWP	0,5 %	4,7 %	11,6 %	18,4 %	28,9%	39,4 %	41,8 %	44,3 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	2,0 %	4,1 %	6,3 %	7,8%	9,2 %	10,6 %	12,0 %
Pellet	4,5 %	4,7 %	5,1 %	5,5 %	5,8%	6,0 %	6,4 %	6,8 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	23,1 %	24,0 %	25,0 %	25,8%	26,6 %	27,1 %	27,6 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,2%	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,2 %	0,3 %	0,5 %	0,6%	0,6 %	0,7 %	0,8 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	24,5 %	12,2 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	15,8 %	11,5 %	5,8 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Variante	GMFH – Bestand, Referenz							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GMFH – Bestand, Technologiemix – 80 %								
Gas-NT	0,7 %	1,2 %	0,9 %	0,6 %	0,3%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-BW	15,6 %	16,0 %	15,0 %	14,0 %	13,0%	12,0 %	6,0 %	0,0 %
Gas-BW + sol. TWE	3,5 %	5,5 %	8,5 %	11,5 %	14,5%	17,5 %	20,6 %	23,6 %
Gas-BW + sol. TWE/H	0,3 %	1,0 %	2,0 %	3,0 %	4,0%	5,0 %	5,4 %	5,7 %
Gas-WP	0,1 %	0,4 %	1,0 %	1,5 %	2,0%	2,5 %	2,9 %	3,3 %
KWK (Gas)	0,3 %	1,4 %	3,1 %	4,9 %	6,6%	8,4 %	9,1 %	9,8 %
Öl-NT	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-BW	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,4 %	1,4%	1,3 %	0,7 %	0,0 %
Öl-BW + sol. TWE	0,4 %	1,5 %	3,2 %	4,9 %	6,6%	8,3 %	7,8 %	7,3 %
Öl-BW + sol. TWE/H	0,0 %	0,4 %	0,9 %	1,5 %	2,0%	2,6 %	3,4 %	4,2 %
L/W-EWP	0,5 %	1,5 %	2,9 %	4,4 %	5,8%	7,2 %	7,6 %	7,9 %
S/W-W/W-EWP	0,6 %	1,0 %	1,6 %	2,3 %	2,9%	3,5 %	4,5 %	5,5 %
Pellet	4,5 %	4,8 %	5,2 %	5,7 %	6,1%	6,6 %	6,8 %	7,0 %
Nah-/Fernwärme	22,3 %	22,8 %	23,2 %	23,6 %	24,1%	24,5 %	24,8 %	25,0 %
Pellet + sol. TWE	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,3 %	0,3 %
Gas-Hybridgerät	0,1 %	0,1 %	0,2 %	0,2 %	0,3%	0,3 %	0,3 %	0,4 %
Öl-Hybridgerät	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Gas-NT, alt	33,6 %	27,7 %	20,7 %	13,8 %	6,9%	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Öl-NT, alt	15,8 %	13,0 %	9,8 %	6,5%	3,3%	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Tabelle 20: Entwicklung der Beheizungsstruktur GMFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade

In Tabelle 20 ist der Anlagenbestand für große Mehrfamilienhäuser dargestellt. In Abhängigkeit von der Größe der Wohngebäude (EFH/ZFH, kleines MFH, großes MFH) unterscheiden sich die Anteile an aktuell vorhandenen Anlagensystemen und ebenso die weitere Entwicklung in den einzelnen Transformationspfaden.

Im betrachteten GMFH spielt Nah-/Fernwärme in allen Transformationspfaden eine wesentlichere Rolle als beim EFH bzw. kleinen MFH. Im Transformationspfad „Elektrifizierung“ sind Wärmepumpensysteme vorherrschend, aber weniger vertreten als beim EFH/ZFH.

Im Transformationspfad „Technologiemix“ des Gebäudebestands von GMFH ist der Anteil an Brennwertsystemen mit Solarthermie und Nah-/Fernwärme bis zum Jahr 2050 deutlich höher als der Anteil an Wärmepumpensystemen.

Die folgende Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Anlagenzahlen der elektrischen Wärmepumpen in den unterschiedlichen Szenarien.

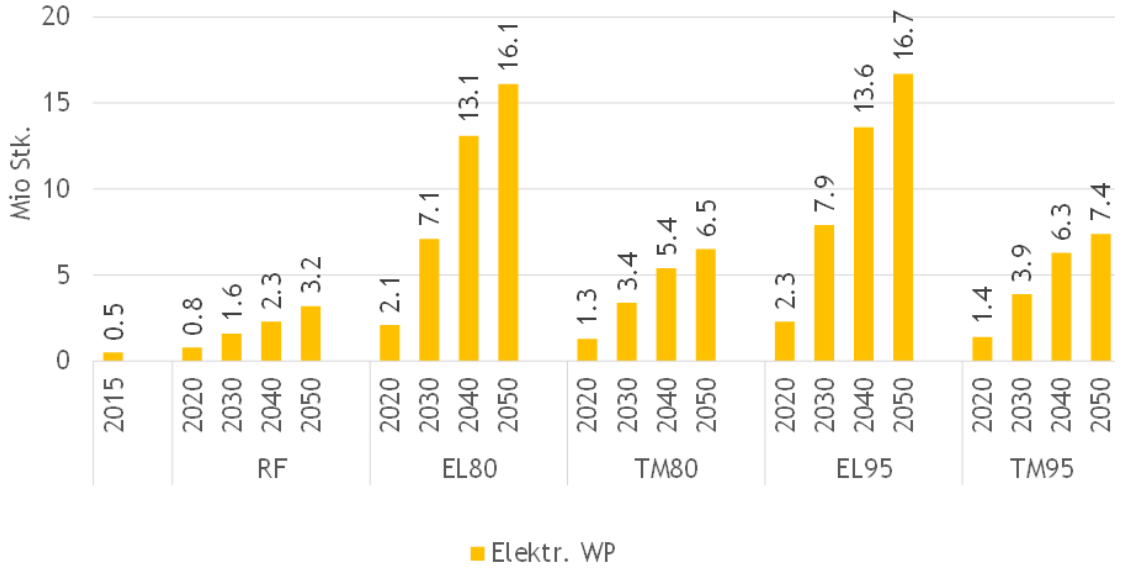

Abb. 5: Gesamtzahl elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden [in Mio. Stk.]

Im EL80-Szenario wächst die Anzahl der in den Wohngebäuden verbauten elektrischen Wärmepumpen von etwa 0,5 Mio. in 2015 sehr stark auf 7,1 Mio. in 2030 und 16,1 Mio. in 2050.

Auch in den „Technologiemix"-Szenarien gewinnen Wärmepumpen an Marktanteilen, ihr Zuwachs ist aber geringer und erreicht im Szenario TM80 3,4 Mio. in 2030 und 6,5 Mio. in 2050.

Zusammen mit den Nichtwohngebäuden steigt damit die Stromnachfrage im EL80-Szenario um 72,3 TWh bis 2050 an, während sie nur um 20,6 TWh im TM80-Szenario wächst.

Nichtwohngebäude

Die statistische Datenbasis für Nichtwohngebäude (NWG) ist generell schlechter als für Wohngebäude, dies betrifft insbesondere die Beheizungsstruktur. Daher wird für Nichtwohngebäude vereinfachend unterstellt, dass sich die Entwicklung der bisher eingesetzten Endenergieträger in NWG bis 2050 analog zur Entwicklung im Wohngebäudebereich verhält. Ebenso werden die Annahmen für Abriss- und Neubaurate vereinfachend aus dem Wohngebäudebereich übernommen und anhand der NWG-Gebäudetypen plausibilisiert. Zur Entwicklung des Strombedarfs für Raumkälte und Beleuchtung von NWG wurden zusätzliche Annahmen getroffen. So wird davon ausgegangen, dass durch Einsatz energiesparender Leuchten der Energiebedarf für Beleuchtung bis 2050 auf 40 % des heutigen Energiebedarfes abgesenkt wird. Für Raumkälte wird unterstellt, dass der Energiebedarf durch energiesparende Technik bis 2050 um 20 % sinkt.

5.2.2 Gebäudehülle/Sanierungsrate

Für die konkrete Aufstellung der Szenarien wird methodisch wie im Folgenden beschrieben vorgegangen.

1. Schritt: Sanierungsraten bei heutigen CO_2-Äquivalenten

Im ersten Schritt wird untersucht, welche Maßnahmen unmittelbar am Gebäude notwendig sind, um die entsprechenden Zielwerte zu erreichen. Dabei wird zunächst von den aktuellen CO_2-Äquivalenten (2015) ausgegangen. Veränderungen, die aus dem Energiesystem resultieren, werden somit zunächst nicht berücksichtigt.

2. Schritt: Sanierungsraten bei CO_2-Äquivalenten nach Referenzentwicklung

In der daran anschließenden Betrachtung wird dann untersucht, welche Vollsanierungsäquivalente notwendig sind, wenn sich die CO_2-Äquivalente gemäß dem Referenz-Szenario (RF) des Energiesystems entwickeln und damit einen entsprechenden nicht an den Klimaschutzzielen orientierten Entwicklungspfad nehmen.

Wohngebäude

Für jedes entsprechende Szenario wird die Sanierungsrate als Vollmodernisierungsäquivalent für die drei Gebäudetypen Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und große Mehrfamilienhäuser (GMFH) individuell angepasst. Dabei wird die Sanierungsrate stufenweise so variiert, dass die gesamten CO_2-Emissionen das entsprechende Sektorenziel erfüllen und ein ausreichender baulicher Wärmeschutz für Niedrigexergiesysteme (z. B. Wärmepumpen) gegeben ist.

Am Beispiel der Wohngebäude wird für die 80-%-Szenarien im Folgenden detailliert gezeigt, wie sich der für das jeweilige Szenario entsprechende Transformationspfad ergibt. Im ersten Schritt wird dazu ermittelt, wie sich der zukünftige Endenergiebedarf für den Wohngebäudebestand bei Annahme einer Verstetigung der derzeitigen Vollsanierungsäquivalentrate und der derzeitigen Beheizungsstrukturen entwickelt („Status quo“). Bei der Entwicklung der Beheizungsstruktur wird berücksichtigt, dass effizientere Anlagensysteme eine größere Marktbedeutung erlangen werden und ineffiziente Systeme verdrängen. Es sind jedoch keine gravierenden politischen Eingriffe unterstellt. Für die CO_2-Äquivalenten-Faktoren wird in diesem ersten Schritt eine konstante Fortschreibung der aktuellen Werte angenommen. Der Zielkorridor für Wohngebäude zur 80-%-Zielerreichung liegt gemäß den Herleitungen in Kapitel 4.2.1 zwischen 36,8 und 40,2 Mio. t CO_2.

Damit das Ziel einer THG-Minderung um 80 % erreicht wird, wäre bei konstanten CO_2-Faktoren eine Erhöhung der durchschnittlichen Vollsanierungsäquivalentrate auf 3 % notwendig. Unterstellt man nun auch beim Ausbau der Energieversorgungsstruktur eine kontinuierliche Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung gemäß Referenz-Szenario, so wird bei Beibehaltung der 3 % Vollsanierungsäquivalentrate das CO_2-Ziel sogar übererfüllt. Dabei halbieren sich sowohl der Wärmebedarf als auch der Endenergiebedarf im Vergleich zur konstanten Fortschreibung des Status quo. Die notwendigen energiebedingten Kosten für die Gebäudehülle würden um 238 % zunehmen. Trotz gleicher Beheizungsstruktur würden die Kosten für die Anlagen innerhalb der Szenarien variieren, da in sanierten Gebäuden verstärkt Lüftungsanlagen berücksichtigt werden. In der folgenden Tabelle 20 sind die resultierenden energetischen Parameter sowie die Veränderung der Kosten gegenüber dem Ausgangsfall „Status quo“ dargestellt.

	Status Quo	Anlagenpark: Referenz		
CO_2-Äquivalentszenario	**Konstant (2015)**	**Konstant (2015)**	**Referenz CO_2-Äquivalente**	
Durch. Vollsanierungsäquivalentrate (%)	1	3	3	2,6
Wärmebedarf (TWh)	352,6	163,4	163,4	195,5
Endenergiebedarf (TWh)	328,7	157	157	186,2
Notwenige Heizleistung (GW)	216,5	128,8	128,8	137,5
CO_2-Emission (Mio. t CO_2)	79,6	39,8	30,9	36,8
Zunahme der Kosten (%)				
Hülle (energiebedingt)	-	+238 %	+238 %	+214 %
Anlagen (Wärmeerzeuger & Lüftung)		+126 %	+126%	+121 %

Tabelle 21: Kennwerte für das Szenario „Referenz“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“.

In der anschließenden Betrachtung wird nun zunächst untersucht, wie sich die Kennwerte ändern, wenn lediglich ein Umstellen der Beheizungsstruktur auf ein stark elektrifiziertes System erfolgt, die CO_2-Äquivalentfaktoren hingegen konstant bleiben und keine Veränderung an der Sanierungsrate der Gebäudehülle erfolgt. Die Ergebnisse in der folgenden Tabelle 21 zeigen, dass ein ausschließliches Umstellen der Beheizungsstruktur nicht zum Erreichen des 80-%-Ziels in diesem Sektor führt. Der gesamte CO_2-Ausstoß der Wohngebäude würde immer noch rund 61 Mio. t betragen. Eine deutliche Verringerung der CO_2-Äquivalentfaktoren durch Ausbau der erneuerbaren Energien führt schnell zu einer scheinbaren Übererfüllung des CO_2-Ziels. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass keine Reduzierung des Wärme- und Endenergiebedarfs erfolgt. Im EL80-Szenario könnten theoretisch also ohne Maßnahme an der Gebäudehülle die Ziele durch den starken Einsatz von Wärmepumpen und der CO_2-freien Beschaffenheit des Energieträgers Strom auch bei Beibehaltung des derzeitigen Zustands der Gebäudehüllen erreicht werden. Dies hätte aber einen deutlich höheren Wärme- und Endenergiebedarf sowie eine höhere Heizlast zur Folge. Um Wärmepumpen effizient einsetzen zu können, die Heizleistungen und den Endenergiebedarf einzugrenzen, wird daher in den Szenarien ein ausreichender baulicher Wärmeschutz für Niedrigexergiesysteme (z. B. Wärmepumpen) bei den Sanierungsraten berücksichtigt. Dies führt dazu, dass die Sanierungsrate erhöht werden muss. Die Sanierungsraten liegen zwischen 1,6 % für die Mehrfamilienhäuser und 2,8 % bei den großen Mehrfamilienhäusern. Im Szenario sind dafür fast 170 % höhere energiebedingte Kosten für die Gebäudehülle im Vergleich zum Status quo notwendig. Auf Seiten der Anlagentechnik sind sogar um 317 % höhere Investitionen notwendig.

	Status Quo	**Anlagenpark: Elektrifizierung**		
CO_2-Äquivalentszenario	**konstant (2015)**	**konstant (2015)**	**Referenz-CO_2-Äquivalente**	**EL80-CO_2-Äquivalente**
Durch. Vollsanierungsäquivalentrate (%)	1	1	1	0ptimal ∅ 1,95
Wärmebedarf (TWh)	352,6	352,6	352,6	256,1
Endenergiebedarf (TWh)	328,7	171	171	126,6
Notwenige Heizleistung (GW)	216,5	216,5	216,5	171,8
CO_2-Emission (Mio. t CO_2)	79,6	60,9	27,7	11,2
Zunahme der Kosten (%)				
Hülle (energiebedingt)		+ 100 %	+ 100 %	+ 170 %
Anlagen (Wärmeerzeuger & Lüftung)		+ 311 %	+ 311 %	+ 317 %

Tabelle 22: Kennwerte für das Szenario „EL80“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“

Im Technologiemix-Szenario ist eine Erreichung des 80-%-Ziels ebenfalls mit einer Zunahme der Kosten verbunden, die energiebedingten Mehrkosten für die Hülle sind um fast 130 % höher im Vergleich zum Status quo, bei der Anlagentechnik beträgt die Differenz 219 %. Die Sanierungsrate zur Erreichung der Ziele liegt bei rund 1,4 %.

	Status Quo	Anlagenpark: Technologiemix		
CO_2-Äquivalentszenario	**konstant (2015)**	**konstant (2015)**	**Referenz-CO_2-Äquivalente**	**TM80-CO_2-Äquivalente**
Durch. Vollsanierungsäquivalentrate (%)	1	2,8	1,8	0ptimal ∅ 1,4
Wärmebedarf (TWh)	352,6	179,1	268,3	309
Endenergiebedarf (TWh)	328,7	143,5	210	240,5
Notwenige Heizleistung (GW)	216,5	136,1	177,5	196,3
CO_2-Emission (Mio. t CO_2)	79,6	38,5	40,4	37,9
Zunahme der Kosten (%)				
Hülle (energiebedingt)	–	+ 226 %	+ 161 %	+ 132 %
Anlagen (Wärmeerzeuger & Lüftung)	–	+ 243 %	+ 231 %	+ 219 %

Tabelle 23: Kennwerte für das Szenario „TM80“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“

Resultierende notwendige Vollsanierungsäquivalente für die Gebäudehülle in Wohngebäuden in den betrachteten Szenarien.	EFH/ZFH	MFH	GMFH
Technologiemix 80 %	1,4%		
Technologiemix 95 %	1,4%		
Elektrifizierung 80 %	2,0%	1,6%	2,8%
Elektrifizierung 95 %	2,2%	1,8%	2,8%

Tabelle 24: Vollsanierungsäquivalente für die thermische Gebäudehülle für die unterschiedlichen Transformationspfade.

Demzufolge muss für den Wohngebäudebereich für eine angestrebte Reduktion der CO_2-Emissionen um 80 % in Abhängigkeit des Transformationspfades mindestens ein dauerhaftes Vollsanierungsäquivalent von 1,4 % erreicht werden.

Die aktuellen Vollsanierungsäquivalente liegen im Durchschnitt über die vergangenen Jahre regelmäßig im Bereich von 0,8 bis ca. 1,0 %. Trotz zahlreicher Ansätze, diese Sanierungsrate signifikant zu erhöhen, ist bislang aber ein Verharren auf dem aktuellen Niveau zu verzeichnen. Dies verdeutlicht, dass selbst eine Erhöhung auf 1,4 % eine große Herausforderung darstellt, denn diese Steigerung bedeutet eine Zunahme der Aktivitäten im Bereich der Gebäudehülle um über 40 %.

Nichtwohngebäude

Für Nichtwohngebäude können aufgrund der unzureichenden und heterogenen Datenbasis zum Zustand der verschiedenen Gebäudetypologien die Sanierungsraten nicht vergleichbar ermittelt bzw. bestimmt werden. Die Veränderungen der energetischen Qualität des Gebäudebestandes werden implizit in den Szenarien zur energetischen Versorgung der Nichtwohngebäude berücksichtigt und basieren auf den Ergebnissen des Wohngebäudebereichs.

5.3 Investitionskosten für Gebäudehülle und Anlagentechnik

Aus den modellexogen ermittelten Gebäudeanzahlen sowie den spezifischen Investitionskosten für die Gebäudehülle und Anlagentechnik ergeben sich folgende Investitionsvolumina.

Jährliche Investitionen in die Gebäudehülle

Die jährlichen Investitionen in die Gebäudehülle steigen im Referenz-Szenario bis zum Jahr 2030 auf etwa 94 Mrd. EUR pro Jahr und sinken bis zum Jahr 2050 auf 78 Mrd. EUR jährlich ab. Gegenüber dem Referenz-Szenario sind die Investitionen im Szenario EL80 nach 2020 bis zu 14,7 Mrd. EUR pro Jahr höher. Bei noch höheren Minderungszielen im Szenario EL95 wären sogar bis zu 17,9 Mrd. EUR pro Jahr an Mehrinvestitionen zu veranschlagen. Die beiden Technologiemix-Szenarien unterscheiden sich bezüglich der Sanierungsrate der Gebäudehülle untereinander nicht, daher sind die Investitionsvolumina hier identisch. Sie sind zwar um ca. 5,2 Mrd. EUR jährlich höher als im Referenz-Szenario, aber auch um je nach Szenario ca. 8 bis 12 Mrd. EUR geringer als in den Elektrifizierungsszenarien (vgl. Abbildung 6).

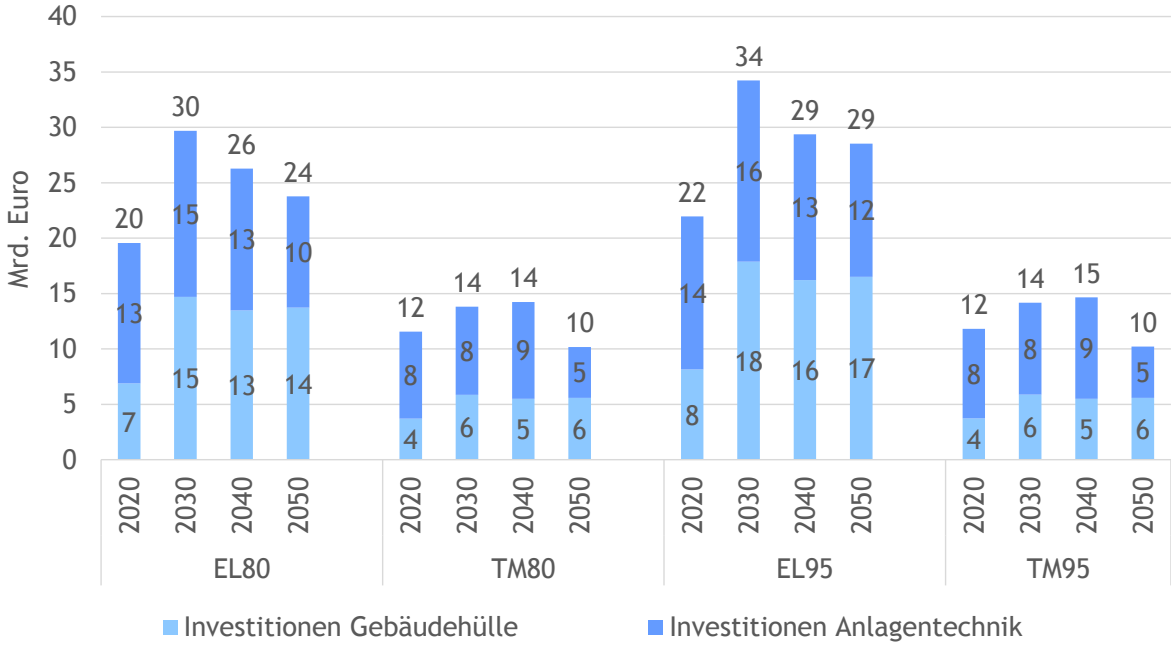

Abb. 6: Differenz der jährlichen Investitionskosten in Gebäudehülle und Anlagentechnik des Gebäudesektors zum Szenario „Referenz“ [in Mrd. EUR]

Jährliche Investitionen in Heizungs- und Anlagentechnik

Investitionen in die Heizungs- und Anlagentechnik belaufen sich im Referenz-Szenario auf jährlich ca. 8 Mrd. EUR. Erfolgt eine verstärkte Elektrifizierung ergibt sich ein deutlich größerer Investitionsbedarf mit bis zu 15 Mrd. EUR in 2030 (EL80) bzw. weiteren 1,3 Mrd. EUR im EL95-Szenario. Wie bei der Gebäudehülle zeichnen sich die beiden „Technologiemix“-Szenarien durch eine geringere Kapitalintensität aus. So sind die Investitionen zwar sehr viel höher als im Referenz-Szenario mit bis zu 8,8 Mrd. EUR (TM80) bzw. 9,2 Mrd. EUR (TM95) in 2040. Die jährlichen Investitionen sind aber je nach Jahr und Szenario (mit gleichem Minderungsziel) zwischen 4 und 8 Mrd. EUR geringer als bei einer verstärkten Elektrifizierung.

