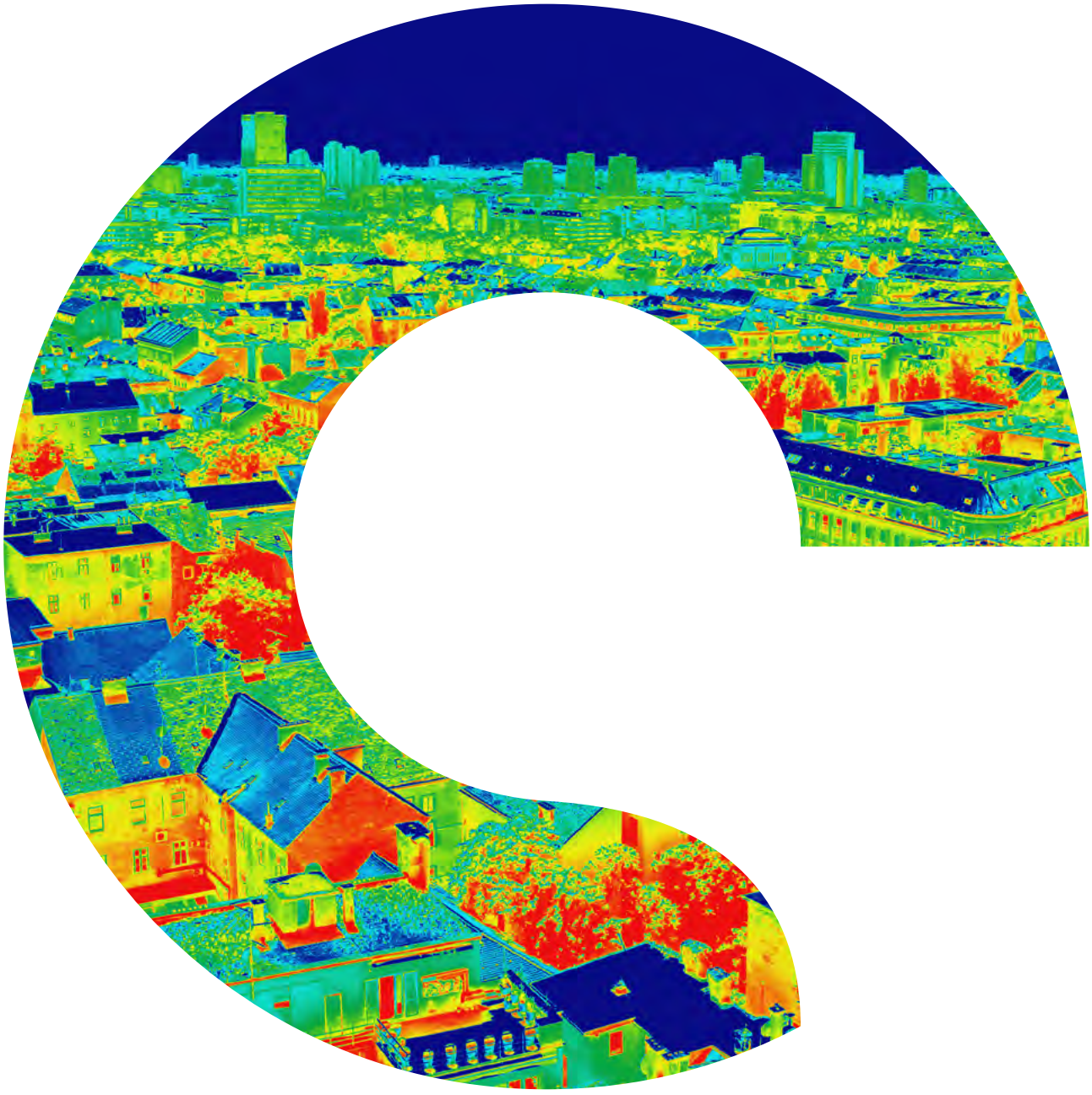
Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung

Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec

STUDIE

Agora Energiewende



European Climate Foundation

ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Fraunhofer IEE

consentec

BPIE

RAP

Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung

IMPRESSUM

STUDIE

Wert der Effizienz im Gebäudesektor
in Zeiten der Sektorenkopplung

Endbericht einer Studie vom Institut für
Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu),
dem Fraunhofer IEE und Consentec

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

European Climate Foundation (ECF)
Neue Promenade 6 | 10178 Berlin

Satz: RadiCon | Berlin · Kerstin Conradi

Titel: iStock.com/Ivan Smuk

143/09-S-2018/DE
Veröffentlichung: November 2018

PROJEKTLEITUNG

Alexandra Langenheld
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH
Im Weiher 10 | 69121 Heidelberg
Peter Mellwig, Dr. Martin Pehnt,
Dr. Amany von Oehsen, Sebastian Blömer,
Julia Lempik, Mandy Werle

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)
Königstor 59 | 34119 Kassel
Irina Ganal, Norman Gerhardt,
Dr. Sarah Becker, Dr. Dietrich Schmidt

Consentec GmbH
Grüner Weg 1 | 52070 Aachen
Dr. Alexander Ladermann, Christian Linke

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:
ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec (2018):
Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag von Agora Energiewende

www.agora-energiewende.de

TECHNISCHER STEUERUNGSKREIS

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
Dr. Matthias Deutsch, Frank Peter

Buildings Performance
Institute Europe (BPIE ASBL)
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
Oliver Rapf, Dr. Sibyl D. Steuwer, Dr. Judit Kockat

European Climate Foundation (ECF)
Neue Promenade 6 | 10178 Berlin
Huy Tran, Martin Rocholl

The Regulatory Assistance Project (RAP)
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
Andreas Jahn

IM BEGLEITKREIS WAREN VERTRETEN:

- Agora Verkehrswende
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
- Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
- BuVEG – Die Gebäudehülle
- co2online gemeinnützige GmbH
- Deutscher Industrie- und Handelskammertag
- Deutscher Mieterbund
- Deutscher Städte- und Gemeindebund
- Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V.
- Haus & Grund Deutschland e. V.
- Initiative #effizienzwende
- NABU
- Öko-Institut e. V.
- Prognos AG
- Umweltbundesamt
- Verband Privater Bauherren e. V.
- Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.

DANKSAGUNG

Wir danken Dries Acke (ECF) und
Dr. Stephanie Ropenus (Agora Energiewende)
für hilfreiche Kommentare sowie
allen Mitgliedern des Begleitkreises
für ihre Beiträge zur Diskussion.
Die Verantwortung für die Studie und
deren Ergebnisse liegt ausschließlich bei
Agora Energiewende sowie den
beteiligten wissenschaftlichen Partnern.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

energetische Gebäudesanierung ist schwierig. Trotz aller Anstrengungen stagniert die Sanierungsrate seit Jahren. Kein Wunder, dass der Ruf nach Alternativen lauter wird. Gerade mit Blick auf die Sektorenkopplung werden zum Beispiel synthetische Brennstoffe als Ersatz für Erdgas und Heizöl verstärkt in den Blick genommen. Gebäude und Heizkessel könnten dann, so die Hoffnung, weitgehend so bleiben, wie sie sind.

Nur: Sind dies wirkliche Alternativen zur Energieeffizienz? Denn wenn man die Gebäudesanierung vor sich hin dümpeln ließe, müsste die geringere Einsparung durch den Einsatz von mehr Erneuerbaren Energien, mehr Wärmepumpen oder mehr synthetischen Brennstoffen kompensiert werden. Diese Maßnahmen kosten nicht nur ebenfalls Geld, sondern auch sie müssen einen nüchternen Realitätstest bestehen.

Vor diesem Hintergrund erscheinen die Probleme der mangelnden Dynamik in der Gebäudesanierung wieder in einem anderen Licht. Die Studie zeigt denn auch: Klimaschutz im Gebäudebereich ist ohne anspruchsvolle Effizienzpolitik nicht realistisch. Der Wert der Effizienz im Gebäudesektor ist gewissermaßen, dass die Klimaschutzziele für 2030 und danach erreichbar bleiben und unterschiedliche technologische Optionen für die CO_2-freie Versorgung des Restwärmebedarfs in einen Wettbewerb treten können.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende

Das Wichtigste auf einen Blick

1. **Die aktuelle Umsetzung der Wärmewende ist mangelhaft, das Erreichen des Gebäudesektorziels 2030 ist stark gefährdet.** Um die Emissionen von heute 130 Millionen Tonnen CO_2 auf 70 bis 72 Millionen Tonnen in den nächsten elf Jahren zu senken, brauchen wir ein flächendeckendes Hochskalieren aller verfügbaren Technologieoptionen: Dämmung, Wärmepumpen, Wärmenetze, dezentrale Erneuerbare und *Power-to-Gas*. Die Zeit des Entweder-oder beim Einsatz verschiedener Gebäudetechnologien ist angesichts der Versäumnisse der Vergangenheit vorbei.