Kumulierte Investitionen im Gebäudesektor

Die im Analysezeitraum 2015 bis 2050[8] zu tätigenden Gesamtinvestitionen in die Gebäudehülle belaufen sich im Referenz-Szenario auf ca. 3.096 Mrd. EUR. Für die beiden „Technologiemix"-Szenarien liegen die Investitionen um ca. 189 Mrd. EUR höher. Das Szenario EL80 impliziert 453 Mrd. EUR an Mehrinvestitionen gegenüber der Referenz und 265 Mrd. EUR mehr als bei einer technologieoffenen Entwicklung. Bei Zielerreichung der 95-%-Minderung wären sogar 547 Mrd. EUR mehr in die Gebäudehülle zu investieren als im Referenz-Szenario.

Die kumulierten Investitionen in Heizungs- und Anlagentechnik ergeben ein ähnliches Bild: Gegenüber der Referenz, für die sich im Betrachtungszeitraum Gesamtinvestitionen von 286 Mrd. EUR ergeben, sind die Investitionen in den EL-Szenarien rund zweieinhalb Mal so hoch. Die Mehrinvestitionen belaufen sich in Summe auf 437 Mrd. EUR (EL80) und 480 Mrd. EUR (EL95). Die Mehrinvestitionen bei den TM-Szenarien belaufen sich gegenüber der Referenz auf 253 (TM80) bzw. 262 Mrd. EUR (TM95) (vgl. Abbildung 7).

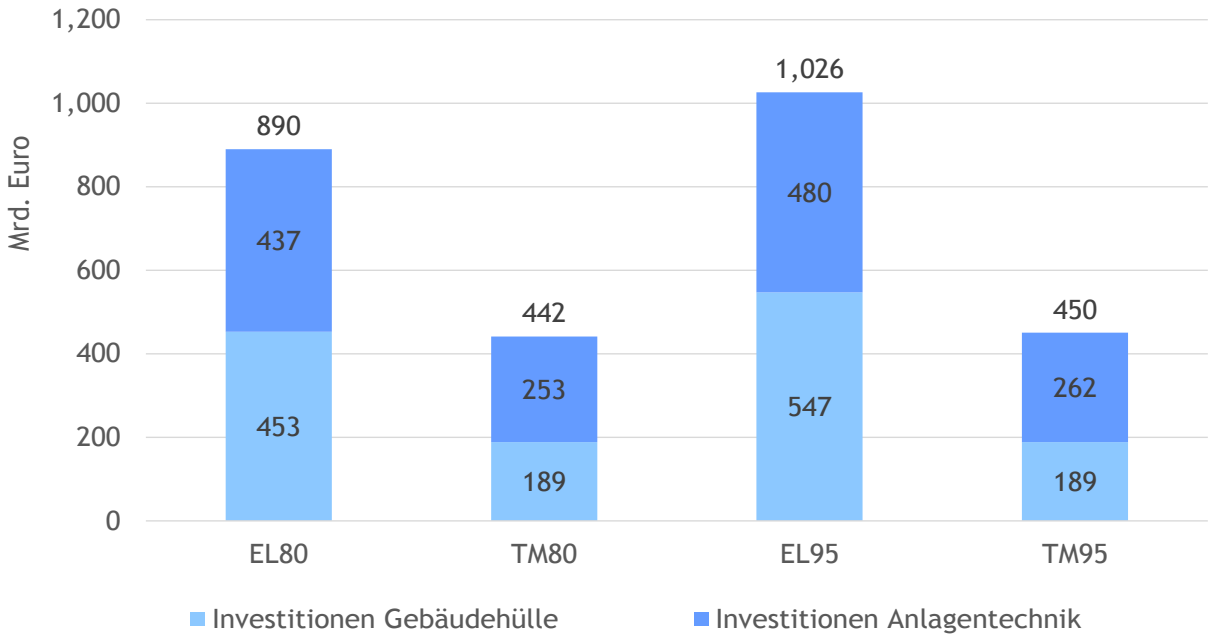

Abb. 7: Differenz der kumulierten Investitionskosten (2015-2050) in Gebäudehülle und Anlagentechnik zum Szenario „Referenz" (undiskontiert) [in Mrd. EUR]

Damit ergibt sich, dass die Elektrifizierungsszenarien jeweils ca. doppelt so hohe Mehrinvestitionen (für Gebäudehülle und Anlagentechnik) erfordern als ihre technologieoffenen Pendants. Während der Schritt vom 80-%-Ziel zum 95-%-Ziel bei der Elektrifizierung 136 Mrd. EUR an weiteren Mehrinvestitionen verursacht (890 vs. 1.026 Mrd. EUR), steigt der Investitionsbedarf bei den Technologiemix-Szenarien nur geringfügig an – von 442 Mrd. auf 450 Mrd. EUR.

[8] Die historischen Investitionen aus den Jahren 2015, 2016 und 2017 sind aus Vereinfachungs- und Vereinheitlichungsgründen in die Berechnung einbezogen, aber über alle Szenarien identisch. Folglich sind die hier getroffenen Aussagen davon unberührt.

5.4 Wartungskosten und andere fixe Betriebskosten für Heizungen

Wie auch die Investitionskosten ergeben sich die Wartungskosten und andere fixe Betriebskosten aus den ermittelten Heizungsanzahlen sowie den entsprechenden spezifischen fixen und jährlichen Anlagenkosten.

Diesen Eingangsdaten zu Folge verdreifachen sich im Referenz-Szenario die fixen Betriebskosten des Anlagenparks im Zeitraum zwischen 2015 und 2050 und belaufen sich auf ca. 9 Mrd. EUR in 2050. Ob Elektrifizierung oder Technologiemix: Die fixen Betriebskosten sind etwa 1 bis 3 Mrd. EUR jährlich höher. Kumuliert über den Betrachtungszeitraum belaufen sich die Mehrkosten für die Technologiemix-Szenarien auf 76 bzw. 75 Mrd. EUR und sind ca. 4 bis 6 Mrd. EUR niedriger wenn die Elektrifizierung vorangetrieben wird.

6 Modellanalyse des Gebäudesektors im Gesamtsystem

Die in Kapitel 5 entwickelten Transformationspfade werden mit dem in Abschnitt 4.3.2 vorgestellten Energiesystemmodell DIMENSION+ simuliert. Dadurch können die Rückwirkungen der gebäudespezifischen Entwicklungen mit dem Energiesystem, d. h. mit dem Umwandlungssektor (Strom und Fernwärme) sowie den anderen Nachfragesektoren Industrie und Verkehr, konsistent untersucht werden.

6.1 Endenergieverbrauch des Gebäudesektors

Die entwickelten Transformationspfade des Gebäudesektors bedingen durch die Zusammensetzung an baulicher Sanierungsstruktur und Anlagentechnik unterschiedliche Endenergieverbräuche in den fünf betrachteten Szenarien. Abb. 8 stellt den Endenergiebedarf des Gebäudesektors (Wohn- und Nichtwohngebäude) für alle Szenarien vergleichend dar. Für eine ganzheitliche Energiebilanz im Gebäudesektor sowie in den anderen Endenergieverbrauchssektoren werden durch ewi ER&S zusätzlich die über die EnEV hinausgehenden Strommengen ermittelt und ergänzt. Diese sind hier als „Nutzerstrom“ dargestellt. Maßgebliche Einflussfaktoren für die Entwicklung dieses Strombedarfs sind Annahmen zu Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum und Energieeffizienz (vgl. Abschnitt 4.1.2).

Es ist erkennbar, dass der Endenergiebedarf für alle betrachteten Szenarien über die Zeit sinkt. Da angenommen wird, dass die Anzahl an Wohngebäuden bis 2050 leicht steigt und eine Abwanderung von Gewerbe oder Industrie für alle Szenarien nicht erwartet wird, ist dieser Rückgang allein auf die gesteigerte Effizienz von Gebäudehülle und Heizungstechnologie zurückzuführen.

Im Szenario „Referenz“ bewirkt dies einen Rückgang des Endenergiebedarfs von etwa 15 % in 2030 und 34 % in 2050 gegenüber dem vorerst letzten statistisch hinreichend detaillierten Jahr 2015.

Die Szenarien „Technologiemix“ erreichen sowohl für das 80-%-Ziel als auch für das 95-%-Ziel eine Effizienzsteigerung von etwa 47 % in 2050 gegenüber 2015. Die erhöhten Effizienzgewinne sind sowohl durch verstärkte Sanierungsmaßnahmen der Hülle als auch dem für die Zielerreichung angenommenen Austausch ineffizienter Heizungstechnologien, wie bspw. Niedertemperaturkesseln sowie dem Einsatz von Wärmepumpen mit dem Energieträger Strom zu erklären.

Die Szenarien EL80 und EL95 verzeichnen die höchsten Endenergie-Minderungen im Gebäudesektor mit minus 62 % in 2050 im 80-%-Szenario und minus 64 % im 95-%-Szenario gegenüber 2015. Bedeutend ist hierfür der forcierte Austausch von öl- und gasbetriebenen Heizungen gegen effiziente Wärmepumpen. Da Wärmepumpen für einen effizienten Betrieb mit geringen Versorgungstemperaturen und kleinen Temperaturdifferenzen arbeiten, ist eine hohe thermische Qualität der Gebäudehülle sinnvoll. Daher wird gerade beim Aufwuchs der elektrischen Wärmepumpen eine Sanierungsrate unterstellt, die den effizienten Betrieb der Wärmepumpen erst möglich macht.

Bereits die Energieeinsparungen für das Jahr 2030 sind ambitioniert. So erreichen TM80/95 und EL80/95 in 2030 eine prognostizierte Reduzierung des Endenergieverbrauchs zwischen 24 % und 39 % gegenüber 2015.

Zum Vergleich: Der Endenergieverbrauch aus Wohn- und Nichtwohngebäuden verringerte sich zwischen 1997 und 2015 um lediglich 14 % (vgl. AGEB 2016).[9]

Die Szenarien zur 80-%- bzw. 95-%-Zielerreichung unterscheiden sich nur geringfügig, da der Treibhausgasgehalt der jeweiligen Energieträger in 2050 bereits soweit verringert wurde (durch erneuerbaren Strom bzw. synthetische Brennstoffe auf Basis erneuerbarer Energien), dass bedeutsame Mehrinvestitionen in Anlagen- oder Gebäudetechnik zum Teil nicht mehr nötig sind.[10]

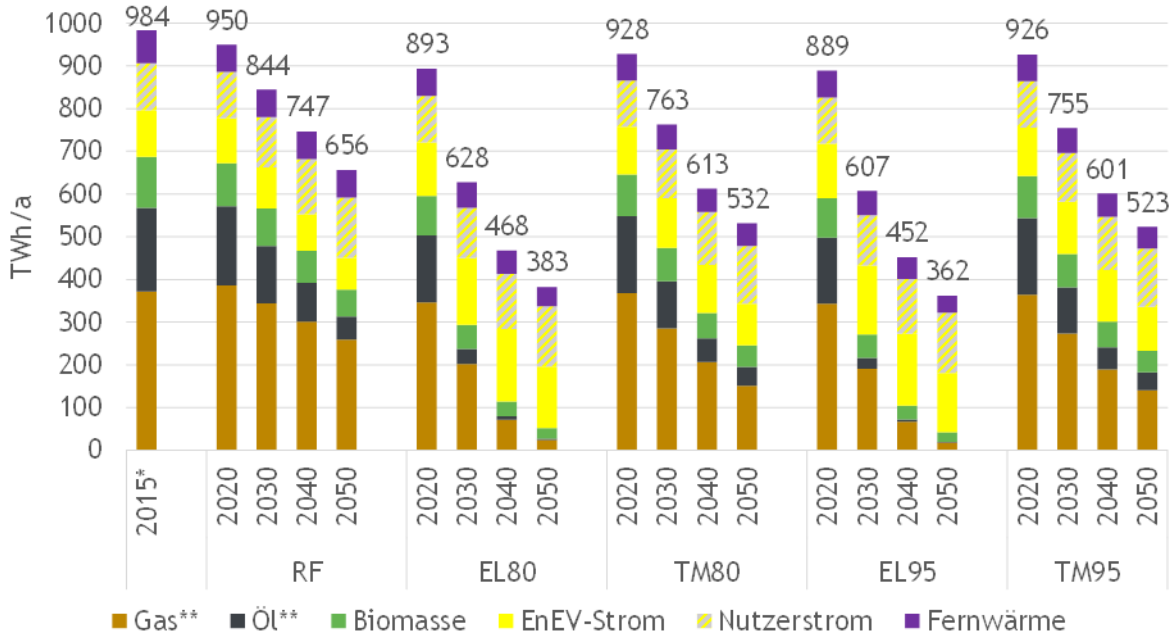

Abb. 8: Endenergiebedarf des Gebäudesektors nach Energieträgern [in TWh/a][11]

Die exogenen Annahmen zu den Szenarien unterscheiden sich des Weiteren hinsichtlich der Zusammensetzung der Endenergienachfrage nach Energieträgern. Die Szenarien RF, TM80 und TM95 zeichnen sich durch eine Nachfrageentwicklung aus, die von Strom und Gas dominiert wird.

Obwohl Gas der dominierende Energieträger zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ist, ist der Rückgang der Gasnachfrage von ca. 396 TWh in 2015 durchaus beträchtlich: In den Szenarien **„Technologiemix“** werden in 2050 nur noch zwischen 151 TWh (TM80) und 141 TWh (TM95) an Gas durch den Gebäudesektor nachgefragt.

Demgegenüber steht eine Nachfrage von 234 TWh (TM80) sowie 240 TWh (TM95) an Strom, wovon 98 TWh (TM80) bzw. 104 TWh (TM 95) auf nach EnEV bilanzierte Anwendungen (Nutzerstrom) zurückzuführen sind.[12]

Feste Biomasse[13] verringert sich von 114 TWh in 2015 auf jeweils etwa 50 TWh in 2050. Fernwärme dagegen sinkt nur leicht von 67 TWh in 2015 auf 53 TWh (TM80) sowie 51 TWh (TM95) in 2050. Dies ist auf steigende

[9] AGEB Anwendungsbilanzen: Zurechnung der gesamten Privathaushalte für sowohl Raumwärme, Klimakälte und Beleuchtung für GHD und Industrie.
[10] Siehe Abschnitt Kosten
[11] *historischer Wert, (AGEB 2016), **konventionell, synthetisch und biogen.
[12] Die Endenergiemengen Strom des Gebäudesektors beinhalten alle Stromanwendungen privater Haushalte (Raumwärme/-kälte, Warmwasser, Beleuchtung, sonstige Prozesswärme/-kälte, mechanische Energie und IKT) sowie die gebäudezurechenbaren Anwendungen des GHD-Sektors (Raumwärme/-kälte, Warmwasser, Beleuchtung und IKT) und Industriesektors (Raumwärme/-kälte, Warmwasser, Beleuchtung).
[13] Flüssige bzw. gasförmige Bioenergie ist in den Statistiken dieser Studie unter Öl bzw. Gas subsumiert.

Anschlüsse bei gleichzeitig geringerem Wärmebedarf zurückzuführen. In beiden Szenarien werden in 2050 1,5 Mio. Wohngebäude durch Fernwärme versorgt gegenüber 1 Mio. in 2015.

Die **Szenarien „Elektrifizierung“** kennzeichnen sich dadurch, dass die Nachfrage nach fossilen Endenergieträgern stark zurückgeht und entsprechend dem Anlagenpark durch erneuerbaren Strom ersetzt wird. Bis zu 77 % (EL95) des Endenergiebedarfs aus dem Gebäudesektor in 2050 werden somit durch Strom gedeckt. Die Stromnachfrage des Gebäudesektors beträgt demnach in 2050 zwischen 285 TWh (EL80) und 280 TWh (EL95). Davon werden ca. 144 TWh (EL80) bzw. 138 TWh (EL95) für die gebäudeabhängige Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte, Beleuchtung und IKT benötigt.[14]

Öl scheidet in den EL-Szenarien beinahe vollständig als Energieträger im Gebäudesektor aus. In 2050 beträgt die Ölnachfrage demnach nur noch 4 TWh in EL80 sowie 2 TWh in EL95. Bereits 2030 sind viele Ölheizungen aus dem Markt geschieden. Die Nachfrage nach Öl sinkt von 2015 bis 2030 um 182 TWh auf ein Niveau von 26 TWh (EL95). Dies verdeutlicht den im Modell unterstellten massiven Umbruch der Beheizungsstruktur in den Szenarien „Elektrifizierung“.

Auch die Gasnachfrage verringert sich in den elektrifizierten Szenarien bis 2050 stark: So werden noch 24 TWh (EL80) bzw. 18 TWh (EL95) gegenüber 396 TWh in 2015 im Gebäudesektor verbraucht.

Biomasse verringert sich auf 25 TWh (EL80) bzw. 22 TWh (EL95) in 2050. Ebenso sinkt der Endenergieverbrauch von Fernwärme. Dieser beträgt in 2050 46 TWh (EL80) und 40 TWh (EL95). Wie bereits in den TM-Szenarien ist dies auf verstärkte Sanierungsmaßnahmen zurückzuführen.

6.2 Rückwirkungen des Gebäudesektors auf die deutsche Stromerzeugung

Aufgrund der in allen Szenarien (unterschiedlich stark) zunehmenden Durchdringung strombetriebener Heizungen werden im Folgenden die resultierenden Entwicklungen hinsichtlich der Stromerzeugung diskutiert.

Die Stromerzeugung kennzeichnet sich in jedem Szenario durch einen starken Ausbau an erneuerbaren Energien. Abbildung 9 stellt den Strommix im Vergleich der Szenarien für die Jahre 2015, 2030 und 2050 vergleichend dar.

Es wird für alle fünf Szenarien der Mindestausbaupfad des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2017 (EEG 2017) als gegeben angenommen. Nachfolgend erfolgt die Technologiewahl nach marktwirtschaftlichem Prinzip. Die erzeugte Menge Strom durch Wind onshore verfünffacht sich im Szenario „Elektrifizierung“ in 2050 gegenüber 2015, was neben erhöhten Volllast-Stunden vorrangig an einem massiven Ausbau an Windkrafträdern liegt. Photovoltaik weist eine ähnliche Entwicklung auf. Maximal werden im EL95-Szenario 192 TWh an Strom in 2050 durch Photovoltaik bereitgestellt, wovon 55 TWh durch Aufdachanlagen und 137 TWh durch Freiflächenanlagen bereitgestellt werden. Damit verfünffacht sich auch die Stromerzeugung aus PV zwischen 2015 und 2050 in den Elektrifizierungsszenarien. Erneuerbare Energien machen in den zielerreichenden Szenarien in 2050 zwischen 79 % (EL80) und 92 % (TM80) im Vergleich zu 30 % in 2015. In den Elektrifizierungsszenarien wird ein Teil der Stromnachfrage in 2050 durch Importe gedeckt, da die Nachfrage um bis zu 270 TWh höher ist als den Technologiemix-Szenarien. Im Referenzszenario erreicht der Anteil Erneuerbarer Energien 66 % der Nettostromerzeugung in 2050.

[14] Vgl. Abschnitt 4.1.2

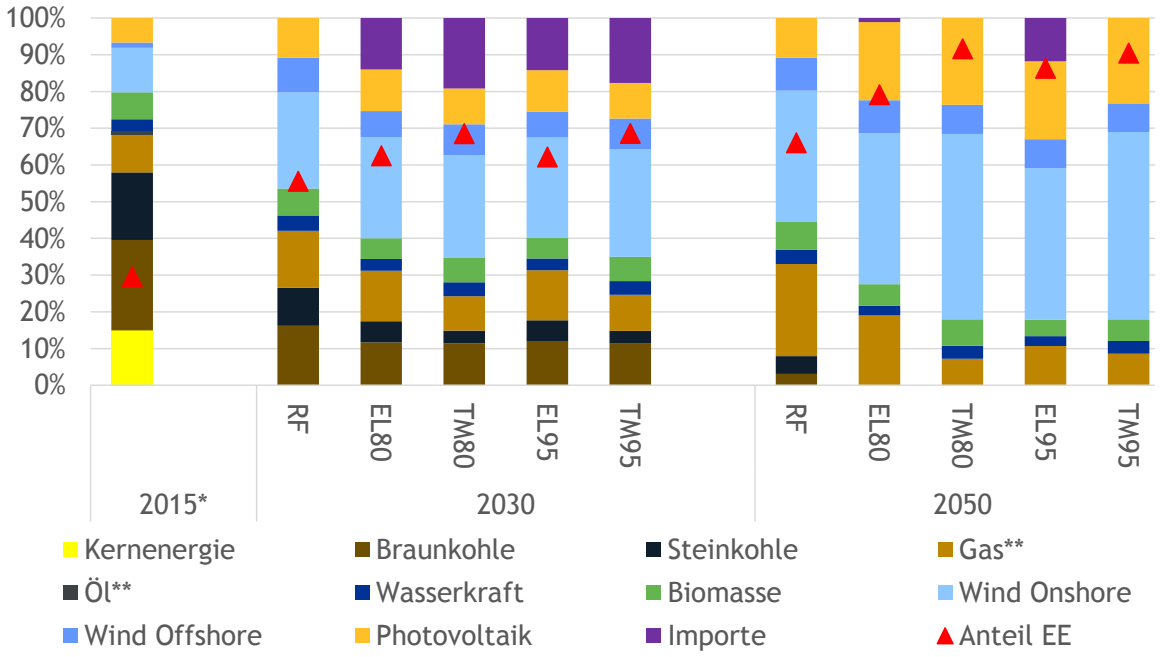

Abb. 9: Strommix: anteilige Darstellung der technologiespezifischen Stromerzeugung an der Gesamtstromnachfrage

Sowohl Stein- als auch Braunkohle scheiden in allen zielerreichenden Szenarien nahezu vollkommen als stromerzeugende Technologien in 2050 aus. Gasverstromung gewinnt dagegen als THG-ärmere und flexibel einsetzbare Technologie an Bedeutung und trägt je nach Szenario in 2050 mit einer Nettostromerzeugung von zwischen 7 % TWh (TM80) und 25 % (RF) bei.

Auffällig sind die erhöhten Mengen an Stromimporten in 2030 für alle zielerreichende Szenarien sowie in 2050 für das Szenario EL95. In den Szenarien „Technologiemix“ und „Elektrifizierung“ wird Deutschland nach 2022 zum Nettostromimporteur, importiert somit insgesamt pro Jahr mehr Strom als es exportiert. Ein Grund hierfür ist die Abschaltung der Kernkraftwerke und alter Kohlekraftwerke. Aufgrund der nationalen THG-Minderungsziele ergibt sich implizit, dass national erhöhte CO_2-Preise (auch gegenüber dem EU-ETS in der Stromerzeugung) erforderlich sind, die den vermehrten Einsatz von Kohlekraftwerken zur Bereitstellung der Grundlast verhindern und stattdessen Importe bevorzugen. Diese Importe werden dieser Logik folgend im Durchschnitt aber eine höhere CO_2-Intensität haben als die deutsche Stromerzeugung.

Da über das EU-ETS auch für das europäische Ausland eine Minderung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor angenommen wird, steigt auch hier der implizite CO_2-Preis des Energiesektors.[15]Es wird angenommen, dass das EU-ETS fortbestehen bleibt. Dies führt zu einem Ausgleich des Stromaustauschsaldos bis 2050. Lediglich in Szenario EL95 bleibt auch in 2050 ein Importüberschuss an Strom von 106 TWh bestehen. Überdies müssen die deutschen Gaskraftwerke aufgrund der engen THG-Minderungsziele komplett mit synthetischem, CO_2-freiem und damit teurem Gas betrieben werden.

[15] Der EU-ETS-Pfad entspricht in 2050 einer Minderung von 89 % gegenüber 2015.

6.3 Entwicklung der THG-Emissionen

Im Kapitel 5 wurden die gebäudespezifischen Pfade ermittelt, die auf Basis einer CO_2-Bilanzierung nach Verursacherprinzip (ohne detaillierte Berücksichtigung der Entwicklungen bei den Energieträgern) zu einer Zielerreichung von 80 bzw. 95 % führen.

Im Folgenden wird analysiert, welchen Einfluss neben dem Gebäudebereich auch die Sektoren Industrie und Verkehr auf das Energiesystem und die Energieerzeugung haben, wie daraus resultierend die Entwicklungen der Energieträger aussehen und welche Rückkopplungen sich daraus ergeben können.

6.3.1 THG-Emissionen des Gesamtsystems

Die Entwicklung der deutschen THG-Emissionen nach der volkswirtschaftlichen Optimierung des Umwandlungssektors (im Folgenden „Energiesektor“ genannt) sind in Abb. 10 dargestellt. Die Zahlenwerte geben die Emissionen aus den Sektoren Energie, Verkehr, Gebäude und Industrie sowie der anderen an. Zusätzlich werden das 2030er-Ziel (minus 55 %) sowie die 2050er-Ziele (minus 80 %/minus 95 %) visuell als Linien dargestellt. Aufgrund der hier dargestellten Gesamtsystembetrachtung wurden die Werte nach dem Quellprinzip (siehe Abschnitt 4.1.1) errechnet.

Im Referenz-Szenario werden keine Klimaziele vorgegeben. Die resultierenden CO_2-Mengen verfehlen die festgelegten Ziele von 2020 bis 2050. Die sich ergebende THG-Menge von 441 Mio. t CO_2-Äq. entspricht einer Minderung von 60 % gegenüber 1990. Dennoch ergibt sich, dass die THG-Emissionen der einzelnen Sektoren stärker sinken als bisher beobachtet. Dies ist neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingt durch fortschreitende Effizienzsteigerungen in Anlagen- und Gebäudetechnik. Durchschnittlich findet in diesem Szenario eine Minderung von 1,3 Prozentpunkten jährlich im betrachteten Zeitraum von 2015 bis 2050 statt. Am deutlichsten sinken die Emissionen demnach im Energiesektor mit um 76 % gegenüber 1990, getrieben durch einen angenommenen Anstieg der CO_2-Zertifikatspreise auf 41,7 EUR/t CO_2-Äq. in 2050.

Das Erreichen der Klimaziele wird für die Szenarien „Elektrifizierung“ und „Technologiemix“ im Modell vorgegeben (vgl. Kapitel 3). Bereits ab 2040 weichen die Szenarien EL80/TM80 und EL95/TM95 voneinander ab, da angenommen wird, dass eine 95-%-Zielerreichung auch verschärfte Maßnahmen zwischen 2030 und 2050 erfordert.

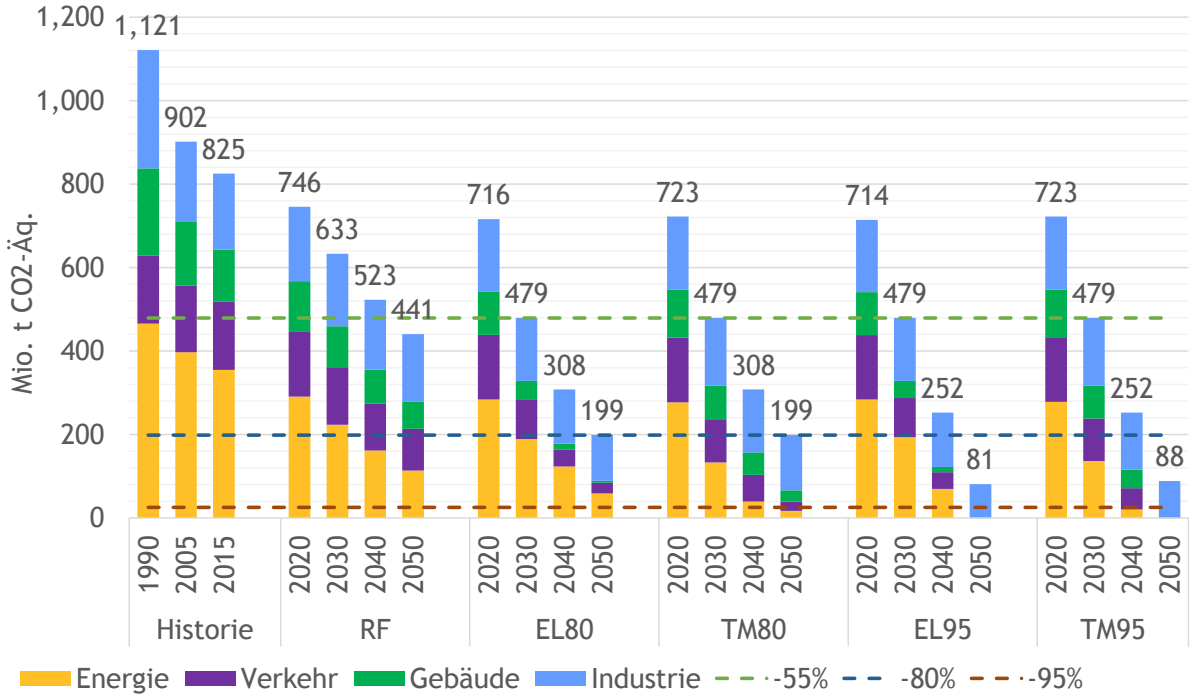

Abb. 10: Treibhausgasemissionen aller Sektoren bis 2050 [in Mio. t Co_2-Äq.]

Die 80-%-Zielszenarien EL80 und TM80 für das gesamte Energiesystem erreichen entsprechend der vorgegebenen Pfade eine THG-Minderung von insgesamt 80 % gegenüber 1990. Die einzelnen Sektoren tragen je nach Szenario aufgrund verschiedener Vermeidungspotenziale unterschiedlich zur gesamten THG-Minderungen bei. Im Szenario EL80 werden große Teile des Endenergiebedarfs durch Strom bereitgestellt. Entsprechend der hier gewählten Bilanzierungsmethode bleiben demnach mehr THG-Emissionen in 2050 in der Energiewirtschaft bestehen als im Szenario TM80: 59 Mio. t CO_2-Äq. entfallen auf den Energiesektor in EL80 in 2050 (TM80: 17 Mio. t CO_2-Äq.). Dies entspricht dennoch einer Reduktion von 87 % gegenüber 1990 (TM80: 96 % ggü. 1990). Dem Gebäudesektor (dessen Gebäude- und Anlagenpark sich nach rein sektorspezifischer Betrachtung zu einer 80 bzw. 95 % Einsparung entwickelt) verbleiben im Szenario EL80 lediglich 5 Mio. t CO_2-Äq. in 2050 (TM80: 27 Mio. t CO_2-Äq.), da die Energieträger in diesen Szenarien sehr geringe Emissionswerte aufweisen. Auf den Verkehrssektor entfallen in 2050 noch 25 Mio. t CO_2-Äq. im Szenario EL80 (TM80: 22 Mio. t CO_2-Äq.). Die nahezu emissionsfreien Energieträger bewirken somit, dass die Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr THG-Emissionen des Industriesektors kompensieren. (Dies ist plausibel, denn bei vollkommenen emissionsfreien Energieträgern würde der Gebäudesektor ja selbst beim heutigen gebäude- und anlagentechnischen Zustand vollkommen CO_2-frei sein.). Dieser erreicht im Szenario EL80 110 Mio. t CO_2-Äq. in 2050 (TM80: 132 Mio. t CO_2-Äq.) lediglich eine Reduktion von 61 % gegenüber 1990 (TM80: 53 % gegenüber 1990).

Die 95-%-Zielszenarien erreichen die Minderungsziele in 2050 entgegen der Vorgabe nicht. Grund hierfür sind verbleibende nicht substituierbare Prozessemissionen und Emissionen aus der Verwendung von Kohle des Industriesektors, welche einen sektorübergreifenden Zielwert von rund 25 Mio. t CO_2-Äq. in 2050 bereits überschreiten. Demzufolge bleiben THG-Mengen in Höhe von 81 Mio. t CO_2-Äq. in 2050 bestehen (TM95: 88 Mio. t CO_2-Äq.), was einer Gesamtminderung von 93 % gegenüber 1990 entspricht (TM95: 92 % ggü. 1990). Hierzu werden im Rahmen der Phase II der dena-Leitstudie weitere Analysen und Betrachtungen angestellt und Lösungsvorschläge entwickelt.

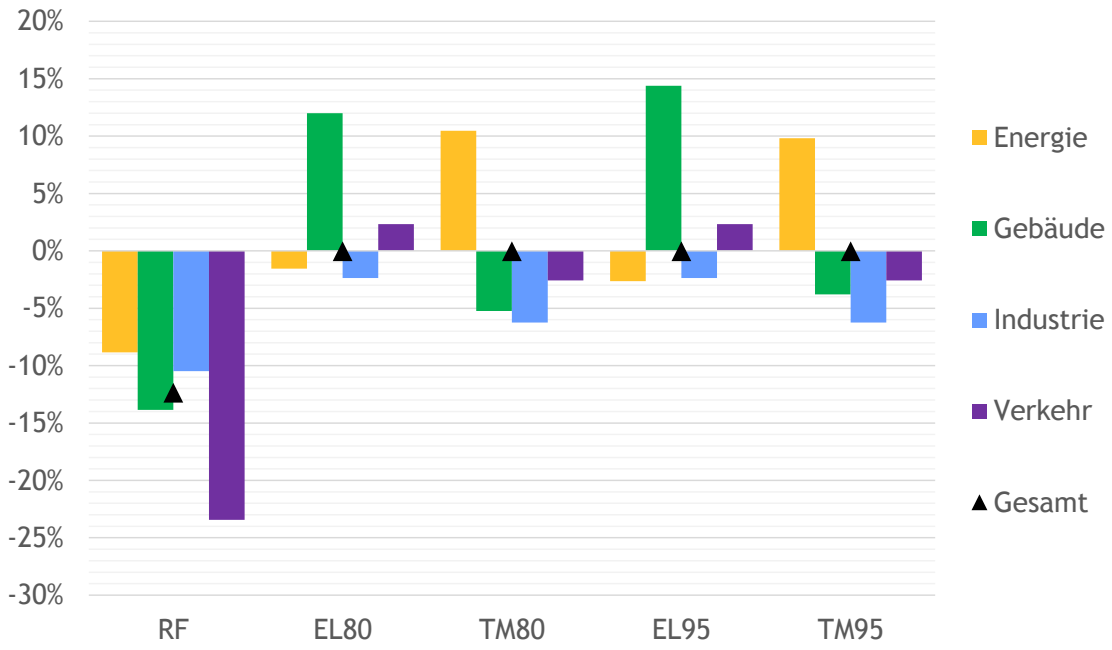

Abb. 11: Prozentuale Abweichung der Minderung der Treibhausgasemissionen in 2030 nach Sektor zum Klimaschutzplan (BMUB 2016a)

Für das Jahr 2030 entsprechen die THG-Emissionen des Gesamtsystems in den zielerreichenden Szenarien mit einer Minderung um 55 % gegenüber 1990 den Vorgaben des Klimaschutzplans der Bundesregierung (BMUB 2016a), d.h. hier erfolgt eine Betrachtung nach dem Quellprinzip. Von einer sektorspezifischen Festlegung der THG-Minderungen wurde jedoch abgesehen, um Rückkopplungseffekte der Transformationspfade im Gesamtsystem untersuchen zu können. Abb. 11 stellt die prozentuale Abweichung der sektoralen THG-Minderung in 2030 im Vergleich zu den Zielvorgaben des Klimaschutzplans dar. Für den Gebäudesektor zeigt sich in den Elektrifizierungsszenarien EL80 und EL95 eine Übererfüllung gegenüber dem Minimalziel des Klimaschutzplans von 66 % Minderung. Diese ist zurückzuführen auf den hohen Einsatz elektrischer Wärmepumpen und dem hier gewählten bilanziellen Ansatz des Quellprinzips. In den Technologiemix-Szenarien TM80 und TM95 bleibt dagegen ein hoher Anteil an gas- und ölgeführter Anlagentechnik im Markt. Aufgrund des Einsatzes fast ausschließlich fossiler Brennstoffe wird das sektorale Klimaschutzziel im Gebäudesektor somit verfehlt. Ein erhöhter Einsatz treibhausgasneutraler Brennstoffe findet im Gebäudesektor aufgrund günstigerer Vermeidungsoptionen in andern Sektoren nicht statt.

6.3.2 THG-Emissionen des Gebäudesektors

Die Entwicklungspfade im Gebäudebereich basieren auf den sektorspezifisch betrachteten Analysen des Gebäude- und Anlagenparks, welche bis 2050 nach Verursacherprinzip und ohne Betrachtung etwaiger Rückkopplungen aus dem Gesamtsystem eine 80- bzw. 95-%ige Einsparung erreichen würden.

Die im vorigen Abschnitt gezeigten Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors wurden nach dem Quellprinzip ausgewiesen aufgrund der gesamtsystemischen Betrachtung. Zum Zwecke einer gebäudespezifischen Darstellung werden als nächstes die gebäudebedingten THG-Emissionen unter Berücksichtigung der Rückkopplung aus dem Gesamtsystem und nach dem **Verursacherprinzip** (inkl. Betrachtung der Vorkettenemissionen) gezeigt. Hierbei wird in einem vereinfachten Ansatz untersucht, welche Emissionen verursachungsgerecht zugewiesen werden können und welche Unterschiede sich zwischen den beiden Bilanzierungsprinzipien ergeben. Anhand des Quell- und Verursacherprinzips werden Emissionsfaktoren abgeleitet, die die verschiedenen Endenergieträger gemäß ihrer CO_2-Intensität in Bezug zueinander setzen.

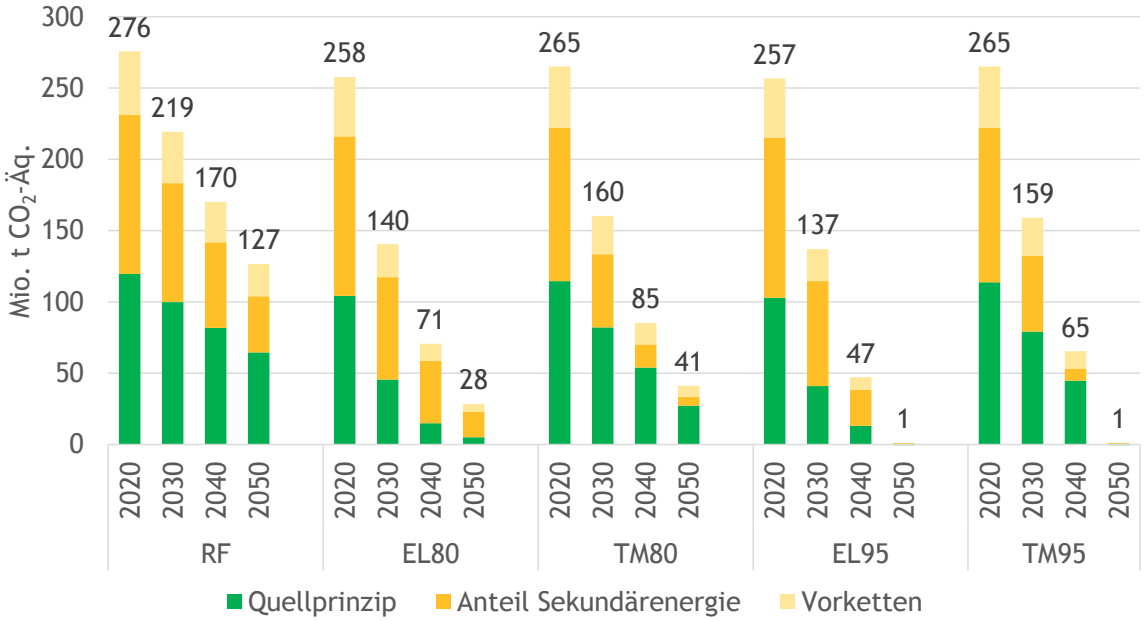

Abb. 12: Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors sowohl nach Quellprinzip als auch mit Bilanzierung der Sekundärenergie und Vorketten im Gebäudesektor nach Verursacherprinzip [in Mio. t Co_2-Äq.]

Abb. 12 stellt den Unterschied zwischen Quell- und Verursacherprinzip dar und beinhaltet die THG-Emissionen des Gebäudesektors sowohl nach Quellprinzip als auch die verursachergerechte Bilanzierung der THG-Emissionen des Energiesektors im Gebäudebereich sowie Vorkettenemissionen. Somit ergibt die Summe die Emissionen des Gebäudesektors nach Verursacherprinzip.

Basierend auf dem Ausgangwert des Jahres 1990 in Höhe von ca. 384 Mio. t CO_2-Äq. (siehe Abschnitt 4.2.1) erreicht der Gebäudesektor im Referenz-Szenario eine Minderung von 67 % in 2050. In den zielerreichenden Szenarien übertrifft der Gebäudesektor seine Minderungsziele in 2050. Im Szenario EL80 mindert der Gebäudesektor um 92 % und übertrifft damit das Gesamtziel um 12 Prozentpunkte. Im Szenario TM80 wird eine THG-Reduktion von 88 % erreicht. In den beiden Szenarien EL95 und TM95 wird der Gebäudesektor jeweils nahezu THG-neutral und übertrifft das 95-%-Ziel um 5 Prozentpunkte.

Die sehr hohen THG-Reduktionen nach dem Verursacherprinzip sind u. a. damit zu begründen, dass die im Gebäudesektor genutzte Endenergie in der gesamtsystemischen Zielerreichung zunehmend sauberer wird: Der Strom verliert an CO_2-Intensität durch mehr EE-Erzeugung, Öl und Gas werden zunehmend durch synthetische, d.h. CO_2-arme Brennstoffe ersetzt.

6.4 Potenziale von PtX

Regenerative Stromerzeuger wie Wind- und Solarkraftwerke produzieren nicht kontinuierlich und sind somit nicht immer gesichert verfügbar, andererseits ist ihr CO_2-Vermeidungspotenzial sehr groß, da sie aufgrund des technologischen Fortschritts zunehmend günstiger in der Produktion von CO_2-neutralem Strom sind. Um die Energieproduktion der Erneuerbaren zu verstetigen und Abschaltung zu vermeiden, müssen Speichertechnologien eingesetzt werden. Neben bislang erprobten Konzepten wie Pumpspeicherkraftwerken (deren Potenzial in Deutschland deutlich begrenzt ist) oder Druckluftspeichern sind das deutsche Erdgasnetz, die bestehenden deutschen Fern- und Nahwärmenetze sowie die Infrastruktur der Mineralölwirtschaft durch Power-to-X-Technologien (PtX) weitere Alternativen als Speicher- und Transportmedium für die erneuerbaren Energiemengen.

Neben der Speicher- und Transportierbarkeit von fluktuierendem Strom aus erneuerbaren Energien bieten Power-to-Gas/Fuel-Anlagen den Vorteil, dass sie bestehende Anlagen, Speicher- und Transportinfrastrukturen nutzen und somit einen drastischen Umbau der Infrastruktur des zukünftigen Energiesystems vermeiden können. Des Weiteren ist eine hohe Skalierbarkeit an synthetischen Brennstoffen denkbar, da die Transport- und Speicherinfrastruktur für konventionelle Brennstoffe sowohl national als auch international bereits vorhanden ist und somit diese auch aus Regionen importiert werden können, welche besonders gute Standortbedingungen für erneuerbare Energien besitzen (bspw. Windenergie in Schottland oder Photovoltaik in Nordafrika). Power-to-Heat-Anlagen können zusätzlich intelligent agieren (insb. als Hybridsystem) und in Zeiten hoher Stromerzeugung durch erneuerbare Energien fossile Brennstoffe im Wärmemarkt reduzieren.