2. **Energieeffizienz im Gebäudebestand ist die Eintrittskarte für Technologieoffenheit.** Eine deutliche Senkung des Endenergieverbrauchs um mindestens ein Drittel bis 2050 ist die Voraussetzung dafür, dass ein sinnvoller Wettbewerb zwischen verschiedenen Energieversorgungsoptionen wie Erneuerbaren Energien, Wärmepumpen, synthetischen Brennstoffen oder dekarbonisierten Wärmenetze stattfinden kann. Denn je effizienter die Gebäude, desto realistischer ist der notwendige Ausbau auf der Erzeugungsseite.

3. ***Power-to-Gas* kann eine ambitionierte Effizienzpolitik im Gebäudebereich nicht ersetzen, sondern nur ergänzen.** Synthetische Brennstoffe sind zwar im Jahr 2050 in allen Klimaschutzszenarien ein relevanter Bestandteil der Energieversorgung, aber sie können bis 2030 nur einen kleinen Beitrag liefern und sind auch für den Zeitraum 2030 bis 2050 deutlich teurer als die meisten Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Zudem dürfte der Großteil der dann erzeugten *Power-to-Gas*-Mengen von anderen Märkten (Industrieprozesse, Schiffs-, Flug- und Lkw-Verkehr) absorbiert werden.

4. **Um die Wärmewende zum Erfolg zu führen,** brauchen wir zügig eine „Roadmap Gebäudeenergieeffizienz 2030" mit einem zielgerichteten Instrumentenpaket. Hierunter fallen sowohl Änderungen bei den einschlägigen Gesetzen und Verordnungen sowie bei den Energiesteuern als auch eine Neuausrichtung der Fördermaßnahmen. Nur wenn bei allen Gebäude-Klimaschutztechnologien eine Vervielfachung der Installationszahlen stattfindet, sind die Wärmewendeziele 2030 und 2050 erreichbar.

Inhalt

Zusammenfassung 15
Ziel und Vorgehensweise 15
Definition der Szenarien 17
Berechnungsergebnisse 17
Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien 20

Executive Summary 27
Objective and Approach 27
Scenario Definition 29
Calculation Results 29
Specific Opportunities and Risks of the Scenarios 31

1 Einleitung/Zielsetzung 37

2 Vorgehensweise 39
2.1 Methodischer Ansatz im Überblick 39
2.2 Szenarien und Modelle im Detail 40
2.2.1 Die fünf Szenarien 40
2.2.2 Eingesetzte Modelle 44
2.3 Rahmenbedingungen 47
2.3.1 Nationaler Rahmen 47
2.3.2 Rahmenbedingungen im Gebäudebereich 48
2.3.3 Rahmenbedingungen für Industrie- und GHD-Prozesswärme 49
2.3.4 Rahmenbedingungen im Verkehrssektor 49
2.3.5 Rahmenbedingungen für Biomasse 50
2.3.6 Rahmenbedingungen für *Power-to-Gas* 51
2.4 Methodik der Kostenberechnung 51
2.4.1 Kosten im Gebäudebereich 52
2.4.2 Kosten der Bereitstellung von Strom, Prozesswärme und Wärmenetzeinspeisung 52
2.4.3 Kosten des Stromnetzausbaus 56
2.4.4 Kosten von Wärmenetzen 57
2.4.5 Kosten von Gasnetzen 58

3 Ergebnisse der Szenarioberechnung 59
3.1 Energiemix für die Versorgung des Gebäudebestands in den Szenarien 59
3.2 Volkswirtschaftliche Kosten der Szenarien im Vergleich 60
3.3 Die einzelnen Kostenkomponenten im Detail 62
3.3.1 Differenzkosten bei Gebäudesanierung und Anlagentechnik 62
3.3.2 Differenzkosten bei der Erzeugung von Strom, Prozess- und Fernwärme 65
3.3.3 Differenzkosten in Stromverteilungsnetzen 70
3.3.4 Differenzkosten für Wärmenetze und Gasnetze 74

3.4 Von den volkswirtschaftlichen Kosten zum Gesamtnutzen: Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien 75
3.4.1 Flexible Erreichung der Klimaschutzziele durch eine Bandbreite an Technologien 79
3.4.2 Markthochlauf und Realisierbarkeit der Marktentwicklung 80
3.4.3 Importabhängigkeit 90
3.4.4 Beschäftigungs- und Arbeitsplatzeffekte 90
3.4.5 Individuelles Wohlbefinden, Gesundheit und Arbeitsproduktivität 91
3.4.6 Komfortgewinn 92
3.4.7 Steigerung des Immobilienwertes 93
3.4.8 Weitere Chancen und Risiken der Szenarien 97
3.5 Sensitivitätsrechnungen 99
3.5.1 Diskontsatz 99
3.5.2 PtG-Preis 100

4 Schlussfolgerungen 101
4.1 Effizienz senkt die Kosten 101
4.2 Zusammenspiel der Sektoren 102
4.3 Effizienz steigert vielfältige Nutzen 103
4.4 Effizienz ermöglicht Technologieoffenheit 104
4.5 Effizienz senkt die Risiken 105
4.6 Zielstrebig handeln 106

5 Handlungsempfehlungen 107
5.1 Roadmap für Effizienz 107
5.2 Effizienz in der Kommunikation stärken 107
5.3 Gezielte Förderung von tiefen Sanierungen 107
5.4 Berater und Architekten auf höhere Effizienz vorbereiten 107
5.5 CO_2-Lenkungskomponente in der Energiesteuer 107
5.6 Handwerk stärken/Ausbildungsinitiative 108
5.7 Wärmeinfrastruktur stärken 108
5.8 F&E ausweiten 108

6 Referenzen 109
6.1 Quellen 109
6.2 Daten 112
6.3 Rechtsvorschriften 113

Anhang 1: Rahmendaten **115**
Brennstoffpreise Öl/Gas 115
Brennstoffpreise Biomasse 116
Brennstoffpreise PtX 117

Anhang 2: Rahmendaten Gebäude **121**
Wohnfläche 122
Kosten in Gebäuden 122
Sanierungskosten 122
Lernkurven 123
Hybridheizungen 125
Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung 125
Spezifizierung der Gebäudeszenarien 126

Anhang 3: Rahmendaten Strom, Prozesswärme, Wärmenetzeinspeisung **129**
Industrie- und GHD-Prozesswärme 129
Verkehrssektor 130

Anhang 4: Rahmendaten Stromverteilungsnetze **133**
Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe 133
Netzauslegung 135
Ergebnisgrößen: Annuitätische Netzkosten
und zugrunde liegende Netzmengen 136

Anhang 5: Rahmendaten Wärmenetze **139**
a) Wärmenetzbestand 139
b) Neue Wärmenetze 139
Brennstoffkosten in Wärmenetzen 141

Anhang 6: Kostenkomponenten im Detail **143**

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Unterschiedliche Strategien zur Zielerreichung in den Szenarien – Darstellung der Endenergieverbräuche und ihrer prozentualen Minderungen gegenüber 2011 im Gebäudebereich im Jahr 2050	18
Abbildung 2	Mittlere annuitätische Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² nach Kostenart und Gesamtdifferenz	19
Figure 3	Different strategies to achieve the goals in the scenarios – Presentation of final energy consumption and their percentage reduction vs. 2011 in the building sector in 2050	30
Figure 4	Average annual differential costs of scenarios compared to the scenario Efficiency² by cost and total difference	31
Abbildung 5	Unterschiedliche Strategien zur Zielerreichung in den Szenarien; schematische Darstellung der Endenergieverbräuche im Gebäudebereich; Farben symbolisieren unterschiedliche Energieträger	39
Abbildung 6	Rahmendaten der Szenarien	44
Abbildung 7	Informationsfluss zwischen den eingesetzten Modellen und Zusammenführung der Ergebnisse	45
Abbildung 8	Nutzung von Biomasse im Vergleich der Szenarien	50
Abbildung 9	Exogener Stromverbrauch im Szenario Effizienz²	53
Abbildung 10	Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse (MNA)	57
Abbildung 11	Vergleich des Endenergieverbrauchs nach Brennstoffen für die Wärmeerzeugung in den Szenarien	59
Abbildung 12	Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² im Zeitverlauf	60
Abbildung 13	Mittlere jährliche Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz²	61
Abbildung 14	Ableitung der Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² (hier am Beispiel des Szenarios Effizienz + EE)	63
Abbildung 15	Vergleich der Stromerzeugung aufgelöst nach Anlagenart und des Stromverbrauchs aufgelöst nach Lastart	66
Abbildung 16	Anstieg der PtG-Importkosten in Abhängigkeit von der Gebäudeeffizienz	67
Abbildung 17	Verbrauch und Lastdeckung zweier Beispielwochen auf Basis des Wetterjahres 2010, Szenariojahr 2050	68
Abbildung 18	Jahresdauerlinie der Residuallast im Vergleich der Wetterjahre 2010 und 2011, Szenariojahr 2050	69
Abbildung 19	Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken für die Wetterjahre 2010 und 2011, Szenariojahr 2050	69
Abbildung 20	Jährlicher Dämmstoffabsatz in den Szenarien	81
Abbildung 21	Jährlicher Zubau von Fernwärmeanschlüssen in den Szenarien bis zum Jahr 2030	82