PtX wird im Modell DIMENSION+ in vier Technologieklassen abgebildet, die sich jeweils auf der Input- und Output-Seite unterscheiden. Für ihren Einsatz im Modell wurden grundlegende Annahmen bezüglich Kostendegression und Effizienzsteigerung abgestimmt. Diese sind in Abschnitt 4.3.3 beschrieben.

- Die erste Technologieklasse bilden Power-to-Heat-Anlagen, die Strom direkt in Wärme umwandeln. Dargestellt sind hier Großwärmepumpen, die als Erzeugungstechnologien im Wärmemarkt agieren und auch in (Niedertemperatur-)Fernwärmenetze einspeisen können. Sie können besonders in Zeiten niedriger Strompreise (d. h. in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien) rentabel am Markt agieren und somit Wärme CO_2-neutral bereitstellen. Aufgrund der Speicherfähigkeit der Wärmenetze können fossile Energieträger somit nicht nur durch CO_2-neutralen Strom ersetzt werden. Es können auch Energienachfragen in Zeiten hoher EE-Erzeugung verschoben werden, was die Integration von erneuerbaren Energien ins Energiesystem verbessert.
- Die zweite Technologieklasse umfasst die Abbildung und Funktionsweise von Elektrolyseuren, die aus Strom und Wasser über einen Umwandlungsprozess Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) erzeugen können. Als Input benötigt der Elektrolyseur Strom, den er zu bestimmten Kosten aus dem Stromsystem beziehen kann. Der genutzte Strom in einer PtX-Anlage bzw. einem Elektrolyseur verursacht keinen Anstieg an THG-Emissionen. Entweder wird der Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen (was in der Regel der Fall sein dürfte, da der Strombezug zu Zeiten niedriger Strompreise, d. h. bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt) oder die für die Stromproduktion angefallenen THG-Emissionen wurden bereits durch entsprechende CO_2-Zertifikate im EU-ETS abgedeckt. Das hergestellte Gas kann abgesetzt und vermarktet werden.

- Die dritte Technologieklasse umfasst die Abbildung und Funktionsweise einer Power-to-Gas-Anlage (Elektrolyseur und Methanisierung), die aus Strom, Wasser und Kohlenstoffdioxid über einen Umwandlungsprozess Wasserstoff (H_2), Sauerstoff (O_2), Wasser (H_2O) und Methan (CH_4) erzeugen kann. Diese Anlage besteht aus einer integrierten Elektrolyse- und einer Methanisierungsanlage, wobei die Elektrolyse wie oben beschrieben eingesetzt werden kann. Die zusätzliche Methanisierung ermöglicht unter Verwendung von CO_2 und H_2 die Herstellung von Methan. Neben den oben genannten Verwendungsmöglichkeiten kann das zusätzlich hergestellte Methan (CH_4) direkt in Abhängigkeit der Netzauslastung in das Erdgasnetz eingespeichert werden.
- Die vierte Technologieklasse umfasst die Erzeugung synthetischen Brennstoffs. Hierbei besteht die abgebildete Powert-to-Fuel-Anlage aus einem Elektrolyseur sowie einer Fischer-Tropsch-Anlage. Diese integrierte Anlage wandelt Strom, Wasser und Kohlenstoffdioxid in synthetische Kraftstoffe wie etwa Benzin, Diesel, Heizöl oder Kerosin. Die synthetischen Kraftstoffe können unter Nutzung der bestehenden Mineralöl-Infrastrukturen und -Logistikketten von Industrie, Verkehr oder aber im Gebäudesektor CO_2-neutral verwendet werden und somit THG-Emissionen vermeiden.

Die Potenziale von PtX im zukünftigen Energiesystem sind somit aus zweierlei Perspektiven zu bewerten: Zum einen ermöglichen sie den Ersatz fossiler Brennstoffe durch CO_2-neutrale Energieträger sowohl indirekt über den Energiesektor als auch direkt im Gebäudesektor. Zum anderen können sie einen Beitrag zur Vermeidung von Engpässen bei Stromnetzen und -speichern leisten und damit zur Versorgungssicherheit und Integration erneuerbarer Energien beisteuern. PtX-Potenziale werden positiv beeinflusst durch

- erhöhter Energienachfrage (bspw. durch BIP-Wachstum, geringere Energieeffizienz)
- erhöhtem Bedarf an Energiespeicherung (zeitliches Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage bspw. durch saisonale Spitzennachfrage oder EE-Erzeugung),
- einer Verteuerung oder Knappheit alternativer Technologien,
- erhöhtem Bedarf an Energietransport (räumliche Entfernung von Angebot und Nachfrage bspw. durch Verstädterung bei dezentraler Erzeugung),
- Verteuerung alternativer Infrastruktur,
- erhöhter Kostendegression und verbesserte Effizienz von PtX-Anlagen.

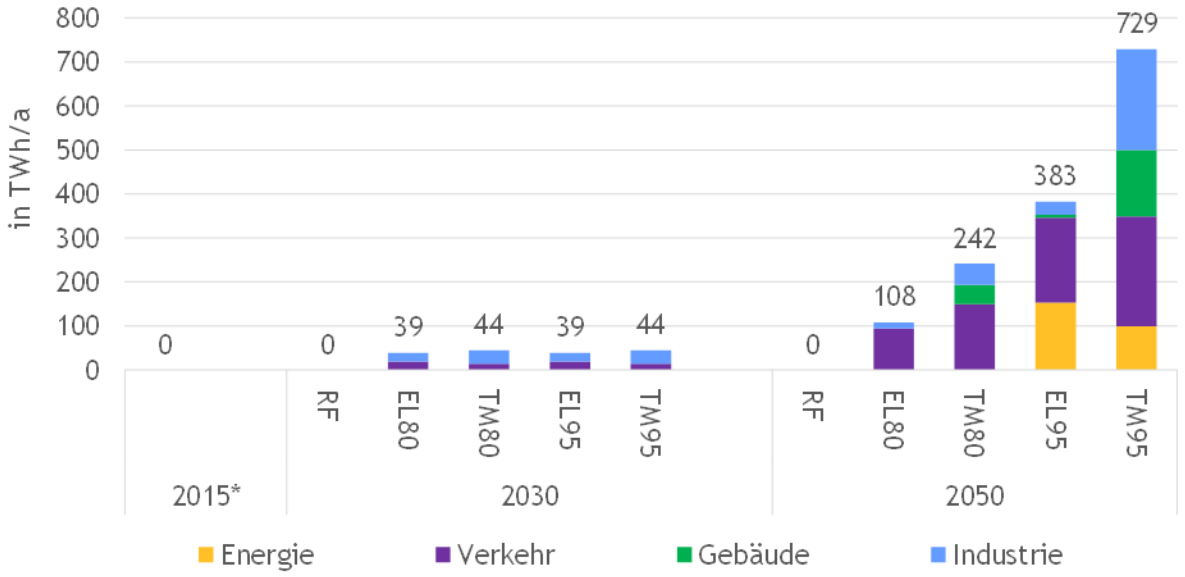

Abb. 13: Endenergieeinsatz von PtX in Deutschland nach Sektor [in TWh/a][16]

Abb. 13 zeigt die in Deutschland eingesetzten synthetischen PtX-Mengen nach Sektor für die Stichjahre 2015, 2030 und 2050. Grundsätzlich wird unterstellt, dass PtX-Mengen auf Basis erneuerbarer Energien bereitgestellt werden. In den zielerreichenden Szenarien zeigt sich ein gradueller Anstieg in allen Sektoren von zwischen 39 TWh (EL80) bis 44 TWh (TM95) in 2030 bis zu zwischen 108 TWh (EL80) und 729 TWh (TM95) in 2050. PtX steigt damit auch anteilig am Verbrauch synthetisch bereitstellbarer gasförmiger und flüssiger Brennstoffe. In TM80 werden in 2050 27 % dieser Brennstoffe durch PtX bereitgestellt gegenüber 14 % in EL80. In den 95-%-Szenarien steigen ihre Anteile auf 80 % in TM95 und 64 % in EL95. Aufgrund der hohen Minderungsziele weisen die 95-%-Szenarien EL95 und TM95 die höchsten Mengen an PtX im deutschen Energiesystem auf. Das Technologiemix-Szenario TM95 weist aufgrund der immer noch hohen Nachfrage nach fossilen Energieträgern mit 729 TWh zwar beinahe doppelt so hohe PtX-Mengen auf wie EL95; auch im Szenario EL95 sind aber signifikante PtX-Mengen notwendig. Hauptanwendungssektoren sind in TM95 in 2050 Verkehr (250 TWh) und Industrie (230 TWh). Auch der Gebäude- (151 TWh) und Energiesektor (99 TWh) tragen zur PtX-Nachfrage bei. Im Elektrifizierungsszenario EL95 beziehen der Verkehrssektor (193 TWh) und der Energiesektor (154 TWh) die größten Mengen an PtX in 2050. Der Gebäudesektor bezieht hier lediglich 7 TWh. Aufgrund der niedrigeren Erzeugungskosten wird der größte Anteil an PtX in allen Szenarien importiert.

Abb. 14 zeigt die in Deutschland eingesetzten PtX-Mengen nach Herkunftsregion für alle Sektoren. Ein Großteil des in 2030 bestehenden PtX-Bedarfs wird aus dem EU-Ausland bereitgestellt. Mit steigendem Bedarf werden besonders in den 95-%-Szenarien in 2050 die größten Mengen an PtX aus EE-Vorzugsregionen außerhalb der EU importiert mit maximal 627 TWh in TM95. Dies geschieht nach Ausnutzung der günstigsten Erzeugungsregionen in Europa. Globale EE-Vorzugsregionen setzen damit den Preis für PtX-Brennstoffe. In 2050 wird PtX-Gas für etwa 96 EUR/MWh erzeugt. PtX-Heizöl erreicht Erzeugungskosten von 111 EUR/MWh.

[16] Die dargestellten Mengen enthalten Power-to-Gas, Power-to-Fuel und Power-to-Hydrogen und beziehen sich somit auf die synthetischen PtX-Energieträger. Power-to-Heat ist in der Stromnachfrage des Energiesektors enthalten.

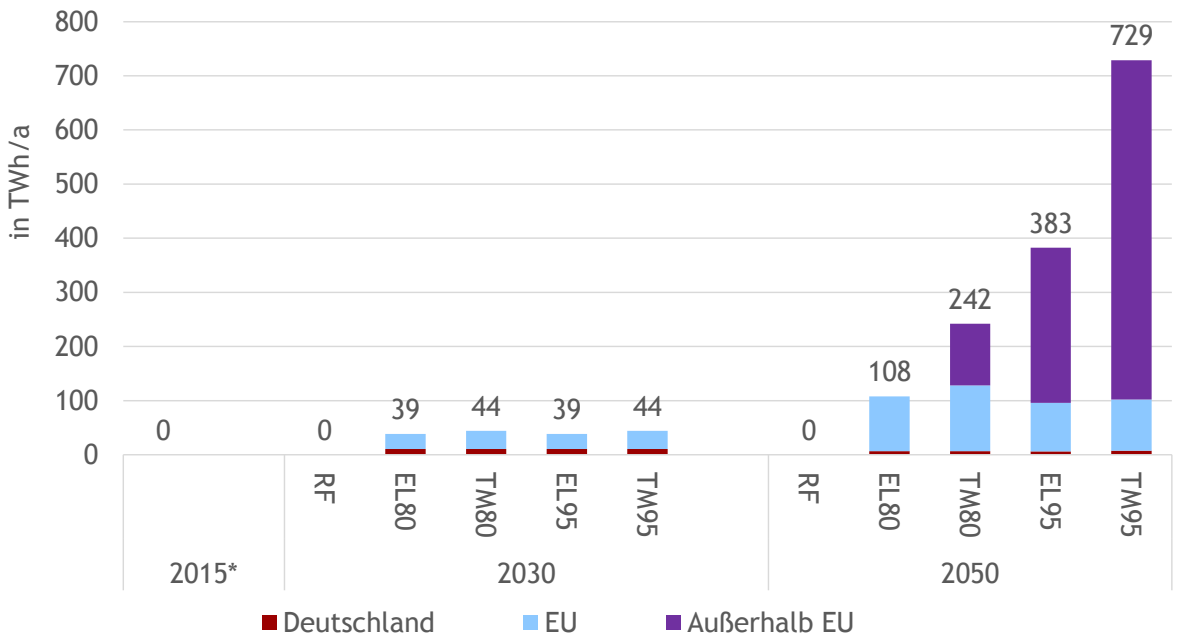

Abb. 14: Endenergieeinsatz von PtX in Deutschland nach Herkunftsregion [in TWh/a]

Es ist demnach zu erkennen, dass synthetische Energieträger unter den getroffenen Annahmen nur in geringem Maße zum Zuge kommen, solange die THG-Minderungsziele in moderatem Maße verfolgt werden. Ein großer Einfluss hierfür sind die erwarteten Effizienzsteigerungen in den Endverbrauchssektoren Gebäude, Verkehr und Industrie. In dem 80-%-Zielszenario TM80 substituieren synthetische Kraftstoffe immerhin 33 % der nachgefragten Menge nach fossilen Energieträgern (EL80: 29 %). Die Verbrauchsmengen fossiler Energieträger sind soweit gesunken, dass eine verstärkte Anwendung von Power-to-Gas/Fuel-Technologien zur Erreichung der THG-Minderungsziele nicht notwendig ist.

Das Ergebnis zeigt auch, dass für das 95-%-Ziel PtX unabhängig vom Pfad einer Elektrifizierung oder Technologieoffenheit in relevanten Mengen benötigt wird. Folglich wären synthetische Gase und Kraftstoffe kein Nischenprodukt (erst recht, wenn auch in anderen Ländern ähnliche Treibhausgasminderungspfade beschritten würden), sodass Großanlagen zur Herstellung benötigt werden und kostensenkende Skaleneffekte zu erwarten wären. Zwar sind die Einsatzmengen bei TM95 deutlich höher, wäre aber das Grundproblem einer Herstellung im großen Maßstab gelöst, wären die Mengenunterschiede (insbesondere im internationalen Maßstab) vernachlässigbar.

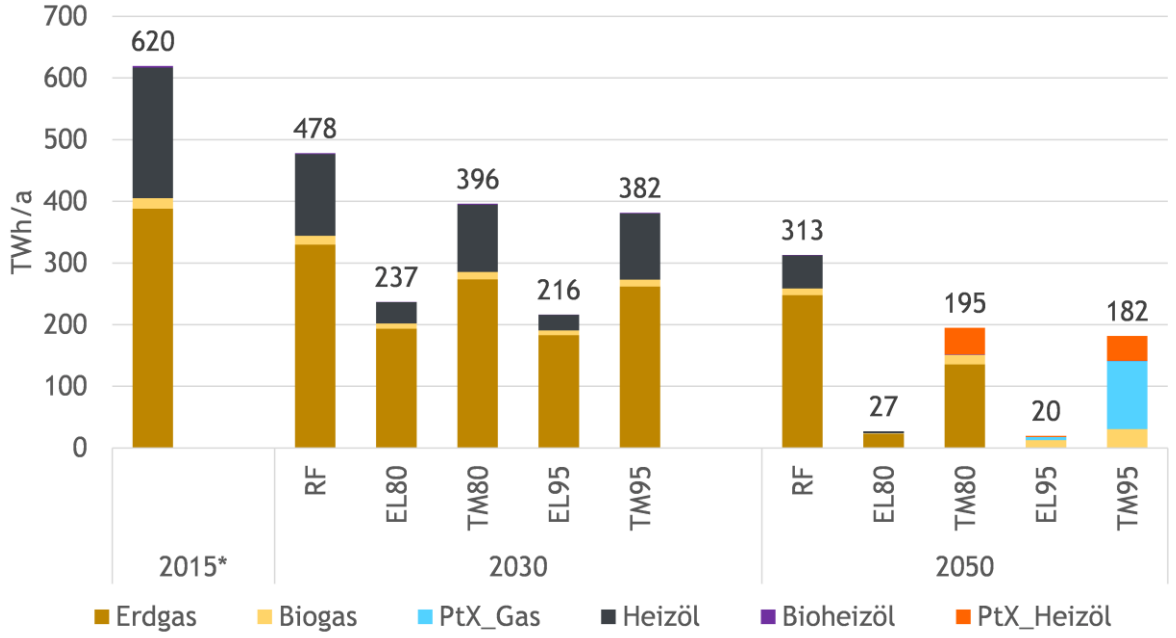

Abb. 15: Bereitstellung der Endenergienachfrage Gas und Öl durch konventionelle, synthetische oder biogene Energieträger im Gebäudesektor [in TWh/a][17]

Bei Betrachtung des Gebäudesektors lassen sich dieselben Einflussfaktoren erkennen. Abb. 15 stellt die Zusammenstellung der Energieträger Heizöl und Gas nach konventionellen, biogenen und synthetischen Energieträgern dar. Es ist zu erkennen, dass durch den enormen Austausch fossiler Heizungstechnologien durch Wärmepumpen in den Elektrifizierungsszenarien mit 27 TWh (EL80) bzw. 20 TWh (EL95) nur noch geringe Verbrauchsmengen an substituierbarem Heizöl und Gas im Markt bleibt. Auch im Technologiemixszenario TM80 ist der mögliche Endenergieverbrauch an fossilen Energieträgern mit 195 TWh bereits so weit gesunken, dass eine Substitution zur Erreichung der anteiligen Klimaschutzziele im Gebäudesektor durch biogene oder synthetische Energieträger beinahe nicht mehr nötig ist. Zusätzliche Mengen PtX in den Segmenten Heizöl und Biogas werden hierbei eingesetzt, um höhere Vermeidungskosten anderer Sektoren zu kompensieren. Im Szenario TM95 und im Szenario EL95 tritt dagegen jeweils eine vollständige Substitution der fossilen Energieträger auf, da die mit den Technologieoptionen dieser Untersuchung unvermeidbaren Emissionen der Industrie und Landwirtschaft kompensiert werden.

[17] * historischer Wert nach AGEB (2016)

7 Kostenbewertung des Gebäudesektors im Gesamtsystem

Die in der Untersuchung für die Zielerreichung ermittelten Kosten des Gebäudesektors basieren einerseits auf den Investitionskosten für die Gebäudehülle und die Anlagentechnik sowie deren Wartungskosten und andererseits auf den Kosten des Energiebezugs. Die verschiedenen Kostenarten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer eindeutigen Zurechenbarkeit auf den Gebäudesektor.

Eindeutig dem Gebäudesektor zurechenbare und in den Abschnitten 5.3 und 5.4 diskutierte Kostenbestandteile sind:

- Investitionsausgaben für Gebäudehülle
- Investitionsausgaben für Anlagentechnik
- Wartungs- und andere fixe Betriebskosten für Heizungsanlagen[18]

Diese Kostengrößen ergeben sich aus den exogen bestimmten Parametern der Transformationspfade und basieren auf den exogen getroffenen Annahmen zu spezifischen Investitionskosten für Anlagen und Sanierungsmaßnahmen (siehe Kapitel 4.2.2). Abb. 16 stellt die Differenz der Investitionskosten im Vergleich zum Referenz-Szenario im zeitlichen Verlauf grafisch dar.

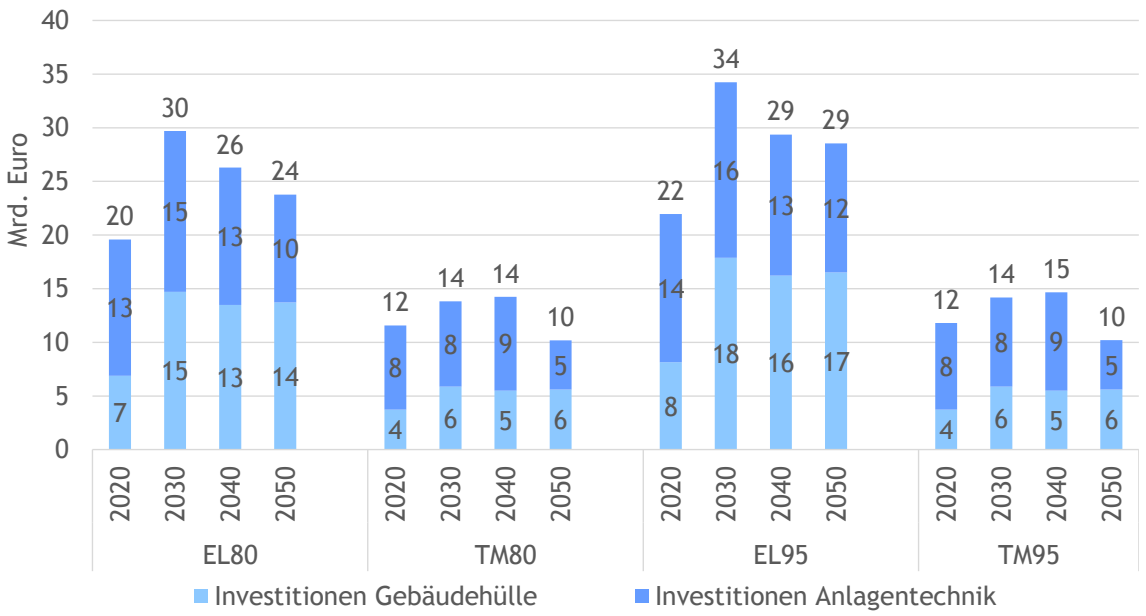

Abb. 16: Differenz der zwischen 2015 bis 2050 kumulierten Investitionskosten des Gebäudesektors in Gebäudehülle und Anlagentechnik zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR]

[18] Dies beinhaltet ausschließlich fixe Kostenbestandteile und somit keine Kosten des Energiebezugs.

Weitere eindeutig dem Gebäudesektor zurechenbare, aber modellendogen mit DIMENSION+ bestimmte Kostenbestandteile sind:

- Großhandels- bzw. Commodity-Preiskomponenten (Börsenstrompreise Strom, Gas und Öl sowie modellendogene Preise für synthetische Brennstoffe oder Bioenergien).
- Infrastruktur- und Logistikkosten für Mineralölprodukte

Die Kostengrößen stellen eindeutig zurechenbare Zahlungen von Energieverbrauchern im Gebäudesektor und an Energieproduzenten im Energiesektor dar. Diese Größen stellen aber keine vollständigen Endverbraucherpreise dar. Für die Endverbraucherpreise sind u.a. Netzentgelte oder Umlagen entscheidend. Diese sind aber vom künftigen Verteilungsmechanismus abhängig und damit nicht eindeutig dem Gebäudesektor zurechenbar.