Abbildung 22	Jährlicher Wärmepumpenabsatz in den Szenarien bis zum Jahr 2030	83
Abbildung 23	Jährlicher PtG-Import im Szenariovergleich bis 2050	84
Abbildung 24	Vergleich des Gesamtbestands im Jahr 2050 an Dämmung, Solarthermie und Wärmepumpen mit dem Istzustand 2017 im Gebäudebereich	87
Abbildung 25	Vergleich des Gesamtbestands im Jahr 2050 für den EE-Ausbau mit dem Istzustand 2017	88
Abbildung 26	Vergleich der Szenarienergebnisse für den EE-Ausbau zur Erzeugung von Import-PtX im Jahr 2050 gegenüber 2017	89
Abbildung 27	Bewertung der technischen Qualität anhand des Kriteriums Wärme- und Tauwasserschutz gemäß BNB	92
Abbildung 28	Eingrenzung der ohnehin erforderlichen Instandhaltungskosten für Gebäude in Deutschland	96
Abbildung 29	Höhe der Instandhaltungskosten in den Szenarien Effizienz², Effizenz + X und BAU + PtG	96
Abbildung 30	Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes auf die Szenarienkosten (1,5 Prozent oder 0 Prozent)	99
Abbildung 31	Einfluss der Bandbreite des PtG-Importpreises auf die Gesamtkosten	100
Abbildung 32	Summe der volkswirtschaftlichen Differenzkosten gegenüber dem Szenario Effizienz²	101
Abbildung 33	Zusätzlicher Nutzen einer hohen Energieeffizienz in Gebäuden	103
Abbildung 34	Benefits von Effizienz im Gebäudebereich	104
Abbildung 35	Risiken, die durch Energieeffizienz vermieden werden können	105
Abbildung 36	Durchschnittlicher Importpreis für Rohöl in drei Szenarien (IEA)	115
Abbildung 37	Grenzübergangspreis	116
Abbildung 38	Preis für importiertes PtG	117
Abbildung 39	Lernkurven für Dämmstoffe	124
Abbildung 40	Lernkurven für Wärmepumpen	124
Abbildung 41	Anzahl von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung im Szenarienvergleich	126
Abbildung 42	Brennstoffverbrauch für See- und Luftverkehr sowie nicht energetischer Verbrauch für zwei Szenarien; Deckung des Verbrauchs in 2050	131
Abbildung 43	Ableitung der Differenzkosten des Szenarios Effizienz + WP gegenüber dem Szenario Effizienz²	143
Abbildung 44	Ableitung der Differenzkosten des Szenarios Effizienz + PtG gegenüber dem Szenario Effizienz²	144
Abbildung 45	Ableitung der Differenzkosten des Szenarios BAU + PtG gegenüber dem Szenario Effizienz²	145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anforderungen an spezifische Märkte	21
Tabelle 2	Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien	22, 23
Table 3	Requirements for specific markets	33
Table 4	Scenario opportunities and risks	34, 35
Tabelle 5	Spezifizierung der Szenarien und Berechnungsergebnisse für den Gebäudebereich	64
Tabelle 6	Vergleich der annuitätischen Kosten im Gebäudebereich im Jahr 2050 in Milliarden Euro pro Jahr	64
Tabelle 7	Erforderlicher Import von PtG und PtL in den Jahren 2030 und 2050	66
Tabelle 8	Vergleich der mittleren annuitätischen Differenzkosten für die Erzeugung von Strom, Prozess- und Fernwärme gegenüber dem Szenario Effizienz² in Milliarden Euro	67
Tabelle 9	Berechnungsergebnisse für Stromverteilungsnetze	70
Tabelle 10	Vergleich der mittleren annuitätischen Kostenunterschiede für Stromverteilungsnetze gegenüber dem Szenario Effizienz² in Millionen Euro	71
Tabelle 11	Vergleich der mittleren annuitätischen Kostenunterschiede für Wärmenetze und Gasnetze gegenüber dem Szenario Effizienz² in Millionen Euro	74
Tabelle 12	Anforderungen der Szenarien an spezifische Märkte	76
Tabelle 13	Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien	77, 78
Tabelle 14	Gesamtkosten von importiertem PtG ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Vertriebskosten als optimistischer, pessimistischer und Referenzwert in Eurocent pro Kilowattstunde (bezogen auf den oberen Heizwert)	100
Tabelle 15	Mengengerüst der Privilegierungstatbestände für die EEG-Umlage, 2003–2015	118, 119
Tabelle 16	Sanierungskosten im Gebäudemodell GEMOD	122
Tabelle 17	Lernraten und Kostenentwicklungen im Szenario BAU + PtG	123
Tabelle 18	Lernraten und Kostenentwicklungen in den Szenarien Effizienz + EE und Effizienz + WP	123
Tabelle 19	Mehrkosten von Hybridheizungen	125
Tabelle 20	Eingabedaten zur Spezifizierung der Gebäudeszenarien	126–128
Tabelle 21	Endenergiebedarf für Prozesswärme nach Temperaturniveau	129
Tabelle 22	Verkehrsaufkommen in den Stützjahren 2030 und 2050 nach Kategorie	130
Tabelle 23	Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs	130
Tabelle 24	Heutiger Netzbestand – ungefähre Angaben	136
Tabelle 25	Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Verteilungsnetz	137
Tabelle 26	Parameter des Szenarios Effizienz²: Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen	140
Tabelle 27	Szenarienvorgaben zum Wärmeabsatz in Wärmenetzen	141

Abkürzungsverzeichnis

BAU	Business as Usual
BAU + PtG	Szenario mit Effizienz nach Business as Usual und synthetischem Methan
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNB	Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen
CO_2	Kohlendioxid
$CO_{2Äq}$	Kohlendioxid-Äquivalente
EE	Erneuerbare Energien
Effizienz + EE	Szenario mit mittlerer Effizienz und konventionellen Erneuerbaren Energien
Effizienz + PtG	Szenario mit mittlerer Effizienz und synthetischem Methan
Effizienz + WP	Szenario mit mittlerer Effizienz und Wärmepumpen
Effizienz + X	Zusammenfassende Bezeichnung für die drei Szenarien mit mittlerer Effizienz
Effizienz²	Szenario mit hoher Gebäudeeffizienz
ETS	Emission Trading Scheme (EU-Emissionshandel)
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geografisches Informationssystem
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	Gigawatt, Leistungseinheit, 1 Milliarde Watt
HH	Haushalte
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MNA	Modellnetzanalyse
MW	Megawatt, Leistungseinheit, 1 Millionen Watt
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
Nicht-ETS	Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen (insbes. Verkehr und Gebäudewärme)
OH-Lkw	Oberleitungs-Lastkraftwagen
PtG	*Power-to-Gas,* (synthetisches Methan)
PtL	*Power-to-Liquid,* synthetische Flüssigkraftstoffe
PtX	*Power-to-X,* Oberbegriff für synthetische Energieträger
PV	Photovoltaik
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
THG	Treibhausgasemissionen
TWh	Terawattstunde, Energieeinheit, 1 Milliarde Kilowattstunden
V2G	Vehicle to Grid, Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen
WRG	Wärmerückgewinnung

Zusammenfassung

Ziel und Vorgehensweise

Die Studie zeigt, wie die Klimaschutzziele mit möglichst geringen Kosten zu erreichen sind und welche Rolle die Gebäudeeffizienz dabei für das gesamte Energiesystem spielt. Hierfür werden die sektorübergreifenden Einflüsse von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich und ihre Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgung dargestellt. Umgekehrt fragt die Studie auch, welche alternativen Maßnahmen in Gebäuden, Energiesystemen und in den Netzen ergriffen werden müssen, wenn die Einsparmaßnahmen bei Gebäuden nicht realisiert werden. Kompensiert wird die fehlende Effizienz durch den Einsatz von noch mehr Erneuerbaren Energien, noch mehr Wärmepumpen oder noch mehr synthetischen Brennstoffen. Im Zentrum der Analysen steht, wie diese Szenarien realisiert werden können.