Nicht eindeutig dem Gebäudesektor zuzurechnende Kostenbestandteile sind im Einzelnen:

- Netzkosten Strom und Gas bzw. Infrastrukturkosten anderer Endenergieträger
- EEG- und andere Umlagen für bisherige und künftige Investitionen in erneuerbare Energien im Stromsektor
- Ggf. Kosten für gesicherte Kapazität im Stromsektor (falls diese noch nicht durch den Börsenstrompreis refinanziert wurde)
- Ggf. Kosten für Rückbau bestehender Infrastrukturen

Diesen nicht eindeutig zurechenbaren Kostengrößen ist gemein, dass aus heutiger Sicht völlig unklar ist, welcher Energieverbraucher bzw. welcher der Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr in Zukunft welche Kosten jeweils tragen wird und welcher Refinanzierungsmechanismus dafür gewählt wird. Wer die Kosten trägt, ist letztlich eine gesellschaftlich zu treffende Verteilungsfrage. Folglich werden die nicht eindeutig zurechenbaren Kostengrößen nach einem hier vorgestellten Mechanismus verteilt. Dieser lehnt sich in etwa an das heutige System aus Umlagen und Netzentgelten an. Andere Verteilungsarten sind denkbar mit großen Auswirkungen auf die vom Gebäudesektor zu tragenden Kosten. Eine Entwicklung oder Bewertung unterschiedlicher Verteilungsmechanismen ist nicht Gegenstand dieser Studie.

Nicht in dieser Untersuchung betrachtete Kostenbestandteile sind Vertriebskosten (wegen mangelnder Datenlage und schwieriger Vorhersage) sowie Energie- oder Mehrwertsteuer- und Konzessionsabgaben, da die Betrachtung aus volkswirtschaftlicher Sicht ohne steuerliche Verzerrungen abgebildet ist. Die Perspektive der Endverbraucher und eine mögliche Kostenverteilung sowie eine betriebswirtschaftliche Investitionsentscheidung ist nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

7.1 Direkte Kosten für Endenergieverbrauch

Die Endenergieverbräuche pro Gebäudeklasse ergeben sich aus den Entwicklungen bezüglich Gebäudehülle und Anlagensystem und wurden gebäudespezifisch modellexogen ermittelt. Durch Multiplikation mit den spezifischen Endverbraucherpreisen je Energieträger ergeben sich die Kosten für den Energieverbrauch des Gebäudesektors. Methodische Herausforderung dabei ist, dass nur ein Teil dieser Kosten eindeutig dem Gebäudesektor zuzurechnen ist und zwar die Kosten für den reinen Energieträgerbezug, d. h. der Großhandelspreis für Strom, Gas, Öl (inklusive Mineralöl-Logistik) und weitere Endenergieträger. Diese Kosten ergeben sich modellendogen aus den Simulationsrechnungen mit DIMENSION+ und stehen im Fokus dieses Abschnitts.

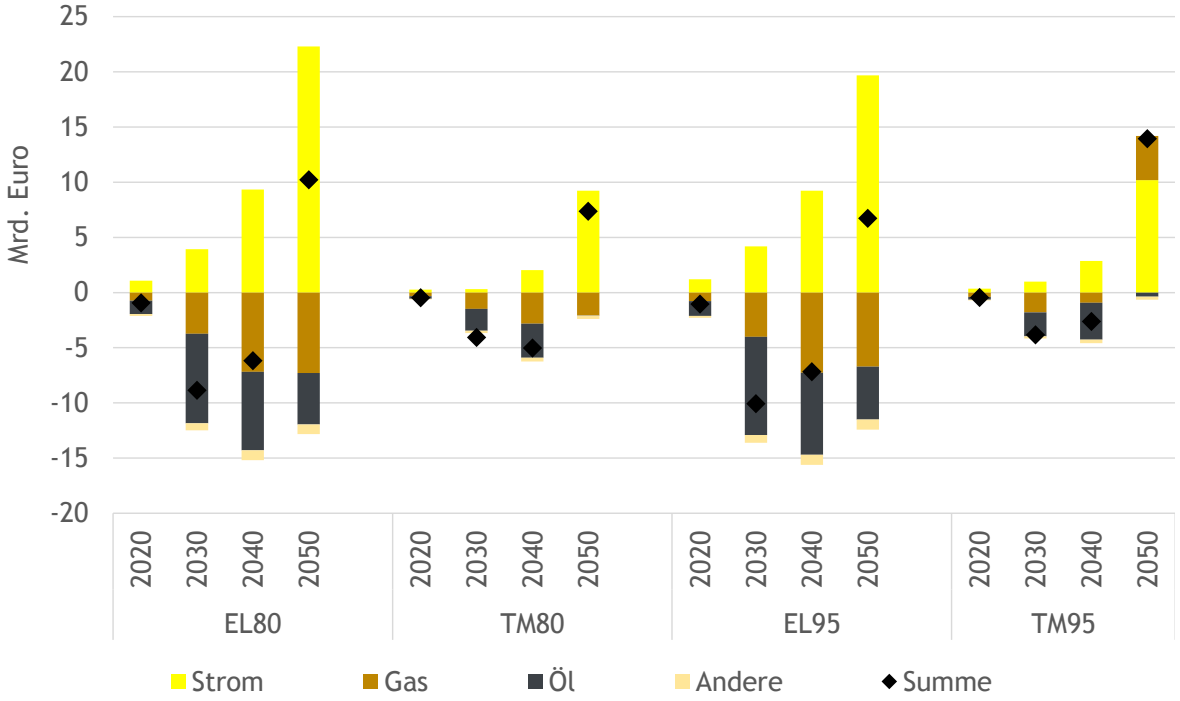

Abb. 17: Differenz der jährlichen Energieverbrauchskostenbestandteile des Gebäudesektors zum Szenario „Referenz“ [in Mrd. EUR]

Ergänzend zu Abb. 17 zeigt die nachfolgende Tabelle die modellendogen ermittelten Großhandelspreise verschiedener Energieträger in den Jahren bis 2020 bis 2050 und differenziert nach Szenario. Dabei ist für Öl und Gas zu berücksichtigen, dass die Preise die je nach Szenario und Jahr entsprechenden synthetischen Anteile der Brennstoffe enthalten.

	EL80				TM80				EL95				TM95			
[Cent/kWh]	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Strom	3.6	5.8	7.5	12.6	3.5	5.3	6.4	9.8	3.6	5.8	7.5	11.9	3.5	5.5	6.5	10.0
Öl	4.1	8.0	8.6	9.0	4.1	8.0	8.5	11.1	4.1	8.0	8.6	11.2	4.1	8.0	8.5	11.1
Gas	1.8	2.6	3.1	3.1	1.8	2.6	3.2	4.0	1.8	2.6	3.2	7.3	1.8	2.6	4.5	8.5

Tabelle 25: Jährliche Großhandelspreise Strom, Öl und Gas für die zielerreichenden Szenarien [in Cent/kWh]

Jährliche direkte Kosten für den Endenergieverbrauch

Im Referenz-Szenario belaufen sich die direkten Energieverbrauchskosten des Gebäudesektors je nach Jahr auf 32 bis 41 Mrd. EUR. Der Höhepunkt wird 2030 erreicht, wenn relativ hohe Energienachfragen auf vergleichsweise hohe Energieträgerpreise treffen.

Im Szenario EL80 sind die direkten Energieträgerkosten z. T. deutlich niedriger, mit bis zu 9 Mrd. EUR in 2030. Lediglich in 2050 sorgen sehr hohe Strompreise für Mehrkosten von 10 Mrd. EUR gegenüber dem Referenz-Szenario. Bereits in 2030 machen Strombezugskosten mehr als die Hälfte der gesamten Energiebezugskosten aus, in 2050 sind es gar 78 %. Für das Szenario EL95 zeigen sich ähnliche Zusammenhänge, wobei die Kosten nach 2030 aufgrund der geringeren Energieverbräuche etwas niedriger sind.

Für das Szenario einer technologieoffenen 80-%-Minderung sind die direkten Energiebezugskosten bis 2025 ähnlich zu jenen der Referenz. Aufgrund der deutlich höheren Anlagen- und Gebäudeeffizienz sind die Ausgaben des Gebäudesektors für Endenergie in 2030 und 2040 ca. 4 Mrd. EUR jährlich geringer. In 2050 sorgen vergleichsweise hohe Strompreise für ca. 7 Mrd. EUR höhere Bezugskosten. Bei einer 95-%igen Minderung bis 2050 sind die Kostenverläufe ähnlich. In 2050 entstehen signifikante Mehrkosten in Höhe von 14 Mrd. EUR jährlich gegenüber dem Szenario TM80 – im Wesentlichen aufgrund des Bezugs von rein synthetischem Gas und Öl.

Direkte Kosten für den Endenergieverbrauch kumuliert von 2015 bis 2050

Kumuliert über den Gesamtzeitraum sind die Energiebezugskosten im Szenario TM95 am höchsten, insbesondere aufgrund der verstärkten Nutzung synthetischer Brennstoffe in 2050. Die Mehrkosten gegenüber dem Referenz-Szenario, in dem 1.334 Mrd. EUR für direkte Energieträgerkosten aufgewendet werden, belaufen sich für den Zeitraum 2015 bis 2050 auf ca. 88 Mrd. EUR. In allen anderen Szenarien ergibt sich bezüglich der Energieverbrauchskosten eine Kostenersparnis. Für das Szenario TM80 sind die Kosten um 4 Mrd. EUR geringer, für das Szenario EL80 um 27 Mrd. EUR. Die geringsten Energieverbrauchskosten hat das Szenario EL95 (minus 88 Mrd. EUR gegenüber der Referenz). Ursächlich dafür sind die geringeren Strombezugskosten gegenüber dem Szenario EL80.

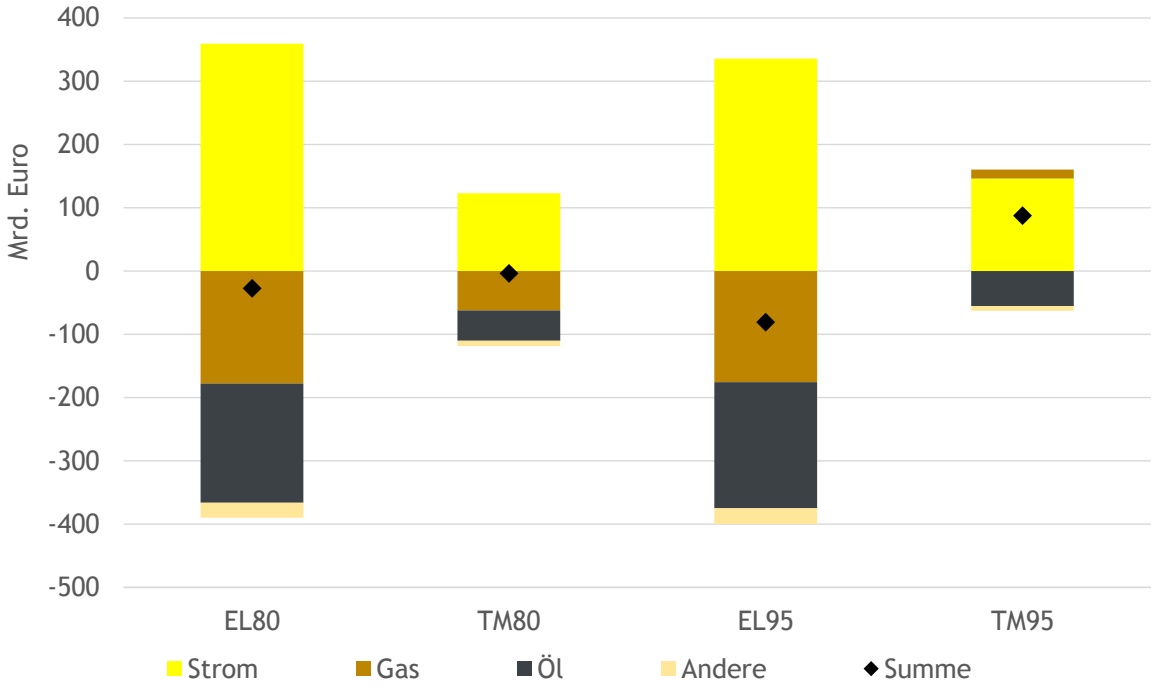

Abb. 18: Differenz der kumulierten Energiebezugskosten 2015 bis 2050 zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR]

7.2 Nicht zurechenbare Kosten im Gebäudesektor

Zusätzlich zu den direkt zurechenbaren Kosten wurden im Rahmen der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ die Kosten des Energiesystems bestimmt, die nicht direkt den Endverbrauchssektoren zuzuweisen sind. Diese umfassen Infrastrukturkosten, Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien sowie Kosten zur Bereitstellung gesicherter Kapazität.

Um einen Vergleich hinsichtlich der Gesamtkosten für den Gebäudesektor für die verschiedenen Szenarien vornehmen zu können, müssen die nicht direkt zurechenbaren Kosten im Energiesystem zu einem bestimmten Anteil dem Gebäudesektor zugewiesen werden. Dies geschieht in der Realität über einen Mechanismus aus Umlagen, Abgaben und Netzentgelten und in dieser Rechnung nach einem beispielhaften Verteilungsmechanismus, der die heutige Situation in etwa fortschreibt. Es ist allerdings zu betonen, dass der angewendete Verteilungsmechanismus nicht darauf geprüft wurde, ob er etwa ökonomisch effizient, verursachungsgerecht, sozialverträglich oder politisch durchsetzbar ist. Die konkrete Ausgestaltung von Kostenverteilungen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Andere Verteilungsmechanismen sind denkbar und möglicherweise im Verlaufe bis 2050 sogar zu erwarten.

In dem hier exemplarisch angenommenen Verteilungsmechanismus werden die Netzkosten vollständig durch Netzentgelte in Cent/kWh finanziert. Diese Netzentgelte werden für die gesamte Gasnachfrage und die gesamte Stromnachfrage mit Ausnahme der Eigenproduktion fällig. Die Höhe der Netzentgelte für das Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetz ist für alle Abnehmer einer Kundengruppe gleich. Die Netzentgelte für das Verteilnetz entsprechen den derzeitigen Verhältnissen der Netzentgelte der unterschiedlichen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, Industrie und Verkehr) im Verteilnetz. Die Kosten des Gebäudesektors für Netzentgelte ergeben sich daher auf Basis des Strom-(ohne Eigenproduktion) bzw. Gasverbrauchs von Wohn-, Gewerbe- und Industriegebäuden sowie ihren jeweiligen Netzentgelten.

Die EEG-Umlage wird in diesem Verteilungsmechanismus durch eine Umlage in Cent/kWh finanziert, die auf den Strompreis aufgeschlagen wird. Für die Modellierung wird analog zu heute angenommen, dass ein Teil der Nachfrage bezüglich der Umlagen privilegiert bleibt. Der Anteil der befreiten Strommengen unterscheidet sich für die einzelnen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe, Industrie und Verkehr) und basiert auf den heutigen befreiten und privilegierten Strommengen. Die Höhe der Umlagen wird für alle nicht privilegierten Strommengen als gleich angenommen. Die Kosten des Gebäudesektors für die EEG-Umlage ergeben sich daher auf Basis der Stromnachfrage von Wohn-, Gewerbe- und Industriegebäuden und ihrem Anteil an nicht privilegierten Strommengen. Für die neu zu bauenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten ergibt sich in Bezug auf die Erlöse aus Börsenstrompreise eine Finanzierungslücke. Um einen Refinanzierungsbeitrag des Gebäudesektors zu errechnen wird in diesem exemplarischen Verteilmechanismus auch eine Umlage errechnet, welche analog zu dem hier dargestellten EEG-Mechanismus gerechnet wird. In der Realität wären auch andere Erlösmöglichkeiten für diese Kraftwerke denkbar, wie Versorgungssicherheitsverträge, oder Vermarktung auf den hier nicht modellierten Märkten für Regelenergie oder dem Intraday-Handel.

Entsprechend diesem Verteilungsmechanismus belaufen sich die von 2015 bis 2050 kumulierten nicht direkt zurechenbaren Kosten für den Gebäudesektor im Referenzszenario auf 966 Mrd. Euro. Der größte Anteil entfällt auf die Stromnetzkosten, die etwa dreimal so hoch sind wie die des Gasnetzes. Weitere Kosten entfallen auf die Refinanzierung der bis 2017 getätigten EE-Subventionen gemäß EEG, die nach 2017 zu fördernden erneuerbaren Energien sowie auf die Refinanzierungslücke für neu zu bauende konventionelle Kraftwerke.

Im Szenario EL80 sind diese nicht direkt zurechenbaren Kosten des Gebäudesektors kumuliert gegenüber der Referenz um ca. 140 Mrd. Euro höher, was in erster Linie an der Refinanzierung der höheren Stromnetzkosten sowie nicht-gedeckter Kosten neuer konventioneller Kraftwerke liegt. Die Kosten für die Gasnetznutzung sind geringer als im Referenzszenario. Hierin sind jedoch keine Rückbaukosten für Gasnetze enthalten. Die Kosten für die EEG-Umlage sind wiederum geringer als im Referenzszenario, was daran liegt, dass annahmegemäß die wachsende Stromnachfrage in Verkehr und Industrie den Gebäudesektor entlastet. Die nicht direkt zurechenbaren Mehrkosten des Szenarios EL95 sind im Besonderen durch niedrigere Kosten für die Gasnetznutzung mit 136 Mrd. Euro etwas geringer als im Szenario EL80.

Im Szenario TM80 ergeben sich gegenüber dem Szenario EL80 etwas geringere Mehrkosten von ca. 121 Mrd. Euro, da der Stromnetzausbau und die Refinanzierungslücke bei neuen konventionellen Kraft-werken aufgrund des geringeren Bedarfs geringer sind. Das Szenario TM95 verursacht Mehrkosten von etwa 129 Mrd. Euro gegenüber dem Referenzszenario. Diese sind unter anderem aufgrund gestiegener Infrastrukturkosten für Stromnetze höher als in TM80.

7.3 Gesamtkostenbetrachtung im Gebäudesektor

Folgt man dem hier gewählten Verteilungsmechanismus der nicht eindeutig zurechenbaren Kosten, ergeben sich folgende jährliche Differenzkosten gegenüber dem Referenzszenario, die der Gebäudesektor in den zielerreichenden Szenarien trägt. Um insbesondere die Investitionskosten verursachungsgerecht auf die verschiedenen Jahre im Analysezeitraum zu verteilen, werden die in Abschnitt 5.3 dargestellten Investitionen in jährliche Kapitalkosten umgerechnet. Diese Berechnungen basieren auf einer ökonomischen Lebensdauer von 40 Jahren für die Gebäudehülle und 20 Jahren für die Anlagentechnik sowie einem Zins von 4%. Da die Kapitalkosten des Bestands nicht bewertet wurden (da sie im Übrigen auch nicht mehr entscheidungsrelevant, weil versunken sind), erfolgt nur eine Deltabetrachtung mit dem Referenzszenario.

Jährliche Gesamtkosten des Gebäudesektors

In 2030 belaufen sich die jährlichen Mehrkosten gegenüber dem Referenz-Szenario auf acht bis 17 Mrd. EUR, je nach Zielszenario. Mit stärkeren Minderungszielen in 2040 und 2050 steigen die Kosten deutlich an. In 2050 ergeben sich jährliche Mehrkosten von 26 bis 47 Mrd. EUR. Auffällig ist, dass beide Technologiemix-Szenarien in allen Jahren günstiger sind als beide Elektrifizierungsszenarien. Wie bereits bei der Diskussion der Investitionen in Abschnitt 5.3 ersichtlich, treiben die Kapitalkosten für Gebäudehülle und Anlagentechnik dieses Ergebnis. Zwischen den Szenarien TM 80 und TM95 ergeben sich die größten Kostendifferenzen für das Jahr 2050. Hier ist das Szenario TM95 ca. 7 Mrd. EUR teurer, im Wesentlichen aufgrund der höheren Importe an synthetischen Brennstoffen.

Gesamtkosten des Gebäudesektors kumuliert von 2015 bis 2050

Kumuliert über den Zeitraum 2015 und 2050 (undiskontiert) ergeben sich gegenüber dem Referenzszenario Mehrkosten für den Gebäudesektor für das Szenario TM80 in Höhe von 608 Mrd. EUR. Dies entspricht einer Zunahme von 12 % gegenüber den Gesamtkosten des Gebäudesektors im Referenzszenario. Nächstgünstigstes Szenario ist TM95 mit Mehrkosten von 716 Mrd. EUR. Die Elektrifizierungsszenarien sind mit Mehrkosten in Höhe von 994 Mrd. EUR (EL80) und 1.051 Mrd. EUR (EL95) deutlich teurer. Ursächlich dafür sind die Kapitalkosten für Gebäudehülle und Anlagentechnik, welche die günstigeren Energiebezugskosten übertreffen. Die Mehrkosten durch nicht direkt zurechenbare und in dieser Analyse nach dem in Abschnitt 7.2 beschriebenen Schema verteilten Kosten (z. B. für Netzinfrastruktur, EEG-Umlage etc.) liegen wie oben gezeigt je nach Szenario zwischen 121 und 140 Mrd. EUR. Dies zeigt, dass auch andere Verteilungsmechanismen ein ähnliches Gesamtergebnis für den Gebäudesektor ergeben würden.