Gleichzeitig umreißt die Studie den Handlungsbedarf, aber auch den Handlungsspielraum, der im Gebäudebereich zur Erreichung der Ziele vorhanden ist. Sie beleuchtet in diesem Zusammenhang auch, wie anfällig die Entwicklungspfade für *Lock-in*-Situationen sind beziehungsweise wie flexibel auf noch ambitionierterer Ziele umgesteuert werden kann.

Zu diesem Zweck wurden in der Studie fünf Szenarien erstellt und untersucht. Alle Szenarien erreichen die gesteckten Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2050. Der Klimaschutzplan sieht vor, dass die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 im Gebäudebereich auf 70 bis 72 Millionen Tonnen pro Jahr, in der Energiewirtschaft auf 175 bis 183 Millionen Tonnen pro Jahr und im Mobilitätssektor auf 95 bis 98 Millionen Tonnen pro Jahr[1] gesenkt werden. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht außerdem bis zum Jahr 2030 eine Senkung der energiebedingten THG-Emissionen um 55 Prozent gegenüber 1990 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 vor.[2] In dieser Studie wird für das Jahr 2050 die Mitte des Zielbereichs – also 87,5 Prozent – vorgegeben. Weitere Ziele ergeben sich aus der Klimapolitik der Europäischen Union (Effort-Sharing-Decision): Auf Deutschland heruntergebrochen sehen sie eine Emissionsminderung um 38 Prozent bis zum Jahr 2030 für den Bereich vor, der nicht vom europäischen Emissionshandel betroffen ist, also insbesondere Straßenverkehr und Gebäude (Nicht-ETS-Sektoren).[3]

Die fünf betrachteten Szenarien erreichen die Ziele auf unterschiedlichen Wegen und mit unterschiedlichem Aufwand. Variiert wurde dabei jeweils ausschließlich der Gebäudebereich. Von hier ausgehend wurden die Auswirkungen auf die anderen Sektoren analysiert und die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten berechnet. Mindestens ebenso wichtig wie der Kostenaspekt der unterschiedlichen Entwicklungen ist in dieser Studie die Realisierbarkeit der verschiedenen Szenarien sowie ihre spezifischen Chancen und Risiken.

1 BMUB: *Klimaschutzplan 2050*, 2016

2 Bundesregierung: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

3 Secretary-General of the European Commission: *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 for a resilient Energy Union and to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation No 525/2013 of the European Parliament and the Council on a mechanism for monitoring and reporting greenhouse gas emissions and other information relevant to climate change*, 2016

Die zentralen Ergebnisse der Studie lauten:

Effizienz senkt die Kosten
Bei einer Gesamtbetrachtung aller Sektoren verringert Energieeffizienz im Gebäudebereich die volkswirtschaftlichen Kosten. Effiziente Gebäude vermindern den Aufwand für Energieerzeugung und -verteilung. Wird die nicht eingesparte Energie überwiegend mit „konventionellen" Erneuerbaren bereitgestellt, betragen die jährlichen Mehrkosten 2,5 Milliarden Euro (Szenario Effizienz + EE). Wird sie als synthetisches Gas (PtG) bereitgestellt, fallen Mehrkosten in Höhe von 3,7 (Szenario Effizienz + PtG) bis 8,2 Milliarden Euro pro Jahr (Szenario BAU + PtG) an. Nur wenn es gelingt, einen sehr hohen Anteil der Wärme mit Wärmepumpen zu decken, sinken die Kosten um weitere 2,9 Milliarden Euro pro Jahr (Szenario Effizienz + WP). Damit liegen die Gesamtkosten der Szenarien Effizienz[2] und Effizienz + X – verglichen mit den insgesamt im Gebäudebereich getätigten Investitionskosten und angesichts der Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen – recht nahe beieinander. Eine Ausnahme ist das BAU + PtG-Szenario, das auf weitergehende Effizienz verzichtet und deutlich höhere Kosten verursacht.

Die Qualität des Gebäudebestands ist in den verschiedenen Szenarien sehr unterschiedlich. So werden in den Effizienz + X-Szenarien 4,5 Milliarden Euro jährlich weniger in die reine Instandhaltung der Gebäude investiert. Im Szenario BAU + PtG sind es jährlich sogar 7,3 Milliarden Euro. Die Gebäude im effizientesten Szenario weisen daher einen deutlich höheren Bestandswert auf als in den anderen vier Szenarien.

Effizienz steigert vielfältige Nutzen
Die höhere Effizienz und Gebäudequalität schaffen eine höhere thermische Behaglichkeit, die sich positiv auf die Gesundheit und Leistungsfähigkeit der Nutzer auswirkt. Gebäudeschäden durch Feuchtigkeit und Schimmel wird vorgebeugt.
Effizienz im Gebäudebereich vermindert die Abhängigkeit von Energieimporten und entlastet die nationalen Potenziale der erneuerbaren Energieträger. Die Wertschöpfung einer Gebäudesanierung findet überwiegend im Inland statt und wirkt sich positiv auf das Bruttoinlandsprodukt aus. Die Bereitschaft der Unternehmen, in Forschung und Entwicklung von Effizienztechnologien zu investieren, steigt. Dadurch wird die führende Rolle Deutschlands bei innovativen Umweltschutztechnologien gestärkt und Exportmärkte werden verstetigt oder geschaffen.

Effizienz ermöglicht Technologieoffenheit
Effizienz ist der grundlegende technologische und ökonomische Türöffner für die technologieoffene Weiterentwicklung des Gebäudebestands. Fehlende Effizienz der Gebäudehülle schränkt den Handlungsspielraum ein, weil Niedertemperaturanwendungen ausgeschlossen werden und verschiedene Umwandlungstechnologien für erneuerbare Energien (z. B. Wärmepumpen oder Solarkollektoren) ineffizienter betrieben werden müssen.

Effizienz senkt die Risiken
Ein einmal erreichtes Effizienzniveau ist eine langfristige Absicherung gegen alle unvorhergesehenen Veränderungen und Ungewissheiten aufseiten der Energieträger, beispielsweise Preisrisiken. So kann ein effizienter Gebäudebestand flexibel auf Pfadänderungen reagieren, da die Potenziale erneuerbarer Wärme nicht ausgeschöpft beziehungsweise durch die Effizienz erst erschlossen werden.

Zielstrebig handeln
In vielen betroffenen Bereichen der Gebäudetechnik und Gebäudeinfrastruktur betragen die Investitionszyklen mehrere Jahrzehnte. Plötzliche Änderungen ohne Gesamtkonzeption, die außerhalb dieser typischen Investitionszyklen eingreifen, führen hier stets zu hohen Mehrkosten. Nur ein planvolles, zielgerichtetes Vorgehen ermöglicht eine Transformation ohne harte Brüche. Dazu müssen alle Entscheidungen heute schon mit Blick auf die langfristigen Ziele getroffen werden. Das gilt für das einzelne Gebäude (Sanierungsfahrplan) wie für den Wärmemarkt insgesamt.

Definition der Szenarien

Als Vergleichsmaßstab dient das Szenario **Effizienz²**, das einen ambitionierten, mit heute verfügbaren Technologien machbaren Effizienzstandard zugrunde legt. Hier wird ein Schwerpunkt auf die Reduzierung des Energieverbrauchs im Gebäudebereich durch Effizienzmaßnahmen gelegt. In diesem Szenario sinkt der Endenergiebedarf bis 2050 um 44 Prozent gegenüber 2011. Dieser Wert liegt etwas unterhalb des Einsparungswerts der Szenarien der *Effizienzstrategie Gebäude* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), allerdings wurde im vorliegenden Szenario eine höhere Bevölkerungsprognose berücksichtigt.[4] Vor diesem Hintergrund ist die erreichte Endenergieeinsparung im Szenario Effizienz² als durchaus ambitioniert, aber keinesfalls als extrem zu beurteilen. Die Anforderungen an neue und sanierte Gebäude entsprechen etwa dem Effizienzhaus-55-Niveau der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). In drei anderen Szenarien sind die Effizienzambitionen in bestehenden Gebäuden etwas weniger stark ausgeprägt als im Szenario Effizienz²; sie liegen aber immer noch deutlich über dem heute typischen Ambitionsniveau und können in diesem Sinne auch als Effizienzszenarien verstanden werden. Die entstehende Lücke zur Klimazielerreichung wird mit unterschiedlichen Versorgungstechnologien und -schwerpunkten geschlossen. Die Szenarien heißen **Effizienz + EE (Erneuerbare Energien), Effizienz + WP (Wärmepumpen)** und **Effizienz + PtG *(Power-to-Gas)***.

Im fünften Szenario bleiben die Effizienzanstrengungen auf dem heutigen Niveau. Die Dekarbonisierung wird durch den Einsatz von synthetischem Methan erreicht. Das Szenario **BAU + PtG (Business as Usual + *Power-to-Gas)*** kennzeichnet einen heute vor allem in der Gasindustrie vielfach diskutieren möglichen Entwicklungspfad.

Berechnungsergebnisse

In Abbildung 1 zeigen die Säulen den Endenergieverbrauch in Gebäuden[5] . Die unterschiedlichen Farben stehen für die jeweils eingesetzten Energieträger. Der Bereich oberhalb der oberhalb der schwarzen Linie ist der Mehrverbrauch gegenüber Effizienz², der jeweils mit verschiedenen erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird.

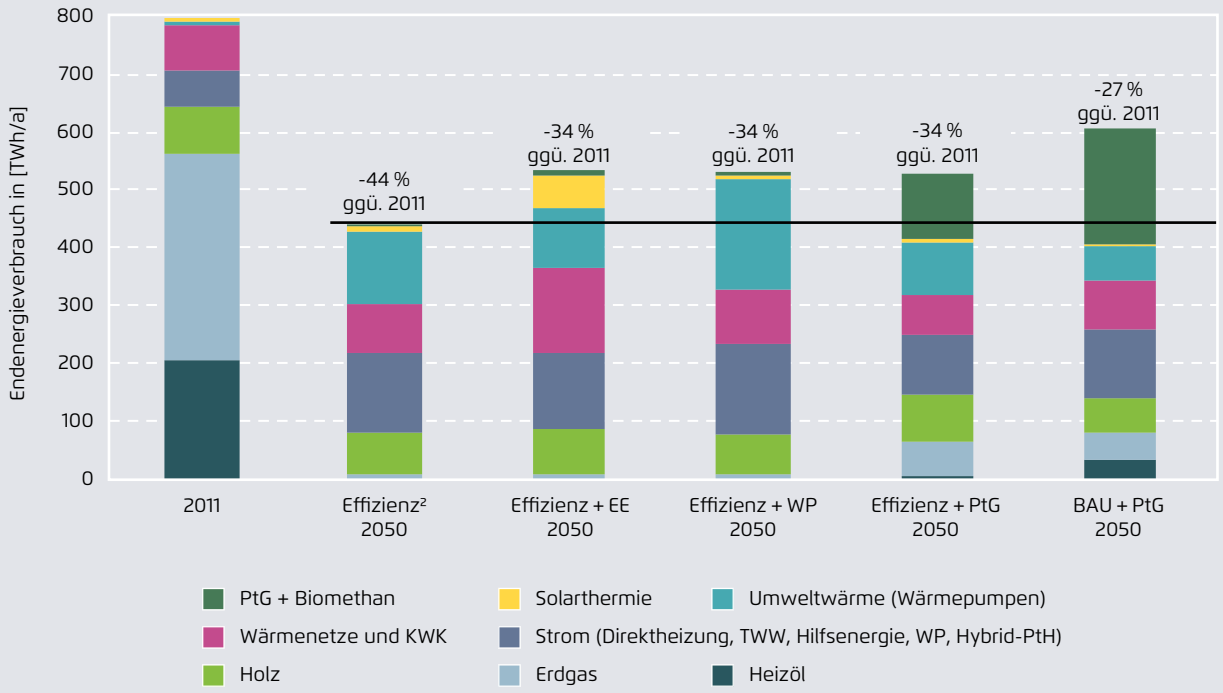
Für alle Szenarien wurden die volkswirtschaftlichen Differenzkosten gegenüber dem Szenario Effizienz² berechnet. Neben den Investitionen für Gebäudesanierung und Anlagentechnik gehen auch die Brennstoffkosten in die Berechnung ein. Aus den anderen Sektoren wurden die Kosten für Bereitstellung von Strom, Prozesswärme und Fernwärme berücksichtigt sowie die Infrastrukturkosten für Strom-, Wärme- und Gasnetze. Zu diesem Zweck

4 BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*, 2015

5 Gebäudebestand in den Bilanzgrenzen des Klimaschutzplans 2050 (BMUB 2016); Darstellung der Endenergie für Heizung, Warmwasser und Hilfsenergie inklusive solarer Strahlungswärme und Umweltwärme gemäß DIN EN 15603

Unterschiedliche Strategien zur Zielerreichung in den Szenarien – Darstellung der Endenergieverbräuche und ihrer prozentualen Minderungen gegenüber 2011 im Gebäudebereich im Jahr 2050

Abbildung 1



Randbedingungen der Szenarien:
THG-Minderungen gemäß:
→ Energiekonzept (-87,5 % in 2050)
→ Klimaschutzplan
→ *Effort-Sharing-Decision*
→ Bevölkerungsentwicklung bei stärkerer Zuwanderung

Szenarienbezeichnungen:
Effizienz²
Effizienz + Erneuerbare Energien (EE)
Effizienz + Wärmepumpen (WP)
Effizienz + *Power-to-Gas* (PtG)
Business as Usual (BAU) + *Power-to-Gas* (PtG)

ifeu

wurden vier Modelle miteinander gekoppelt: das Gebäudemodell von ifeu, das Systemoptimierungsmodell vom Fraunhofer IEE, das Stromnetzmodell von Consentec und der Wärmeatlas Deutschland von ifeu. Abbildung 2 zeigt die einzelnen Differenzkosten sowie deren Summe gegenüber dem Szenario Effizienz².

Es wird deutlich, dass alle Szenarien außer Effizienz + WP zu höheren **volkswirtschaftlichen Kosten** führen als das Szenario Effizienz². Im Szenario Effizienz + WP entstehen zwar höhere Kosten für Stromerzeugung und Stromnetze, diese sind aber geringer als die Einsparungen bei der Gebäudesanierung, sodass in der Summe negative Differenzkosten entstehen. Im Szenario Effizienz + EE werden die Kosten vor allem durch die zusätzlichen Kosten für die Anlagentechnik und die aufwendige Wärmeinfrastruktur in die Höhe getrieben.

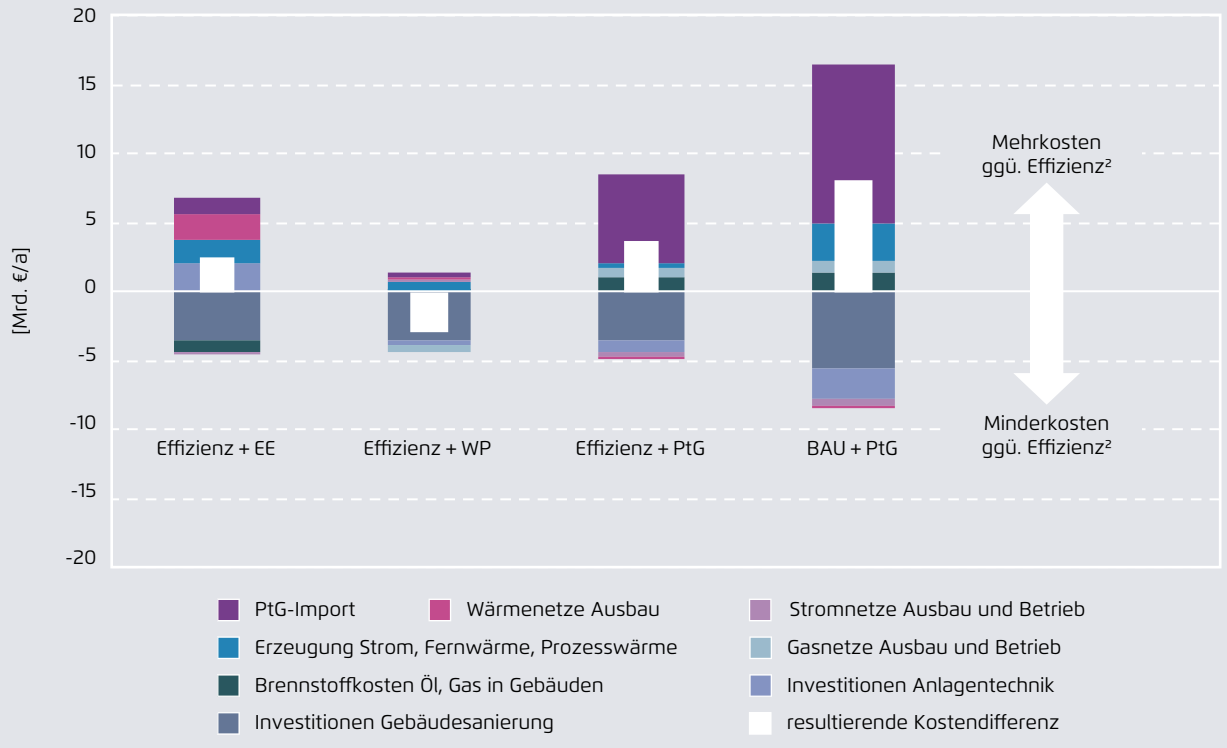
In den Szenarien Effizienz + PtG und BAU + PtG haben die Kosten für den PtG-Import jeweils den größten Anteil an den Differenzkosten. Die geringere Effizienz im Szenario BAU + PtG führt zu verminderten Investitionen bei der Gebäudesanierung, aber diese werden durch Mehrkosten bei der