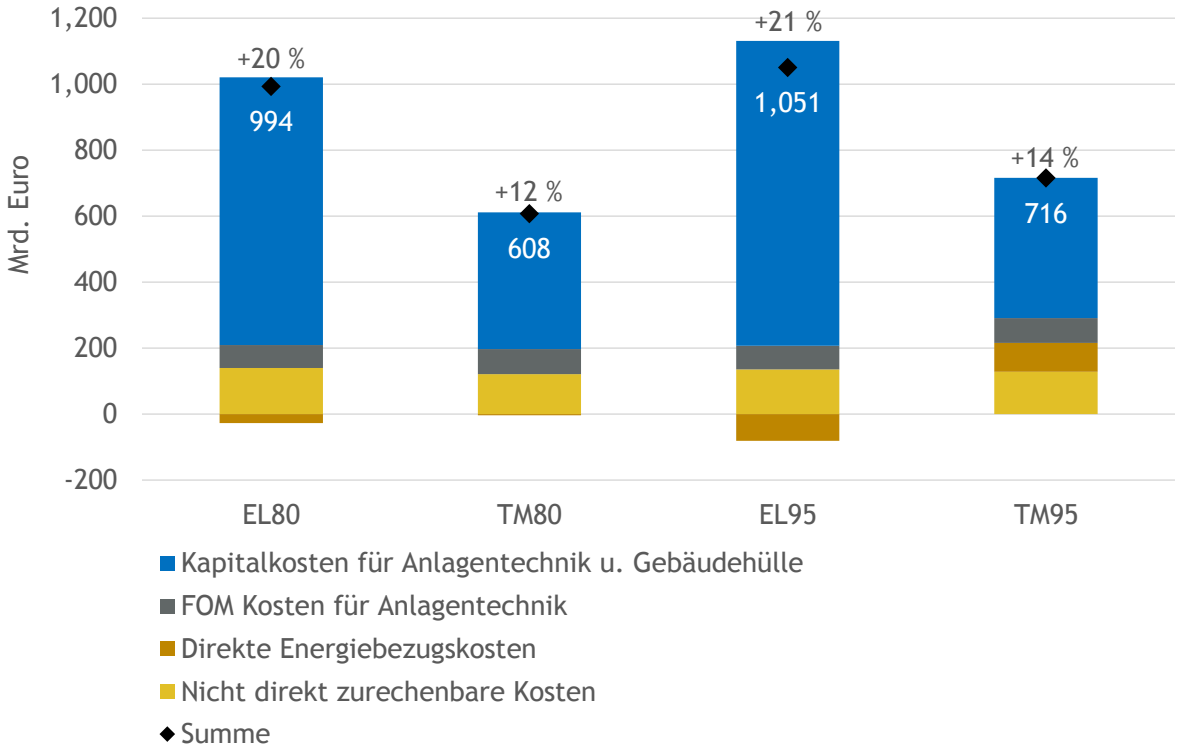

Abb. 19: Absolute und relative Differenz der Gesamtkosten des Gebäudesektors 2015 bis 2050 zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR]

8 Exkurse

8.1 Leistungsverlauf: Analyse einer zweiwöchigen „kalten Dunkelflaute“

Im aktuellen Gebäude- und Heizungsbestand spielen elektrische Beheizungstechnologien nur eine untergeordnete Rolle und sind zum Teil noch durch ineffiziente Heizungssysteme wie Nachtspeicheröfen oder Durchlauferhitzer geprägt. Elektrische Wärmepumpen stellen im Wohngebäudebestand lediglich einen Anteil von etwa 4 %. Im Falle einer zunehmenden Elektrifizierung des Gebäudesektors, wie in beiden Szenarien EL und TM in unterschiedlicher Intensität unterstellt, ist es deswegen wichtig, dass die zur Beheizung der Gebäude installierten elektrischen Wärmeanwendungen sowohl in der Arbeit als auch in der Leistung versorgt werden können. Dabei ist zu erwarten, dass nicht nur die nachgefragte Strommenge stark ansteigt, sondern auch die benötigte Spitzenlast aus dem Gebäudebereich einen Mehrbedarf an Erzeugungskapazität bedingt.

Im heutigen Gebäudebestand trägt im Wesentlichen der benötigte Strom für Haushaltsgeräte, IKT und Beleuchtung zur Spitzenlast bei. Bei durchschnittlich 5.000 Volllaststunden entfallen so auf den Gebäudebereich 33 GW Spitzenlast in 2015. Da die Beheizung des Gebäudebestands typischerweise eine hohe Gleichzeitigkeit (Heizperiode Oktober bis April) aufweist, gehen die installierten Elektrowärmeanwendungen mit 95 % ihrer Stromanschlussleistung zusätzlich in die Spitzenlast des Gebäudesektors ein. Dieser wärmeseitige Teil der Spitzenlast steigt also mit zunehmender Elektrifizierung an. In Abb. 2 wird die Entwicklung der Spitzenlast in den einzelnen Nachfragesektoren des Strommarktes für die prognostizierten Jahre 2020 bis 2050 abgebildet.

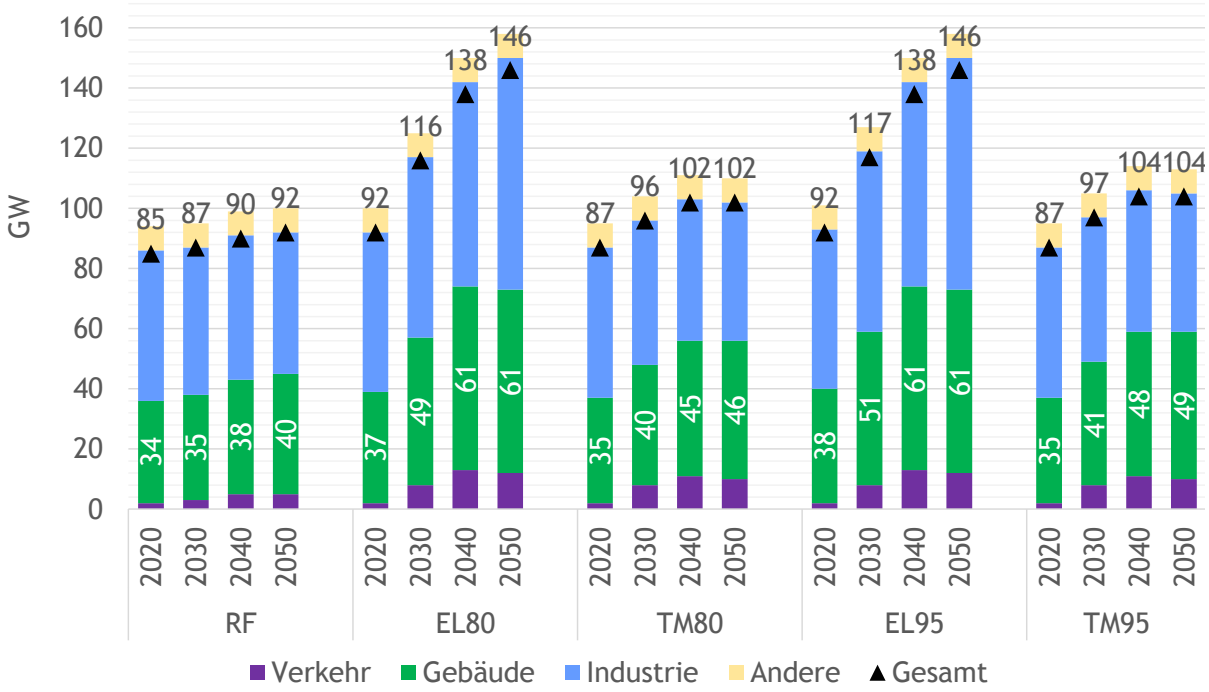

Abb. 20: Durchschnittliche Spitzenleistung einer zweiwöchigen Dunkelflaute nach Sektoren.

Neben der Deckung der absoluten Spitzenlast müssen auch längere Dunkelflauten in der Leistung überbrückt werden können. Auf Grundlage von historischen Temperaturprofilen wurden deswegen zweiwöchige Nachfrageprofile erstellt, die eine hohe Wärmenachfragesituation replizieren. Die Auswertung der mittleren Klimadaten für Deutschland für ein mittleres Jahr ergibt eine mittlere Außentemperatur in den kältesten 14 Tagen von ca. minus 3 °C. Die Umrechnung auf die maximale Heizlast ergibt, dass elektrische Wärmeanwendungen mit rund 80 % ihrer elektrischen Leistung zur zweiwöchigen Last beitragen.

Im Referenz-Szenario wächst dadurch die in einer kalten Dunkelflaute nötige Leistung um 6 GW von 2020 bis 2050 an. Durch den sehr starken Einsatz von Wärmepumpen im Elektrifizierungsszenario steigt die nötige Leistung im Gebäudebereich um 23 GW an. Im Technologiemix-Szenario steigt die Leistung weniger stark um 14 GW an, da entsprechend weniger Wärmepumpen installiert werden.

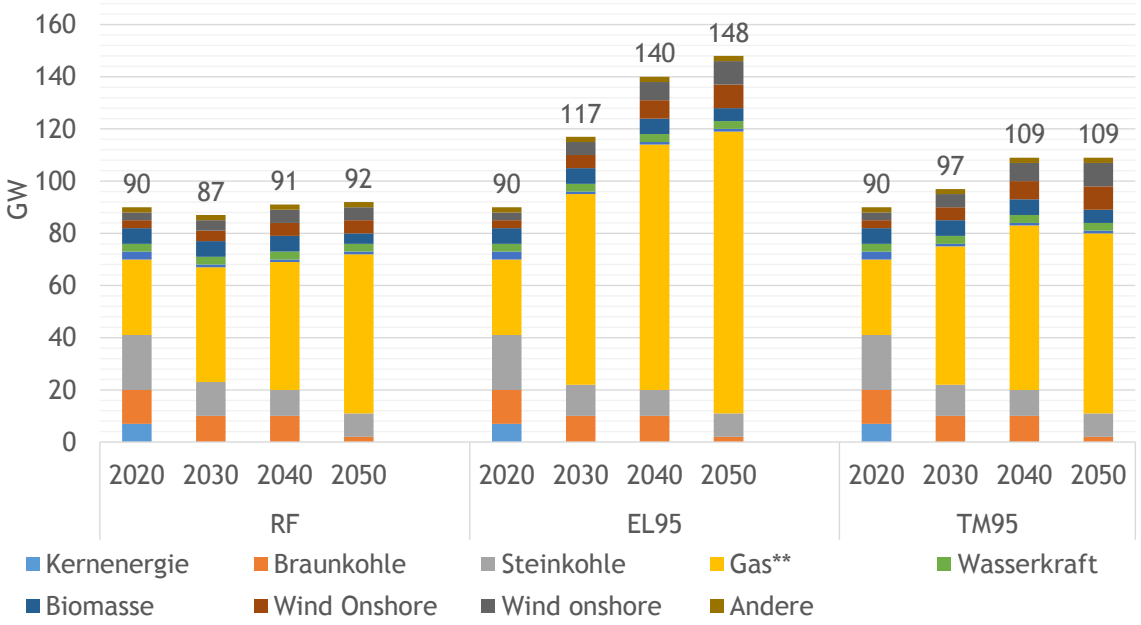

Abb. 21: Leistungsbeitrag installierter Kraftwerke in einer zweiwöchigen Dunkelflaute

Angebotsseitig tritt im Szenario der zweiwöchigen „kalten Dunkelflaute“ gleichzeitig eine Situation mit wenig EE-Einspeisung aus Wind und PV ein. Auch für die Einspeisung wurde auf Basis historischer Profile der Beitrag von Wind und PV zur Leistungsabsicherung in einer zweiwöchigen Dunkelflaute betrachtet. Beide Erzeugungsarten können durch ihre intrinsische Volatilität nur zu einem sehr geringen Anteil zu einer gesicherten Erzeugung beitragen. Batterien und Wärmespeicher können in einer solchen Situation ebenfalls nicht dazu beitragen die Nachfrage nach Stromleistung zu reduzieren, da sie über einen längeren Zeitraum nur Energiemengen verschieben, aber nicht erzeugen können. Entsprechend wird insbesondere im Elektrifizierungsszenario eine große Kapazität an konventionellen Erzeugungsanlagen benötigt, um die Leistung abzusichern. Hierzu werden aufgrund der THG-Ziele vorwiegend Gasturbinen eingesetzt. Abbildung 21 zeigt den Leistungsbeitrag der installierten Kraftwerke in einer zweiwöchigen Dunkelflaute. Wegen möglicher Kraftwerksausfälle muss auch im Fall von konventionellen Kraftwerken eine gewisse Überbauung bestehen bleiben.[19]

** In den Szenarien EL95 und TM95 sind die eingesetzten Gasmengen vollständig synthetisch und klimaneutral, vgl. Abb. 15.

Pufferspeicher für Wärme im Gebäudebereich mit einer üblichen Größe können je nach Gebäudedämmstandard Wärme für Stunden puffern und damit eher eine Tag-/Nachtverschiebung realisieren, jedoch keine zweiwöchigen Dunkelflaute ausgleichen. Zudem können bereits zuvor die Lademöglichkeiten für den Pufferspeicher wetterbedingt begrenzt sein.

Hybride Wärmeerzeuger, z. B. eine Kombination aus Gas-Brennwert und Luft-Wärmepumpe, könnten helfen, Phasen einer unzureichenden EE-Stromerzeugung zu überbrücken. Ein höherer Anteil dieser bivalenten Anlagen könnte damit dazu beitragen, den Ausbau von Reservekraftwerken zu reduzieren. Ein Kostenvergleich zwischen dem Ausbau bivalenter Wärmeerzeuger auf der einen und Gaskraftwerke auf der anderen Seite ist in der Studie nicht untersucht worden.

In den Abbildungen 22 und 23 sind für das Szenario EL95 und TM95 jeweils stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage in einer zweiwöchigen kalten Dunkelflaute in 2050 abgebildet. Die mittäglichen Nachfragespitzen können teilweise durch PV-Erzeugung gedeckt werden. In vielen Stunden gibt es jedoch weder Windnoch PV-Erzeugung, sodass flexible Gas OCGT zum Einsatz kommen. In beiden Szenarien kommen im betrachteten Zeitraum große Strommengen aus der Gasverstromung. Die verstromten Gasmengen sind jedoch aufgrund der CO_2-Ziele in 2050 eine Mischung aus biogenem und synthetischem Gas. Konventionelles Erdgas wird 2050 in den beiden betrachteten Szenarien nicht mehr verwendet. An den Tagen 33 bis 34 und 37 bis 38 des untersuchten Zeitraums von zwei Wochen gibt es außerdem Erzeugung aus Windkraftanlagen, da auch in der zweiwöchigen Flaute vorübergehend Wind weht. Wenn es kostenopportun ist, werden die Kraftwerke bei Windeinfall nicht heruntergefahren, sondern Strommengen ins Ausland exportiert. Die Exportmengen werden durch die im negativen Bereich verlaufende Linie dargestellt.

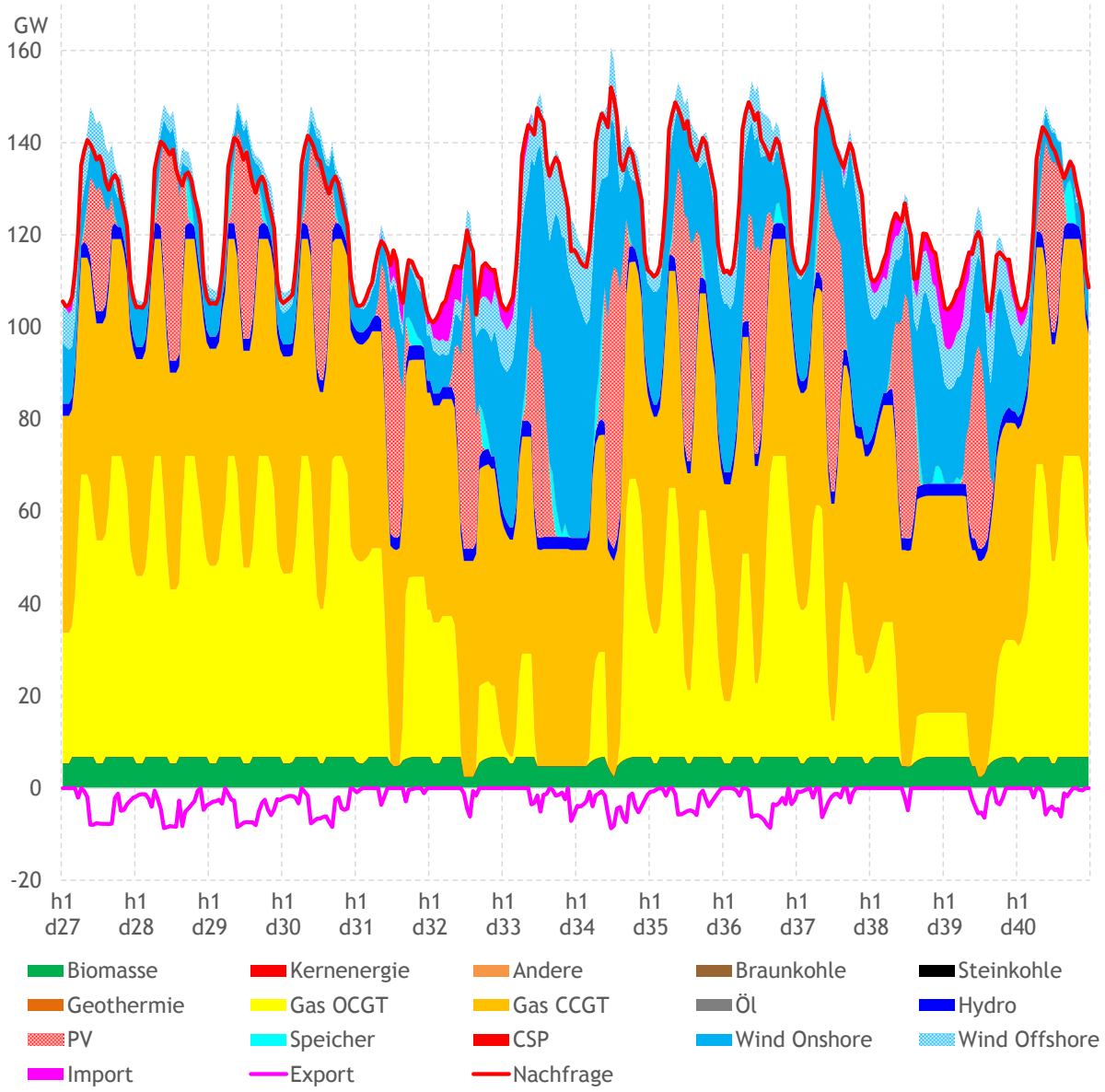

Abb. 22: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage einer zweiwöchigen Dunkelflaute in 2050 für das Szenario EL95

Im Elektrifizierungsszenario (EL95, Abb. 22) wird wegen verstärkter Elektrifizierung in allen Sektoren eine etwa 40 GW größere Leistung als im Technologiemix-Szenario (TM95, Abb. 23) benötigt, die fast ausschließlich durch Gasverstromung gedeckt wird. Außerdem fällt im Elektrifizierungsszenario die Differenz zwischen Höchst- und Niedrigstlast um 15 GW höher aus. Im Elektrifizierungsszenario muss also wesentlich stärker auf Nachfragespitzen reagiert werden.

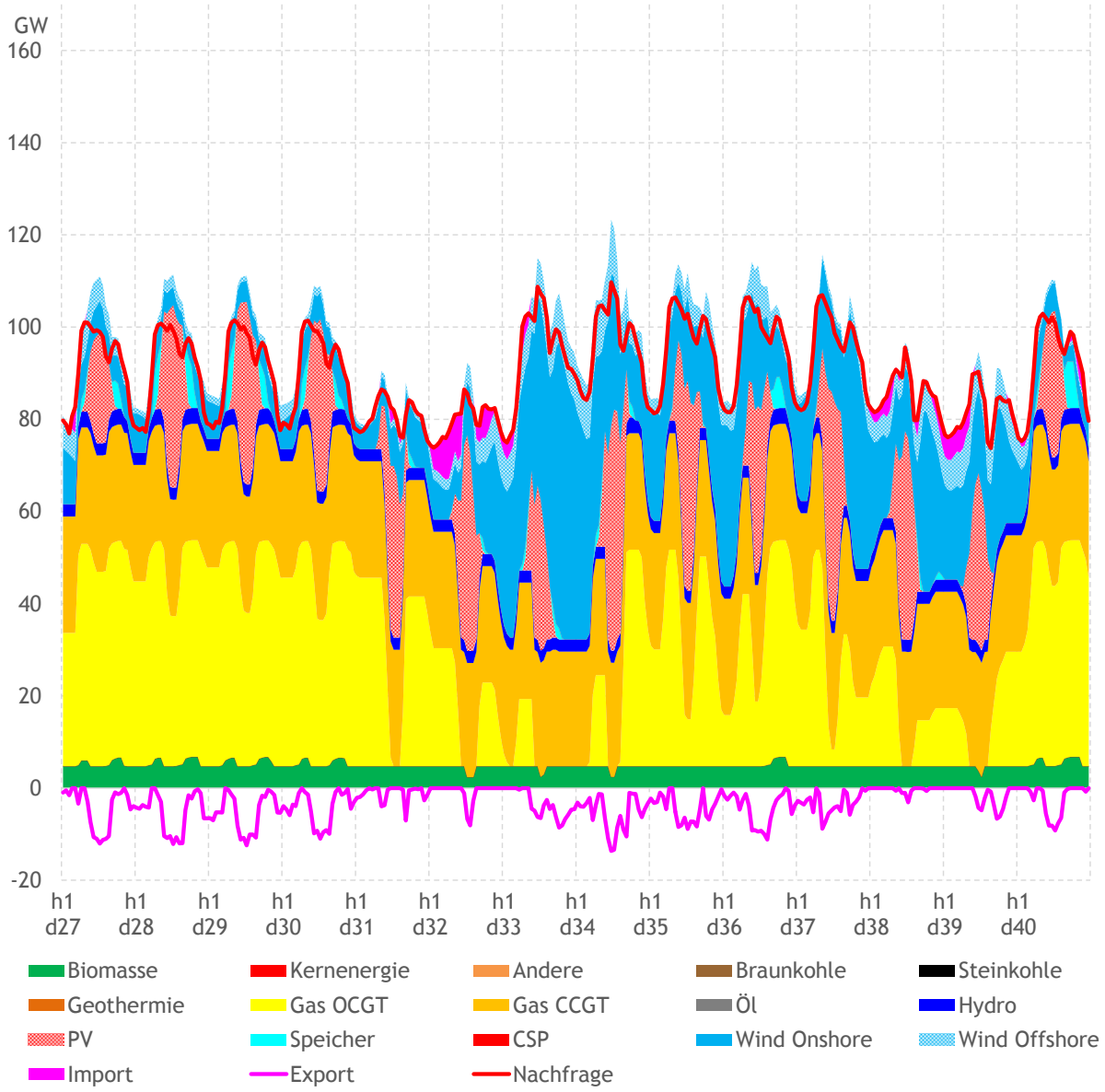

Abb. 23: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage einer zweiwöchigen Dunkelflaute in 2050 für das Szenario TM95

8.2 Gebäude als Energieerzeuger

Gebäude sind in der Vergangenheit fast ausschließlich als passive Energieverbraucher angesehen worden. Die Energie wurde von einem Energieversorger zum Gebäude geliefert, dort in die entsprechende Nutzenergie umgewandelt und damit verbraucht. Mittlerweile und vor allem zukünftig spielen Gebäude eine aktivere Rolle im Energiesystem.