Stromerzeugung und vor allem beim PtG-Import bei Weitem aufgewogen. Da national mit Offshore-Windkraft erzeugtes PtG in der hier benötigten Größenordnung anfänglich 20 bis 30 Cent je Kilowattstunde kosten würde, wurde kostengünstigeres importiertes PtG eingesetzt. Die Grenzübergangspreise für PtG fallen von rund 15 Cent im Jahr 2030 auf etwas mehr als 10 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2050.[6]

Insgesamt liegen die Kostendifferenzen – im Verhältnis zu den erforderlichen Gesamtkosten im Gebäudebereich und angesichts der Unsicherheiten über zukünftige Kostenentwicklungen – jedoch vergleichsweise nahe beieinander. Eine Ausnahme ist das BAU+PtG-Szenario, in dem die Kosten signifikant oberhalb der Kosten der anderen Szenarien liegen. Ein Effizienzniveau, das mindestens den Effizienz+X-Szenarien entspricht, schützt daher vor zu hohen Kosten und Kostenrisiken.

6 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende.* In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

Mittlere annuitätische Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² nach Kostenart und Gesamtdifferenz — Abbildung 2



ifeu, Fraunhofer IEE und Consentec

Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien

Neben den Kosten ist vor allem die **Realisierbarkeit** ein zentrales Kriterium für die Bewertung der Szenarien. Zunächst ist festzustellen, dass der Ambitionsgrad in allen Szenarien – außer BAU + PtG – wesentlich höher ist als heute. Die Szenarien erfordern rasche Entscheidungen, die entschlossen umzusetzen sind, da für die Einhaltung der Sektorziele aus dem Klimaschutzplan nur elf Jahre verbleiben.
Die Anforderungen an **Hersteller und Handwerker** sind in allen Szenarien hoch bis extrem hoch. Hersteller können in der Regel innerhalb weniger Jahre auf veränderte Anforderungen reagieren. Bei den Handwerkern ist seit einigen Jahren jedoch weder ein quantitativer Zuwachs noch ein Trend zur Spezialisierung auf energetische Sanierungen zu beobachten. Der Berufsstand leidet im Gegenteil unter einem massiven Nachwuchsmangel. Dies betrifft alle Szenarien gleichermaßen. Nur das Szenario BAU + PtG ist in geringerem Umfang betroffen, weil die inländische Nachfrage nach Sanierungen auf dem heutigen Niveau verbleibt. Die Risiken in dem Szenario verlagern sich auf den Hochlauf der *Power-to-Gas*-Technologien.
Einige Entwicklungen liegen allen betrachteten Szenarien zugrunde. So steigt der jährliche nationale Strombedarf von rund 650 Terawattstunden (2017) auf circa 800 Terawattstunden, die zudem überwiegend mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugt werden. Die Investitionen in die Stromverteilungsnetze müssen in allen Szenarien etwa auf das Doppelte ansteigen. Alle Szenarien sehen bis zum Jahr 2050 einen Hochlauf von PtL-Importen (*Power-to-Liquid*, synthetische Flüssigkraftstoffe) vor, um den Bedarf von internationalem Flug- und Seeverkehr sowie chemischer Industrie zu decken.

Über diese grundlegend vorausgesetzten Entwicklungen hinaus bietet jedes Szenario sehr **spezifische Chancen**, birgt aber auch **spezifische Risiken**. Die Realisierbarkeit hängt vor allem davon ab, wie umfassend der Wandel ist und welche **Widerstände** zu überwinden sind. So erfordern die unterstellten Markthochläufe verschiedener neuer Technologien unterschiedlich hohe Anstrengungen bei unterschiedlichen Akteuren, die in unterschiedlichem Maß von der Bundespolitik beeinflusst werden können. Unter dem Aspekt der **Robustheit** ist zu hinterfragen, welche Ausweichoptionen innerhalb der Szenarien bestehen, falls die angestrebte Entwicklung nicht eintreten sollte – also wie riskant, fehleranfällig oder **resilient** die Szenarien sind. Auch die verbleibenden Freiheitsgrade für eventuelle nachträgliche Anpassungen der Klimaschutzziele sind in den Szenarien zu bewerten. **Dabei wird gezeigt, dass Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich Technologieoffenheit ermöglichen und die Risiken des gesamten Portfolios an Maßnahmen reduzieren.**

Viele **nicht energetische Aspekte** werden von der Effizienz im Gebäudebereich direkt oder indirekt beeinflusst. Häufig können sie monetär nicht hinlänglich bewertet werden, bewirken aber doch deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien. Hier sind unter anderem Aspekte zu nennen wie Importabhängigkeit, Beschäftigungseffekte, Wohlbefinden, Behaglichkeit, Gesundheit, Immobilienwert oder Resilienz.

Im Szenario **Effizienz²** muss das installierte Dämmstoffvolumen in Deutschland bis zum Jahr 2030 um den Faktor 3,66 gegenüber 2017 gesteigert werden (Tabelle 1)[7] . Dies geschieht, indem die Sanierungszyklen im Vergleich zu heute weniger stark ausgedehnt werden und bei den ohnehin durchzuführenden Sanierungen effektivere Dämmschichten montiert werden. Die Anzahl der Pinselsanierungen wird stark reduziert. Sanierungen außerhalb der ohnehin erforderlichen Instandhaltungen sind nicht erforderlich.
Die spezifischen Risiken bestehen in diesem Szenario zum einen in der erforderlichen Steigerung der Dämmstoffproduktion (Tabelle 2). Der innerhalb Deutschlands erzielte Umsatz aus dem Geschäft mit baulichem Wärmeschutz muss kurzfristig verdreifacht werden. Der gesamte deutsche Dämmstoffmarkt deckt die erforderliche Menge heute bereits ab,

7 Anstieg des Volumens bezogen auf heutige Dämmstoffe

jedoch wird ein Großteil der Dämmstoffe für nicht energetische Zwecke verwendet. Bezogen auf den europäischen Dämmstoffmarkt bedeuten die Anforderungen eine Steigerung um 14 Prozent. Inwieweit die erforderlichen Mengen vom europäischen Markt kurzfristig bereitgestellt werden können, ist auch von der Entwicklung der Dämmstoffnachfrage in den anderen europäischen Ländern abhängig. Zum anderen ist die künftige Entsorgung der Dämmstoffe zu beachten, für die technische Lösungen erst im kleinen Maßstab vorhanden sind. Die schwankende Akzeptanz der Gebäudebesitzer und Mieter muss ernst genommen und durch geeignete Instrumente aufgefangen werden.