Vordergründig betrifft dies die Erzeugung von Strom durch Photovoltaik-Anlagen und gebäudeintegrierte KWK-Anlagen. Denkbar, allerdings bisher in geringerem Umfang realisiert, ist auch die Erzeugung von Wärme innerhalb des Gebäudes, zum Beispiel mit solarthermischen Anlagen oder aus Abwärme von Produktionsprozessen, welche dann über entsprechende Transportsysteme (i. d. R. Nahwärmenetze) an andere Verbrau-

cher übergeben wird. Die erzeugte Energie wird vorrangig im Gebäude selbst genutzt, Überschüsse werden in die Netze eingespeist.

Vorteile der dezentralen Energieerzeugung in und an Gebäuden

Durch die dezentrale Struktur der Energieerzeugung im bzw. am Gebäude kann ein Beitrag zur Verringerung der Netzbelastung geleistet werden, es ist ein weniger starker Netzausbau als bei zentralisierten Versorgungslösungen erforderlich. In Verbindung mit geeigneten Speichern im Gebäude, z. B. Batteriespeichern für PV-Anlagen, entfallen zentrale Speicherelemente.

Die Gebäudebesitzer sind im Regelfall auch Eigentümer der aktiven Energieerzeugungskomponenten, sie tragen die Investitionskosten und sichern den langfristigen Betrieb. Damit wird der Investitionsbedarf in der zentralen Energieerzeugung verringert.

Durch die Installation von PV-Anlagen auf Dachflächen und perspektivisch an der Fassade findet eine Doppelnutzung der Fläche statt. Ein weiterer Flächenverbrauch wird damit vermieden.

Dezentrale Lösungen sind robust und vergleichsweise wenig anfällig für äußere Störungen.

Aktueller Stand und Entwicklungspotenzial

Die bis 2016 installierte Gesamtleistung an Photovoltaik-Anlagen in Deutschland beträgt 41,2 GW (Quelle: BSW-Solar 2017). Der Großteil des mit Photovoltaik-Anlagen erzeugten Stromes wird dabei im Gebäudebereich erzeugt, so hatte die installierte Fläche auf Dächern von Gebäuden 2014 einen Anteil von etwa 75 % (Quelle: BMWi 2015b). Abb. 24 stellt die angenommene Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung von Dachanlagen im Betrachtungszeitraum dar.

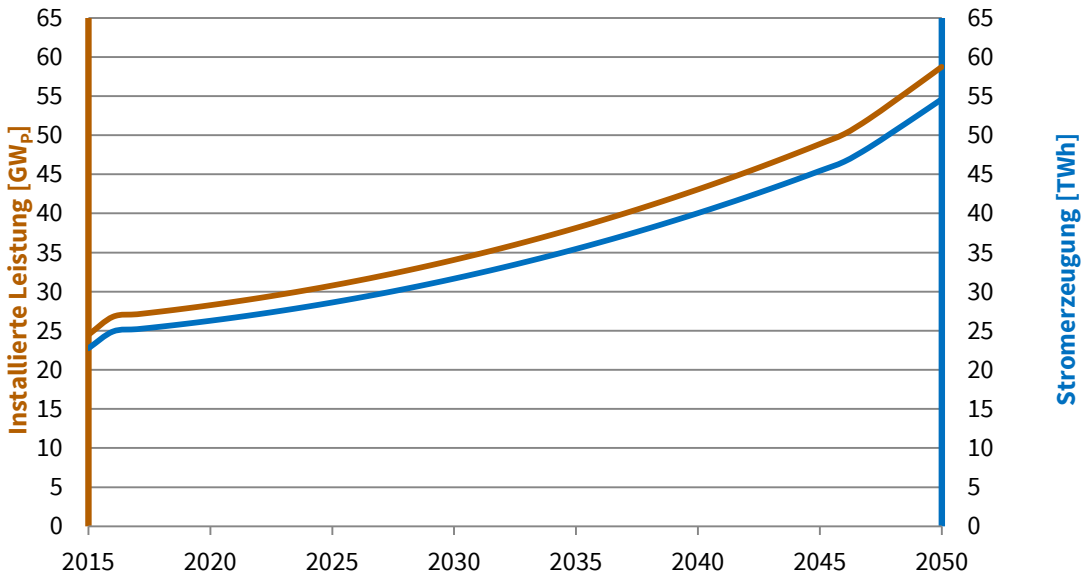

Abb. 24: Annahme der Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung – Dachanlagen

Entsprechend der Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Quelle: BAFA 2017) wurden im Zeitraum von 2009 bis 2016 rund 38.000 KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 50 kW nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassen. Bezieht man Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 250

kW mit ein, sind es etwa 41.000 zugelassene Anlagen. Nach Hochrechnung dieser Zahlen mit der mittleren Lebensdauer solcher Anlagen, kann man derzeit von etwa 70.000 in Gebäuden vorhandenen KWK-Anlagen ausgehen.

Im günstigsten Fall kann ein Gebäude bei ausreichender Eigenerzeugung in der Jahresbilanz einen positiven Saldo aufweisen – es wird mehr Energie erzeugt als verbraucht. Derartige Gebäude werden als Plus-Energiehäuser bezeichnet, entsprechende Gebäude werden seit wenigen Jahren in zunehmender Anzahl gebaut.

Die tatsächliche Entwicklung der aktiven Energieerzeugungskomponenten ist sehr stark von den politischen Rahmenbedingungen abhängig, da diese sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Zulässigkeit von Alternativen regeln.

8.3 Digitalisierungspotenzial

Die Optimierung des Gesamtsystems von Heizungsanlagen durch die Vernetzung und Steuerung der einzelnen Anlagenkomponenten mittels Informationstechnik generiert weitere Energie- und damit CO_2-Einsparungen und führt zudem zur Verbesserung des Nutzerkomforts.

Die Höhe des möglichen Einsparpotenzials hängt dabei sowohl vom baulichen Wärmeschutz des Gebäudes als auch von der installierten Anlagentechnik ab. Zudem hat das Verhalten des Nutzers ohne Digitalisierung der Heizung Einfluss auf die möglichen Einsparungen.

Je nach installierter Anlagentechnik sind verschiedene Digitalisierungsfunktionen möglich. Für diese können zusätzliche Einsparungen an Endenergie für Heizung und Warmwasser abgeschätzt werden (Einfamilienhäuser und kleinere Mehrfamilienhäuser) (ITG 2017):

- **Selbstadaptierende Heizkurveneinstellung**
  - Eine bedarfsgeführte Wärmebereitstellung in Abhängigkeit vom tatsächlichen Raumwärmebedarf kann durch Auswertung der Lastanforderungen der Räume auf Basis der aktuellen Ventileinstellungen oder durch die messtechnische Erfassung der Oberflächentemperaturen der Heizflächen realisiert werden.
  - In Abhängigkeit von der Art der Wärmeerzeugung sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 1,5 % und 8 % möglich.
- **Präsenzkontrolle**
  - Auf Grundlage einer automatischen Erfassung der Belegung des Hauses (Erfassung der Geo-Positionen der Bewohner) bzw. der Belegung einzelner Räume erfolgt eine selbsttätige Unterbrechung des Heizbetriebes (intermittierender Heizbetrieb).
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 2,5 % (Neubau) und 4 % (Altbau) möglich.
- **Wetterprognose**
  - Mit dem Zugriff auf lokale Online-Wettervorhersagen und deren Analyse auf die Auswirkung auf die Raumtemperatur, ist die Einstellung der Vorlauftemperatur bzw. eine Veränderung der Heizdauer möglich.
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 1 % (Neubau) und 3 % (Altbau) möglich.

- **Vereinfachung hydraulischer Abgleich**
  - Mit einem automatisch durchgeführten hydraulischem Abgleich erhält das System den tatsächlichen Wärmebedarf der einzelnen Räume und kann diesen entsprechend bereitstellen.
  - Je nach Wärmeschutzstandard des Gebäudes sind zusätzliche Endenergieeinsparungen zwischen 2 % (Neubau) und 3 % (Altbau) möglich.
- Zeitliche Optimierung der Warmwasserzirkulation
  - Durch eine zeitliche Optimierung der Zirkulation im Warmwassernetz in Abhängigkeit von der Belegung des Hauses bzw. zeitabhängig können Einsparungen an Endenergie Wärme und an Hilfsenergie (Strom) erzielt werden (Abschaltung zusätzlich zur Nachtabschaltung). Die Einsparungen an Endenergie Wärme bewegen sich zwischen 1,5 % (3 h/d zusätzlich) und 8 % (ohne Zirkulation gegenüber durchgängiger Zirkulation), die Einsparungen an Hilfsenergie zwischen 5 % und 25 %.
- **Visualisierung der Verbrauchsdaten**
  - Verbrauchsdaten, wie Wärme- und Warmwasserverbrauch, werden über ein Display oder webbasiert dem Nutzer visualisiert, um damit sein Verbrauchsverhalten zu beeinflussen. Neben dem manuellen Nutzereingriff können durch den Nutzer auch automatische Einstellungen an der Regelung der Heizung vorgenommen werden. Bei einem bereits sparsamen Nutzer ist ein geringeres Einsparpotenzial zu generieren als bei einem bislang nicht sparsamen Nutzer. Das mögliche Einsparpotenzial liegt so in einem weiten Bereich zwischen 2 % und 10 %. Im Mittel kann von Einsparungen an Endenergie Wärme und Warmwasser von 5 % ausgegangen werden.
- **Kombination mehrerer Optionen**
  - Bei der Kombination mehrerer Digitalisierungsoptionen (Heizkurveneinstellung, Präsenzkontrolle, Lüftungserkennung, Anheiz- und Heizende-Option) können je nach Wärmestandard der Gebäude Endenergieeinsparungen zwischen 8 % (Altbau) und 15 % (Neubau) generiert werden.

Weiterhin ist die Digitalisierung der Heizungsanlagen Voraussetzung dafür, dass die Gebäude als aktives Element bei der Energieversorgung mitwirken, vgl. auch Abschnitt 8.2.

Wird, wie von der Bundesregierung angestrebt, die zukünftige Energieversorgung zu sehr wesentlichen Teilen auf erneuerbarem Strom basieren, unterliegt das Stromangebot wetterabhängig starken Schwankungen. Digitale Stromzähler an der Übergabestelle ermöglichen eine bidirektionale Kommunikation zwischen Versorger und Abnehmer, digitalisierte Heizungsanlagen können damit in Abhängigkeit vom Stromangebot geregelt werden. Einerseits kann „überschüssiger“ Strom aus erneuerbaren Energien an den Endkunden weitergegeben werden, die Nutzung bzw. Speicherung erfolgt in der Heizungsanlage selbst (Puffer- bzw. Warmwasserspeicher) bzw. durch Nutzung der thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes. Andererseits kann eine Energieerzeugung im Gebäude systemdienlich gestaltet werden, zum Beispiel durch eine entsprechende Stromerzeugung mit einer KWK-Anlage bei geringem Stromangebot im Netz.

Die Digitalisierung von privaten Haushalten in Kombination mit der Elektrifizierung des Wärmesektors wird also zurzeit zur Teillösung der Systemprobleme aufgrund von der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energiequellen diskutiert.

Das folgende Beispiel illustriert anhand der oben genannten Digitalisierungsoption „Wetterprognose“ und der Kommunikation zwischen Versorger und Verbraucher das Digitalisierungspotential im Bereich der Wärmeanwendungen von Haushalten. Durch die intelligente Nutzung von Wärmespeichersystemen bei der Nut-

zung von elektrischen Wärmeerzeugern kann der Strombezug an den Strompreis angepasst werden.[20] Der Strompreis kann somit einen gesamtsystementlastenden Strombezug anreizen. Ein mögliches Anwendungsgebiet stellen zum Beispiel Wärmepumpen mit unterschiedlichen Energiequellen dar. Zur Vereinfachung wird der Strompreis ohne Abgaben, Umlagen oder Netzentgelte in diesem Beispiel betrachtet.

Das Potenzial der Digitalisierung von Haushalten wird mithilfe des am EWI entwickelten „Consumer Model of Opportunstes“ (COMODO) illustriert. COMODO dient zur Simulation von Diffusionsprozessen dezentraler Erzeugungsanlagen. Mittels COMODO können insbesondere einzelwirtschaftliche Installationsentscheidungen von Haushalten und die Einsatzprofile von Wärme- und Stromversorgungstechnologien abgebildet werden.

Die Analyse erfolgt an einem beispielhaften Vier-Personen-Einfamilienhaus in Deutschland, der mit einer Wärmepumpe beheizt wird. Technische Angaben zu dem beispielhaft gewählten Haushalt finden sich in Tabelle 2.

Haushalts-definition	**Gebäudetyp**	Einfamilienhaus	
	Personenanzahl	Vier Personen	
	Jahresbedarfsgrößen	Nutzwärmebedarf	20.000kWh$_{th}$/a inkl. Warmwasser
		Strombedarf (ohne Wärmepumpenstrom)	4.000kWh$_{el}$/a
Strompreis	**Börsenpreis**	Maximum	12,00Cent/kWh$_{el}$
		Minimum	0,00Cent/kWh$_{el}$
		Mittelwert gewichtet nach stündlichem Stromverbrauch bei Betrieb ohne Wärmespeicher	4,18 Cent/kWh$_{el}$
		Mittelwert gewichtet nach stündlichem Stromverbrauch bei Betrieb mit Wärmespeicher	4,15Cent/kWh$_{el}$
Installierte Technologien	**Luft-Wärmepumpe**	Heizleistung[21]	9kW$_{th}$
	Wärmespeicher	Speichergröße	300l

Tabelle 26: Definition des Beispielhaushalts

Der exemplarische Haushalt hätte ohne einen Wärmespeicher einen Jahresstrombedarf von rund 11.000 kWh$_{el}$ zur Deckung der Haushaltsstrom-, Warmwasser- und Raumwärmeversorgung. In dem gewählten Zeitraum hat die exemplarische Wärmepumpe bei einer Vorlauftemperatur von 50 Grad folglich ohne einen Wärmespeicher eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,8 erreicht. Der stündlich gemittelte Strombedarfspeak des betrachteten Haushalts für Wärme- und Stromversorgung ohne Wärmespeicher beträgt ca. 4 kW$_{el}$. Im Peak bezieht die Wärmpumpe ca. 3,5 kW$_{el}$ aus dem Netz. Durch den Einsatz eines 300 l Wärmespeichers und einer intelligenten Speicherführung reduziert sich der Jahresstrombedarf des betrachteten Haushalts um 60kWh$_{el}$. Dies ist auf die höhere erreichte JAZ von 2,9 zurückzuführen. Diese höhere JAZ wird erreicht, da eine intelligente Speicherführung auf Wetterphänomene reagieren kann. So kann der Wärmespeicher genutzt werden um Kälteperioden zu unterstützen, in denen der *Coefficient of Performance* (COP) einer Luft-Wärmepumpe (WP) niedrig ist. Dies ist in Abb. 25 illustriert. Durch die Verschiebewirkung des Strombezugs der Wärmepumpe erhöht sich der gesamte Strombezugspeak auf 4,2 kW$_{el}$.

[20] Voraussetzung dafür ist, dass die entsprechenden Preissignale beim Haushaltskunden sichtbar werden. Das heutige System an Abgaben und Umlagen verzerrt diese Preissignale und reduziert damit die Chancen für das Heben von Digitalisierungspotenzialen (siehe z. B. Bertsch et al. 2017)Bertsch et al. 2017)

[21] Bezogen auf stündliche Auflösung.

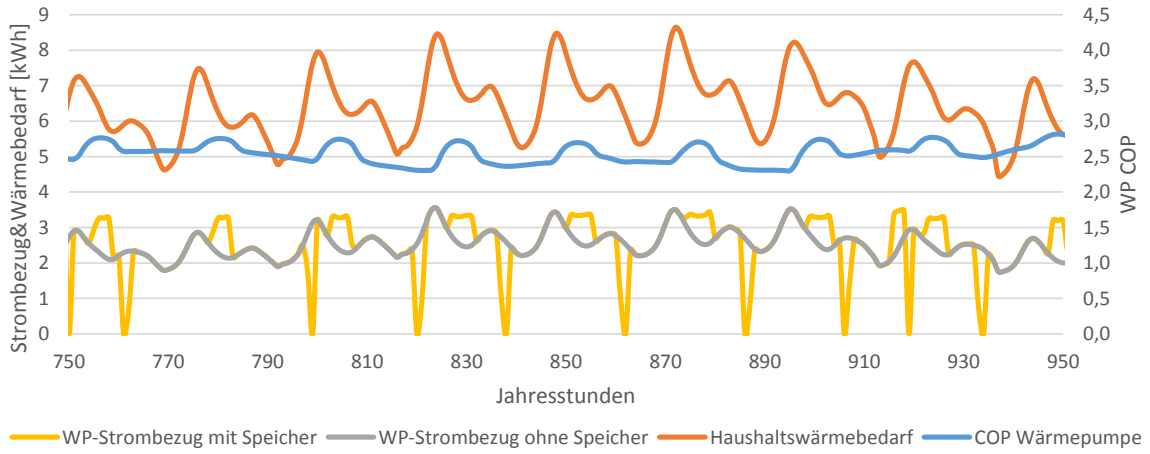

Abb. 25: Intelligente Steuerung eines Wärmespeichers

Durch die Reduktion der Stromnachfrage, insbesondere in kalten Zeiten, kann das Gesamtsystem zumindest kurzfristig entlastet werden, wobei der betrachtete Wärmespeicher für eine „kalte Dunkelflaute“ keine wesentliche Hilfe wäre.

Die an den COP angepasste Fahrweise der Wärmepumpe kann die stündliche Peak-Stromnachfrage eines Haushalts erhöhen, wie es beidem beispielhaft gewählten Haushalt passiert ist. Das Eintreten dieses Phänomens ist von der Gleichzeitigkeit vom Raum- und Warmwasser-Wärmebedarf und Zeiten geringer COP abhängig. Die Gleichzeitigkeit der Peak-Stromnachfrage zur Wärmeversorgung einer Vielzahl an Haushalten über Power-to-Heat-Systeme (PtH-Systeme) kann sich im Börsenstrompreis wiederspiegeln. In Zeiträumen hoher Wärmenachfrage reagiert der Strombörsenpreis, insbesondere bei gleichzeitig geringem EE-Dargebot.[22] Ein entsprechender digitaler Prozess kann diese Korrelation nutzen und damit zu einer weiteren Entlastung des Stromversorgungssystems beitragen, wie das folgende Beispiel zeigt.

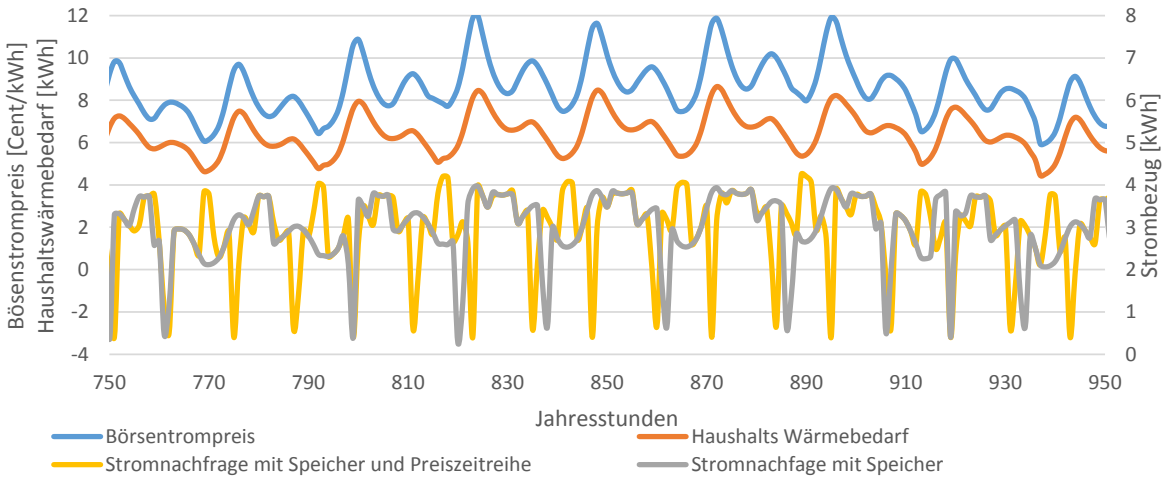

Abb. 26: Digitalisierung mittels variablen Börsenpreissignalen

[22] Das folgende fiktive Beispiel nimmt zur Vereinfachung und Veranschaulichung ein konstantes und geringes EE-Dargebot an.

Wie in Abb. 26 zu erkennen ist, kann der Haushalt auf einen variablen Strompreis[23] durch die Nutzung seiner Wärmespeicherkapazitäten reagieren. Zu Zeiten niedriger Strompreise wird der Speicher gefüllt, um zu Zeiten hoher Strompreise die Wärmeversorgung zu unterstützen. Korrelieren die hohen Strompreise nun mit der Stromnachfrage auf Gesamtsystemebene und des Wärmebedarfs der Haushalte, kann das Strompreissignal eine Reduktion der Peak-Stromnachfrage anreizen. Bei dem in Abb. 26 illustrierten Haushalt reduziert sich der Peak der Stromnachfrage zum Zeitpunkt hohen Wärmebedarfs (z. B. in Stunde 872 von 3,5 kWel auf 2,7 kWel) um ca. 0,8 kW_{el}.

Diese Fahrweise der Wärmepumpen-Wärmespeichersysteme kann zu einem erhöhten Stromverbrauch im Vergleich zur rein an die COP der Wärmepumpen angepassten Fahrweise führen. Bei dem gewählten Haushalt erhöht sich der Strombedarf für Haushaltsstrom und Wärmeversorgung um ca. 10 kWh_{el} pro Jahr. Dennoch wird dadurch der Effekt der Wärmespeicherung nicht nivelliert. Zudem ist der leicht höhere Stromverbrauch nicht zwingend nachteilig, da der Speicher teuren gegen günstigeren Strombezug tauscht.

Die beiden Beispiele zeigen, dass die informationstechnische Verarbeitung von Temperatur- und Preisinformationen das Gesamtsystem entlasten bzw. effizienter machen kann.