Anforderungen an spezifische Märkte — Tabelle 1

		Szenarien				
		Effizienz[2]	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Reifegrad der zentralen Technologie		Dämmstoffe sind seit ca. 50 Jahren in der heutigen Form am Markt verfügbar, seit ca. 40 Jahren hohe Verbreitung in Neubau und Bestand, Marktvolumen 250 Mio. m³ pro Jahr in Europa	Solarthermie war bis in die 1990er-Jahre ein Nischenprodukt, 2018 volatiler Markt auf niedrigem Niveau; Holzheizkessel waren bis ca. 2004 Nischenprodukte, danach konstant 4 % Marktanteil; Wärmenetze werden seit den 1970er-Jahren breit in Deutschland eingesetzt. Wärmeabsatz in HH und GHD ca. 70 TWh	Wärmepumpen waren bis 2006 Nischenprodukte, danach konstant ca. 10 % Marktanteil; vorrangig im Neubau; bevorzugt in sanierten bzw. teilsanierten Gebäuden einzusetzen	nationale und internationale Gasinfrastruktur vorhanden; seit 2009 wurden 28 PtG-Pilotanlagen in Deutschland in Betrieb genommen. Ihre Leistung beträgt bis zu 6,3 MW. Bisher kein breites Auftreten am Markt und kein Import	
Erforderlicher Markthochlauf bis 2030 gegenüber Bestand in 2017 (Faktor)	**Dämmstoffvolumen**	3,66	2,00	2,00	2,00	1,44
	Anzahl Lüftungsanlagen mit WRG	4,51	3,26	3,26	3,26	2,68
	Kollektorfläche Solarthermie	2,52	15,4	2,36	1,60	1,06
	Anzahl Wärmepumpen	4,5	4,6	5,9	4,5	3,0
	Gesamte Wärmemenge aus Wärmenetzen	1,03	1,74	1,16	0,95	1,0
	EE-Stromerzeugung	7,50	7,55	7,69	7,22	7,10
	PtG-Import (TWh)	0	0	0	44,5	94,5
	Stromverteilungsnetzkosten	1,15	1,15	1,16	1,15	1,14

ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien — Tabelle 2

	Szenarien				
	Effizienz[2]	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Voraussetzungen für die Realisierung	Markthochlauf Dämmstoffe und Wärmerückgewinnungsanlagen, moderater Markthochlauf Wärmepumpen, Solarthermie und Wärmenetze, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	massiver Markthochlauf Solarthermie, kurzfristiger Neubau und Nachverdichtung von Wärmenetzen, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	massiver Markthochlauf von Wärmepumpen, ausreichende Anzahl effizienter Gebäude, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	kurzfristiger Aufbau von Erzeugung und Transport von PtG im industriellen Maßstab, national Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	kurzfristig massiver Aufbau von Erzeugung und Transport von PtG im industriellen Maßstab; abgestimmtes Vorgehen mehrerer Industriestaaten und potenzieller Erzeugerländer; national Ausbau von EE-Strom
Importabhängigkeit	geringste Abhängigkeit im Vergleich, da geringster Energieverbrauch und geringste Inanspruchnahme der EE-Potenziale	geringe Abhängigkeit durch Einsatz von lokaler EE-Wärme	geringe Abhängigkeit durch Einsatz von lokalem EE-Strom	erhöhte Abhängigkeit von PtG-Importen für die Wärmeversorgung, Zuverlässigkeit der PtG-Erzeugungsregionen bislang unklar	grundlegende Abhängigkeit von PtG-Importen für die Wärmeversorgung, Zuverlässigkeit der PtG-Erzeugungsregionen bislang unklar
Beschäftigungseffekte	national und international steigende Nachfrage bei Herstellern von Effizienztechnologien, EE-Wärme und EE-Strom, hohe inländische Verarbeitungstiefe, national steigende Nachfrage nach Fachkräften für Effizienz, EE-Wärme und EE-Strom, Beschäftigungsrückgang in der Gasinfrastruktur			national konstante Nachfrage nach Beschäftigten in Gasinfrastruktur, leicht steigende Nachfrage nach Fachkräften für Effizienz und EE-Wärme, national und international konstante Nachfrage bei Herstellern von Heizungstechnik, steigende Nachfrage nach Fachkräften für EE-Strom, international stark steigende Nachfrage nach Fachkräften für PtG-Produktion	national konstante Nachfrage nach Beschäftigten in Gasinfrastruktur, Effizienz und EE-Wärme, national und international konstante Nachfrage bei Herstellern von Heizungstechnik, steigende Nachfrage nach Fachkräften für EE-Strom, international stark steigende Nachfrage nach Fachkräften für PtG-Produktion
Wohlbefinden, Behaglichkeit, Gesundheit	hohe Behaglichkeit in Gebäuden durch geringste Strahlungsasymmetrie, Verhinderung von Zugluft, geringstes Tauwasserrisiko, gewährleistete Erreichung der Soll-Temperaturen; Anstieg von Arbeitsproduktivität/ Lernvermögen	erhöhte Behaglichkeit in Gebäuden durch verminderte Strahlungsasymmetrie, weitgehende Verhinderung von Zugluft, geringes Tauwasserrisiko, überwiegend gewährleistete Erreichung der Soll-Temperaturen			Beeinträchtigungen der Behaglichkeit durch kühle Umfassungsflächen, Zugluft, erhöhtes Risiko für Tauwasseranfall und Schimmelbildung, erhöhtes Risiko der Unterschreitung der Soll-Temperaturen

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Immobilienwert	vergleichsweise höchster Immobilienwert; regelmäßige Instandhaltung aller Gebäudekomponenten auf hohem Qualitätsniveau	regelmäßige Instandhaltung aller Gebäudekomponenten auf befriedigendem Qualitätsniveau			geringerer Immobilienwert durch längere Zyklen der Instandhaltung; dadurch höherer Anteil von Bauteilen an und über der Verschleißgrenze
Resilienz	Umschwenken auf höhere THG-Minderungsziele bleibt möglich (z. B. -95 %). Bei Pfadabweichungen können alternativ zusätzliche Potenziale von EE-Wärme mobilisiert werden.	Durch frühzeitigen Ausbau von Wärmenetzen folgt Festlegung auf diesen Versorgungstyp, der allerdings bezüglich alternativer Einspeisequellen auch zusätzliche Flexibilitäten schafft.	Pfadabhängigkeiten bestehen von der Marktentwicklung der Wärmepumpen und von der Entwicklung der Gebäudeeffizienz, da diese die Voraussetzungen für Wärmepumpennutzung schafft.	Voraussetzung ist eine internationale Hinwendung zu PtX-Technologien. Weiterhin ist die Bereitschaft der potenziellen Erzeugerländer vonnöten. In allen hier betrachteten Szenarien gibt es hohen PtX-Bedarf für Verkehr und stoffliche Nutzung, wo wenige Alternativen bestehen. Zusätzliche PtX-Nutzung in Gebäuden erfordert einen steilen Markthochlauf. Bei Pfadabweichungen sind kaum kurzfristig realisierbare Alternativen verfügbar.	
weitere Chancen	Technologie-Vorreiterrolle, Innovationsschub im Bau- und Immobilienbereich, ggf. mit Exportmöglichkeiten	Hoher Wärmenetzanteil ermöglicht die Nutzung von solarer Nahwärme, Geothermie, industrieller Abwärme; Technologie-Vorreiterrolle, ggf. mit Exportmöglichkeiten	Technologie-Vorreiterrolle, ggf. mit Exportmöglichkeiten	Speicherfähigkeit im nationalen Gasnetz und in Gasspeichern kurz-, mittel- und langfristig, in Summe ca. 240 TWh (in Berechnungen berücksichtigt, aber nicht benötigt)	
weitere Risiken	Verfahren für Entsorgung und Recycling der Dämmstoffe breit etablieren; Regelungen für erhaltenswerte Bausubstanz müssen hohen Ambitionsgrad ermöglichen, aber Baukultur schützen. Gebäude mit Dämmrestriktionen sind nach ihren Möglichkeiten zu dämmen. Akzeptanz muss verbessert werden.	Zur Realisierung des Wärmenetzzubaus ist kurzfristig eine umfassende Wärmeleitplanung erforderlich, die Quellen und Senken identifiziert und langfristig prognostiziert.	Anspruchsvolle Instrumentierung des Hochlaufs, weil in alle ausreichend effizienten Gebäude bei Austausch des Wärmeerzeugers Wärmepumpen installiert werden müssen.	bislang unklare Bereitstellung von benötigtem CO_2; Auswahl politisch stabiler und langfristig verlässlicher Herstellerländer erforderlich; Vertragsgestaltung mit Herstellerländern bislang unklar; Aufbau der gesamten Transportinfrastruktur, internationale Konkurrenz um PtX; Kostenentwicklung schwer einzugrenzen: Einflüsse auf die Preisbildung nicht absehbar; geringere F&E-Anstrengungen bei neuen Wärmeerzeugertechnologien, Abhängigkeit von internationaler PtX-Entwicklung, da nationaler Einfluss begrenzt ist, Nutzungskonkurrenz durch chemische Industrie und internationalen Luft- und Seeverkehr	

ifeu

Im Effizienz²-Szenario wird kurzfristig ein zielkonformes Dämmniveau eingeführt. Damit wird sichergestellt, dass innerhalb der Nutzungsdauer sanierter Bauteile keine Nachbesserung erforderlich wird, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Damit werden die Gebäudeeigentümer vor verspäteten Nachrüstungsanforderungen geschützt, die zu hohen Belastungen führen würden, da sie außerhalb der Sanierungszyklen durchzuführen wären (*Lock-in*-Situationen). Dämmrestriktionen, wie beispielsweise erhaltenswerte Fassaden, bestehen auch in diesem Szenario, können aber durch Effizienz in anderen Objekten und architektonische Lösungen aufgefangen werden.