8.4 Regionalität

Diese Studie analysiert den Gebäudesektor für Deutschland als Ganzes ohne regionale Differenzierungen. Jedoch zeigen statistische Erhebungen wie etwa BDEW (2014), dass z. B. die heute installierten Heizsysteme z. T. stark variieren, je nach betrachtetem Bundesland, was der Vergleich der beiden Flächenstaaten Bayern und Niedersachsen unterlegt: Während in Bayern am häufigsten Ölheizungen installiert sind (41 %), haben diese in Niedersachsen nur einen Anteil von ca. 21 %. Dagegen dominieren Gasheizungen in Niedersachen mit ca. 64 %. Zusätzlich gibt es Unterschiede bezüglich der Beheizungsstrukturen zwischen städtischen und ländlichen Gebieten. Der Vergleich der Heizstrukturen in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg, mit jenen der Flächenstaaten Bayern und Baden-Württemberg, zeigt, dass beispielsweise die Fernwärme in den Stadtstaaten ca. 11 bis 13 % der Wohngebäude versorgt, während es in Süddeutschland lediglich 3 bis 5 % sind. Dagegen spielen Ölheizungen in Süddeutschland mit ca. 40 % eine gewichtige Rolle, während sie in Hamburg und Bremen nur in 19 bzw. 14 % der Gebäude installiert sind. Städtische und ländliche Regionen unterscheiden sich nicht nur in den installierten Heizsystemen, sondern auch in den spezifischen Energieverbräuchen. Aufgrund der höheren Bevölkerungsdichten und damit Energiedichten, aber auch wegen der in der Tendenz geringeren Wohnflächen ist der spezifische Wärmeenergieverbrauch in Städten pro Person geringer. Regionale Unterschiede ergeben sich zudem bezüglich der Temperaturniveaus und damit der Heizbedarfe. Vergleicht man Hamburg mit München, liegen die Durchschnittstemperaturen in München für die Monate Dezember bis Februar ca. 1,8 Grad unter jenen von Hamburg.[24] Die kälteren Wintertemperaturen in München lassen auf einen höheren spezifischen Wärmeenergiebedarf pro Kopf in Süd- gegenüber Norddeutschland schließen.

[23] Der hier gezeigte Börsenstrompreis stellt eine Situation im Jahr 2030 dar und ist im Vergleich zur heutigen Situation vergleichsweise hoch. Dies ist mit höheren Brennstoff- und CO_2-Preisen zu begründen.
[24] Eigene Berechnungen auf Basis Deutscher Wetterdienst (2017).

Diese beispielhaften Treiber regionaler Unterschiede der Energiebedarfe im Gebäudesektor verdeutlichen, dass sich relevante Rückwirkungen auf das Energiesystem ergeben können – je nachdem, welche Tendenzen sich bei der regionalen Bevölkerungsentwicklung für die Zukunft abzeichnen. Das folgende Beispiel eines angenommenen Trends zur Verstädterung zeigt einige exemplarische Effekte, wie regionale Aspekte auf das Energiesystem wirken können:

Ein Bevölkerungswachstum in städtischen Regionen bzw. Großstädten würde aufgrund der höheren Wärmespeicherung in dichter beieinanderliegenden Gebäuden und kleineren, weil teureren Wohnflächen einen über Gesamtdeutschland geringeren Wärmeenergieverbrauch implizieren. Die Energiedichte, d.h. der Energieverbrauch pro Flächeneinheit in den Städten würde dagegen zunehmen. Höhere Wohn- und Energiedichten hätten zur Folge, dass die dezentrale und lastnahe (Eigen-)Energieerzeugung tendenziell weniger beitragen könnte, da der Platz z. B. für Solarthermie begrenzter als in ländlichen Regionen wäre und damit auch die Nutzungskonkurrenz von Photovoltaik und Solarthermie deutlich größer wäre. Durch die höheren Energiedichten würden die Netze bei leitungsgebundenen Energieträgern wie Fern- und Nahwärme oder Gas höher ausgelastet, sodass die daraus folgende Fixkostendegression diese Energieträger attraktiver machen würde – vorausgesetzt, dass kein zusätzlicher Netzausbau notwendig würde, was angesichts der sich stetig verbessernden Gebäudeeffizienz plausibel ist. Für das Stromnetz gilt dieser Zusammenhang nicht zwingend. Da der Strom in Deutschland künftig zunehmend durch Energieträger mit geringer Energiedichte wie Wind oder PV erzeugt wird, führt eine geringe Energiedichte bei der Erzeugung bei gleichzeitig hohen Energiedichten in der Nachfrage unweigerlich zu einem zunehmendem Bedarf an Stromnetzen, insbesondere, da wie erwähnt z. B. Eigenstromerzeugung aufgrund von Platzknappheit in den Städten deutlich weniger zur Nachfragedeckung beitragen kann. Unter der Annahme, dass auch die Elektromobilität sich stärker in Großstädten als in ländlichen Regionen durchsetzt, würde ein städtisches Bevölkerungswachstum den Bedarf an Stromnetzausbau zusätzlich erhöhen.

9 Ausblick und weitere Untersuchungsschwerpunkte

Im Rahmen der Studie und insbesondere aus den Diskussionen im Partnerkreis der Studie wurde deutlich, dass sich weiterreichende Fragen ergeben, die einer vertiefenden Betrachtung bedürfen. Zum Teil können diese Fragen im Rahmen der Phase II der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ beantwortet werden, die bis Mitte 2018 läuft, zum Teil bedürfen diese Fragen aber eigener intensiver vertiefender Studien. Wesentliche zu untersuchende Punkte sind darin u. a.:

Akzeptanz

Die Energiewende erfordert bei allen Bürgern und insbesondere bei den Gebäudeeigentümern und -nutzern ein hohes Maß an Akzeptanz für Veränderungen und Anpassungen, sei es die Diskussion um Windkraftanlagen, Stromtrassen, Erscheinungsbilder der Gebäude etc. Es wäre daher sinnvoll zu untersuchen, an welchen Stellen und in welchem Umfang Akzeptanzprobleme die Umsetzung im Gebäudebereich behindern.

Einzelwirtschaftlichkeit und Leistungsfähigkeit der Eigentümer und Mieter

Durch die Energiewende werden auch im Gebäudebereich hohe zusätzliche Kosten entstehen. Alle in der Gebäudestudie untersuchten Szenarien sind mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden. Die Verteilung dieser Kosten wurde nicht untersucht und muss Gegenstand weiterer Betrachtungen sein. Es wird sicher nicht möglich sein, sämtliche Kosten auf die Gebäudeeigentümer und Mieter umzulegen, da deren Leistungsfähigkeit damit schnell überfordert wäre. Aus diesem Grunde müssen Varianten und Ansätze einer gesamtgesellschaftlichen Verteilung der Kosten diskutiert werden.

Nichtwohngebäude

Bei Nichtwohngebäuden ist die Datenlage gravierend schlecht. Zukünftige Datenerhebungen und Studien bringen weitere Erkenntnisse zu Potenzialen in diesem Bereich und zu Maßnahmen zu deren Erschließung.

Regionalität

Die Anforderungen an die Energiewende im Gebäudebereich enthält sehr viele regionale Herausforderungen und Besonderheiten: Versorgungsinfrastruktur ist nicht flächendeckend gleich verteilt, Immobilienmärkte sind regional stark unterschiedlich, Potenziale erneuerbarer Energien variieren stark, und letztlich ist auch das Klima regional unterschiedlich. Es wäre sinnvoll, diese Aspekte vertiefend zu untersuchen.

Makroökonomische Betrachtung

Es liegen bislang kaum Studien vor, die eine makroökonomische Bewertung der Pfade der Energiewende vornehmen. So bleiben etwaige Vor- und Nachteile durch Arbeitsplatzeffekte, inländische Wertschöpfung, effizienten Einsatz von Kapital und Arbeit etc. wenig beleuchtet.

Folgende **Sensitivitäten** könnten in Phase II der dena-Leitstudie u. a. betrachtet werden:

- Welche Konsequenzen ergeben sich aus verringerten Sanierungsraten?
- Gibt es noch kostengünstigere Technologiepfade?
- Welche Maßnahmen bringen Dynamik?
- Was bewirken Veränderungen in den Preisannahmen der Energieträger (z. B. Öl, Gas)?

- Welchen Einfluss hat eine höhere oder geringere Stromnachfrage?
- Was für Konsequenzen resultieren aus einem verringerten Ausbau der erneuerbaren Energien?
- Welchen Einfluss haben erhöhte Neubauraten?
- Welche Bedeutung haben neue Nahwärmenetze, z.B. LowEx-Netze oder saisonale Wärmespeicher?
- Welche Bedeutung hat die Nutzung von Biomasse im Gebäudesektor?
- Welche Exportchancen ergeben sich aus den Erfahrungen der deutschen Wärmewende?

10 Literaturverzeichnis

AGEB (2016): Anwendungsbilanzen für die Energiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Projektnummer: 072/15. AG Energiebilanzen e. V. Berlin.

ARGE (2016a): Bestandsersatz 2.0. Potenziale und Chancen. Studie zur aktuellen Bewertung des Wohngebäudebestands in Deutschland unter Berücksichtigung von Neubau, Sanierung und Bestandsersatz. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V. Kiel.

ARGE (2016b): Wohngebäude – Fakten 2016. Eine Analyse des Wohngebäudebestandes in Deutschland. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V. Kiel.

ARGE (2017): Anteil der Kosten für die Dämmarbeiten bei unterschiedlichen energetischen Standards. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V. Kiel.

Bertsch, Joachim et al. (2017): Disruptive Potential in the German Electricity System – an Economic Perspective on Blockchain. ewi Energy Research & Scenarios gGbmH. Köln.

BDEW (2014): Wie heizt Deutschland? BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.. Berlin.

BDEW (2016): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016). Weblink: https://www.bdew.de/internet.nsf/res/FDFDE1F303A781EBC1257F61005AA43C/$file/160218_Foliensatz%20Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG_2016_final.pdf. Zuletzt aufgerufen: 14.08.2017. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Bonn.

BDEW Bestand (2017): Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2016. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Stand 01/2017. Berlin.

BDEW Neubau (2017): Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland 2016. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Stand: 02/2017. Berlin.

BDH (2017): 10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie. Köln.

BEIS (2016): BEIS 2016 Fossil Fuel Price Assumptions. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. London.

BKI (2015): Objektdaten. Technische Gebäudeausrüstung. BKI Baukosteninformationszentrum. Stand: 2015. Stuttgart.

BMUB (2016a): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin.

BMUB (2016b): Fünf Jahre KfW-Programm „Energetische Stadtsanierung“. Dokumentation des Kongresses am 21. und 22. Juni 2016 in Berlin. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.

BMVBS 2012: Bekanntmachung der Richtlinie zur Ermittlung des Sachwerts (Sachwertrichtlinie – SW-RL). Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Berlin.

BMVBS (2013): Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO_2-Minderungspotenzialen.. BMVBS-Online-Publikation, Nr. 27/2013. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS). Berlin.

BMWi (2015a): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BMWi (2015b): Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 04.02.2015. Berlin.

BMWi (2017): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi (Stand 05.05.2017): Weblink: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls. Zuletzt aufgerufen: 05.10.2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BSW-Solar (2017): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Aktualisiert: 02/2017. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar). Berlin.

BTGA (2015): Wartung heiztechnischer Anlagen – Richtzeiten für die Durchführung. BTGA-Regel 3.001

DBI GUT (2016): Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas. In Auftrag von: Zukunft ERDGAS GmbH. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Leipzig.

Destatis (2015a): Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. Statistisches Bundesamt. F201 „Demografische Analysen, Methoden und Vorausberechnungen, Geburten und Sterbefälle“. Wiesbaden.

Destatis (2015b): Bautätigkeit und Wohnungen. Bautätigkeit 2015. Fachserie 5, Reihe 1. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2016): Bauen und Wohnen. Mikrozensus – Zusatzerhebung 2014. Bestand und Struktur der Wohneinheiten. Wohnsituation der Haushalte. Fachserie 5, Heft 1. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.Destatis (2017): Preisindizes für die Bauwirtschaft. Fachserie 17, Reihe 4. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

EEX (2017): European Emission Allowances Futures. Dec-20. Weblink: https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/european-emission-allowances-futures#!/2017/07/11. Aktualisiert: 31.07.2017. Zuletzt aufgerufen: 31.07.2017. European Energy Exchange AG. Leipzig.

ewi ER&S (2016): Ökonomische Effekte eines deutschen Kohleausstiegs auf den Strommarkt in Deutschland und der EU. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Köln.

Forschungsnetzwerke Energie (2015): Gründung und Ziel. Weblink: https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/gebaeude-und-quartiere/netzwerk. Zuletzt aufgerufen: 10.08.2017.

FIW (2017): Wirtschaftlichkeit von Einfamilienhäusern in Niedrigstenergie-Gebäudestandard. Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München.

geea (2017a): Für eine zielführende Energieeffizienzpolitik im Gebäudebereich: Eckpunkte der Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz (geea). Berlin.

geea (2017b): Stellungnahme zum Gebäudeenergiegesetz GEG. Allianz für Gebäude-Energie-Effizienz (geea). Berlin.

GEMIS (2016): Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme Datenbank (Version 4.94, Stand 11-2016). Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. Darmstadt.

GWS (2015): Politische Optionen zur Verminderung von Verteilungswirkungen der EEG-Umlage . Discussion Paper. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH. Osnabrück.

Hecking, Harald und Caroline Löffler (2016): Greenhouse Gas Abatement Cost Curves of the Residential Heating Market: A Microeconomic Approach. In: Environmental and Ressource Economics, S. 1-33.

IASS (2015): Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien. Policy Paper. Institute for Advanced Sustainability Studies. Potsdam.

IEA (2016): World Energy Outlook Special Report. International Energy Agency. Paris.

IÖW (2017): Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Kurzstudie. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung gGmbH. Berlin.

ITG (2017): Energieeinsparungen Digitale Heizung, Kurzstudie. Dresden.

IW Köln (2017): Der Energiesoli – Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende. Policy Paper. Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Köln.

KÜO: Verordnung über die Kehrung und Überprüfung von Anlagen (Kehr- und Überprüfungsordnung – KÜO) vom 16. Juni 2009 (BGBl. I S. 1292), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 760) geändert worden ist.

Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e.V.. Berlin. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.

UBA (2016): CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

VCI (2017): Argumente für eine Haushaltsfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland. Verband der chemischen Industrie e.V.. Frankfurt (Main).

VDI (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung. VDI 2067 Blatt 1. September 2012.

11 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Schema der untersuchten Bilanzrahmen des Gebäudesektors im integrierten Energiesystem 14

Abb. 2: Zielszenarium zur 80-%- und 95-%-Reduzierung im Gebäudesektor 18

Abb. 3: Ansatz Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand 20

Abb. 3: Ansatz Anteil an mechanischen Lüftungsanlagen in Neubau und Bestand 21

Abb. 4: Schematische Darstellung des Modells DIMENSION+(Quelle: ewi ER&S) 27

Abb. 5: Gesamtzahl elektrischer Wärmepumpen in Wohngebäuden [in Mio. Stk.] 42

Abb. 6: Differenz der jährlichen Investitionskosten in Gebäudehülle und Anlagentechnik des Gebäudesektors zum Szenario „Referenz“ [in Mrd. EUR] 46

Abb. 7: Differenz der kumulierten Investitionskosten (2015-2050) in Gebäudehülle und Anlagentechnik zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR] 47

Abb. 8: Endenergiebedarf des Gebäudesektors nach Energieträgern [in TWh/a] 50

Abb. 9: Strommix: anteilige Darstellung der technologiespezifischen Stromerzeugung an der Gesamtstromnachfrage 52

Abb. 10: Treibhausgasemissionen aller Sektoren bis 2050 [in Mio. t Co_2-Äq.] 54

Abb. 11: Prozentuale Abweichung der Minderung der Treibhausgasemissionen in 2030 nach Sektor zum Klimaschutzplan (BMUB 2016a) 55

Abb. 12: Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors sowohl nach Quellprinzip als auch mit Bilanzierung der Sekundärenergie und Vorketten im Gebäudesektor nach Verursacherprinzip [in Mio. t Co_2-Äq.] 56

Abb. 13: Endenergieeinsatz von PtX in Deutschland nach Sektor [in TWh/a] 59

Abb. 14: Endenergieeinsatz von PtX in Deutschland nach Herkunftsregion [in TWh/a] 60

Abb. 15: Bereitstellung der Endenergienachfrage Gas und Öl durch konventionelle, synthetische oder biogene Energieträger im Gebäudesektor [in TWh/a] 61

Abb. 16: Differenz der zwischen 2015 bis 2050 kumulierten Investitionskosten des Gebäudesektors in Gebäudehülle und Anlagentechnik zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR] 62

Abb. 17: Differenz der jährlichen Energieverbrauchskostenbestandteile des Gebäudesektors zum Szenario „Referenz“ [in Mrd. EUR] 64

Abb. 18: Differenz der kumulierten Energiebezugskosten 2015 bis 2050 zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR] 65

Abb. 19: Absolute und relative Differenz der Gesamtkosten des Gebäudesektors 2015 bis 2050 zum Szenario „Referenz“ (undiskontiert) [in Mrd. EUR] 68

Abb. 20: Durchschnittliche Spitzenleistung einer zweiwöchigen Dunkelflaute nach Sektoren. 69

Abb. 21: Leistungsbeitrag installierter Kraftwerke in einer zweiwöchigen Dunkelflaute 70

Abb. 22: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage einer zweiwöchigen Dunkelflaute in 2050 für das Szenario EL95.....72

Abb. 23: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage einer zweiwöchigen Dunkelflaute in 2050 für das Szenario TM95.....73

Abb. 24: Annahme der Entwicklung der installierten Leistung und der Stromerzeugung – Dachanlagen.....74

Abb. 25: Intelligente Steuerung eines Wärmespeichers.....78

Abb. 26: Digitalisierung mittels variablen Börsenpreissignalen 78

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zentrale Studienergebnisse für den Gebäudesektor (nach EnEV) nach Szenario 8

Tabelle 2: Sektorale Treibhausgasbilanzierung nach Quellprinzip und Verursacherprinzip 15

Tabelle 3: Zielwerte der THG-Mengen nach dem Verursacherprinzip [Mio. t CO_2-Äq.] – Bilanzierungsrahmen nach EnEV. 18

Tabelle 4: Anlagenaufwandszahlen und Effizienzsteigerung 20

Tabelle 5: Anzahl an Wohnungen: erwarteter Neubauzuwachs nach Gebäudegröße. 22

Tabelle 6: Angesetzte Kostenminderungen Anlagentechnik bis 2050 22

Tabelle 7: Zusammensetzung der Anlagenkosten, Beispiel EFH Neubau (brutto inkl. MwSt.) 23

Tabelle 8: Zusammensetzung der Anlagenkosten, Beispiel EFH Bestand (brutto inkl. MwSt.) 23

Tabelle 9: Bauteilbezogene Sowieso-Kosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes 24

Tabelle 10: Bauteilbezogene, energiebedingte Mehrkosten (brutto inkl. MwSt.) in Abhängigkeit des Ausgangszustands des Gebäudes 24

Tabelle 11: Kosten für KG300 und KG400 (netto ohne MwSt.), aufgeteilt nach Gebäudetypologien, Neubau oder Sanierung sowie energetischen Standards (Quellen: BMVBS 2012, Destatis 2017, FIW 2017) 25

Tabelle 12: CO_2-Zertifikatspreis des EU-ETS für das Szenario „Referenz“ (real, Preisbasis 2015) (Quellen: EEX 2017, IEA 2016 *Current Policies Scenario*, ewi ER&S) 28

Tabelle 13: Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente) der fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl im Gebäudesektor mit und ohne Vorkette (Quellen: UBA 2016, GEMIS 2016) 29

Tabelle 14: Entwicklung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger im Gebäudesektor 29

Tabelle 15: Entwicklung der Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente) mit Vorketten bis 2050 (Quellen 2015: UBA 2016, GEMIS 2016, Prognose: Modellergebnis ewi ER&S) 30

Tabelle 16: Sektor- und Szenario übergreifende Rahmenparameter (Quellen: EWI 2014, Destatis 2015a, IEA 2016, BEIS 2016, ewi ER&S) 30

Tabelle 17: Datengrundlagen zum Wohngebäudebestand in Deutschland (2013) (Quellen: ARGE 2016a, Destatis 2015b, FIW 2017) 34

Tabelle 18: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Neubau für verschiedene Transformationspfade 37

Tabelle 19: Entwicklung der Beheizungsstruktur EFH/ZFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade 39

Tabelle 20: Entwicklung der Beheizungsstruktur GMFH – Bestand für verschiedene Transformationspfade 41

Tabelle 21: Kennwerte für das Szenario „Referenz“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“. 43

Tabelle 22: Kennwerte für das Szenario „EL80“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“ 44

Tabelle 23: Kennwerte für das Szenario „TM80“ gegenüber Ausgangsfall „Status quo“ 45

Tabelle 24: Vollsanierungsäquivalente für die thermische Gebäudehülle für die unterschiedlichen Transformationspfade. 45

Tabelle 25: Jährliche Großhandelspreise Strom, Öl und Gas für die zielerreichenden Szenarien [in Cent/kWh].....64

Tabelle 26: Definition des Beispielhaushalts.....77

13 Abkürzungen

AGEB	AG Energiebilanzen e. V.
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BW	Brennwertkessel
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Gas-und-Dampf-Turbine)
COP	Coefficient of Performance
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EnEV	Energieeinsparverordnung
EL/EL80/EL95	Szenario „Elektrifizierung“/„Elektrifizierung80“/„Elektrifizierung95“
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
EU-ETS	EU-Emissionshandel
EWP	Elektro-Wärmepumpe
FW	Fernwärme/Nahwärme
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GMFH	große Mehrfamilienhäuser (mehr als 10 Wohneinheiten)
GWP	Gas-Wärmepumpe
H (auch HeizU)	(solare) Heizungsunterstützung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
JAZ	Jahresarbeitszahl
KG 300	KG 300 – Kostengruppe 300 DIN 276: Bauwerk – Baukonstruktionen
KG 400	KG 400 – Kostengruppe 400 DIN 276: Bauwerk – technische Anlagen
KSP	Klimaschutzplan
kW	Kilowatt (entsprechend GW, Gigawatt)
kWh	Kilowattstunde
kWel/kWhel	kW bzw. kWh elektrisch
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L/W	Luft/Wasser
MFH	Mehrfamilienhäuser (maximal 10 Wohneinheiten)

MwSt.	Mehrwertsteuer
NT	Niedertemperaturkessel
NWG	Nichtwohngebäude
OCGT	Open Cycle Gas Turbine (Gasturbine)
PEM	Proton Exchange Membrane
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-Gas/Fuel/Liquid/Heat
RF	Szenario „Referenz“
sol. TWE	solare Trinkwassererwärmung
sol. HeizU	solare Heizungsunterstützung
S/W	Sole/Wasser
THG	Treibhausgase
TM/TM80/TM95	Szenario „Technologiemix“/„Technologiemix80“/„Technologiemix95“
TWE	Trinkwassererwärmung
WP	Wärmepumpe
ZFH	Zweifamilienhäuser

www.dena.de

dena
Deutsche Energie-Agentur