Dieses Szenario bietet als einziges die Möglichkeit, gegebenenfalls auch höhere Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen (zum Beispiel 95 Prozent THG-Reduzierung), da die Potenziale der Erneuerbaren Energien für den Gebäudebereich nicht ausgeschöpft werden. Die Potenziale für Wärmepumpen werden im Gegenteil durch eine hohe Gebäudeeffizienz sogar deutlich vergrößert.

Der Gebäudezustand ist in diesem Szenario auf einem hohen Qualitätsniveau. Es gibt keinen Sanierungsstau. **In allen Belangen der Behaglichkeit und des Werterhalts im Gebäudebestand steht dieses Szenario über den Vergleichsszenarien.**

Im Szenario **Effizienz + EE** muss der Bestand an solarthermischen Anlagen in der Zeit bis 2030 um das Fünfzehnfache gegenüber 2017 anwachsen, der Bestand an Wärmepumpen muss um den Faktor 4,6 gesteigert werden und die über Wärmenetze bereitgestellte Wärme muss um den Faktor 1,74 steigen. Da der Verbrauch der Gebäude aber gleichzeitig sinkt, muss die Anzahl der Gebäude, die über Wärmenetze versorgt werden, auf das Vierfache steigen. Dieser massive Ausbau der Erneuerbaren Energien ist erforderlich, obwohl kurzfristig die Anforderungen an Effizienzmaßnahmen in Gebäuden um rund 10 Prozent gegenüber heute erhöht werden. Die Strategie, weniger Energie einzusparen, sondern diese durch Erneuerbare Energien bereitzustellen, führt in diesem Szenario zu Mehrkosten von 2,5 Milliarden Euro pro Jahr. Die Potenziale Erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung werden durch diese Maßnahmen nahezu ausgeschöpft. Falls künftig noch höhere Treibhausgaseinsparungen angestrebt werden sollten, könnten diese nur mit anderen Energieträgern – insbesondere synthetischem Methan – erreicht werden. Eine nachträgliche Erhöhung der Gebäudeeffizienz ist aufgrund der langen Reinvestitionszyklen kaum darstellbar.

Das Szenario **Effizienz + WP** verursacht die geringsten volkswirtschaftlichen Kosten. Sie liegen um 2,9 Milliarden Euro pro Jahr unter den Kosten des Szenarios Effizienz². Um das Szenario zu realisieren, müssen bis zum Jahr 2030 4,7 Millionen Gebäude mit Wärmepumpen versorgt werden. Der jährliche Absatz von Wärmepumpen muss bis 2030 von 78.000 im Jahr 2017 auf 285.000 gesteigert werden. Das ist eine kurzfristige Steigerung um den Faktor 3,6. Dies stellt eine außerordentliche Herausforderung für Hersteller und Installateure dar.

In den Szenarien **Effizienz + PtG** und **BAU + PtG** muss das Klimaschutzplan-Sektorziel 2030 für den Gebäudebereich letztlich über den Einsatz von synthetischem Methan erreicht werden. Es wäre nicht sinnvoll, bis 2030 eine andere Technologie als Interimslösung aufzubauen und danach zu PtG umzuschwenken. Die PtG-Produktion muss folglich kurzfristig in industriellem Maßstab aufgebaut werden. **Im Szenario Effizienz + PtG müssen bis 2030 20 Prozent des aktuellen Erdgasverbrauchs in Gebäuden durch synthetisches Methan ersetzt werden; im Szenario BAU + PtG sind es 33 Prozent.** Für die PtG-Produktion kann ausschließlich erneuerbarer Strom eingesetzt werden. Wenn dieser in Deutschland erzeugt werden soll, so müssen bis 2030 Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Größenordnung von 50 beziehungsweise 83 Prozent des heutigen Bestands nur für die Gebäudewärmeversorgung zugebaut werden. Bei einer Produktion an geeigneten Standorten im Ausland reichen auch

geringere Erzeugungskapazitäten aus. Bei dieser Option ist zu beachten, dass die Ausbaugeschwindigkeit der Technologien und die Verwendung der Produkte Strom und PtG von Deutschland nur mittelbar zu beeinflussen sind. Das Risiko einer Zielverfehlung ist in den PtG-Szenarien am höchsten. Gleichzeitig gibt es keine *Back-up*-Technologien, auf die nötigenfalls umgeschwenkt werden könnte. Eine PtG-Erzeugung im Ausland trägt nicht zur Steigerung des Bruttoinlandsprodukts bei, da die Wertschöpfung außerhalb Deutschlands erfolgt. Die Szenarien sehen vor, andere Länder technologisch als Energieexporteure aufzurüsten, während die **Importabhängigkeit in Deutschland auf gleichem Niveau verbleibt.** Es ist daher wichtig, politisch stabile Partnerländer zu identifizieren.
In beiden PtG-Szenarien werden auch inländische Stromüberschüsse zur PtG-Erzeugung verwendet. Der überwiegende Teil muss jedoch importiert werden. Für eine Produktion in Nordafrika, die häufig priorisiert wird, müssten bis 2050 102 Gigawatt (Effizienz + PtG) bzw. 178 Gigawatt (BAU + PtG) Erzeugungsleistung in Windkraft- und Photovoltaikanlagen installiert werden. Zum Vergleich: In Deutschland betrug die installierte Leistung aller erneuerbaren Stromerzeuger im Jahr 2016 103,6 Gigawatt. Diese Menge würde weite Strecken der afrikanischen Mittelmeerküste beanspruchen. Eine Produktion im Landesinneren ist nicht sinnvoll, da ausreichend Wasser für die Elektrolyse zur Verfügung stehen muss.
Im Szenario BAU + PtG bleiben die Investitionen für die Instandhaltung der Gebäude auf dem heutigen Niveau. Die Sanierungszyklen werden länger ausgedehnt als in den anderen Szenarien. Eine Weiterentwicklung auf den Gebieten Verbrauchsreduzierung und Anlagentechnik findet nur sehr verlangsamt statt.

In der **Zusammenschau der Szenarien** zeigt sich, dass die Einhaltung der Klimaschutzziele durch höhere Effizienzanstrengungen im Gebäudebereich nicht nur **kostengünstiger** wird, sondern vor allem **realisierbarer. Der Endenergieverbrauch des gesamten Gebäudebestands ist um mindestens ein Drittel zu vermindern.** Diese Mindesteffizienz darf nicht so ausgelegt werden, dass der Verbrauch jedes Einzelgebäudes um ein Drittel gesenkt werden müsste. Auf Einzelgebäudeebene müssen deutlich höhere Einsparungen erzielt werden, weil die gesamte Gebäudefläche bis 2050 um rund 16 Prozent zunimmt (die Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Bevölkerung und der Pro-Kopf-Wohnfläche wurden in diesem Projekt stets zu Ungunsten der Effizienz angesetzt). Darüber hinaus müssen Restriktionen, die bei einzelnen Gebäuden eine zielkonforme Effizienz verhindern, kompensiert werden. Das ist die Grundvoraussetzung, um mehrere Handlungsoptionen für die Zukunft offenzuhalten. Die **Flexibilität** nimmt bei höheren Einsparungen immer weiter zu. Dies gilt insbesondere auch für die Möglichkeit, gegebenenfalls auch höhere Klimaschutzziele bis 2050 zu erreichen (zum Beispiel 95 Prozent THG-Reduzierung). Unterhalb dieser Mindesteffizienz schwinden die Handlungsmöglichkeiten und die Zielerreichung hängt einzig von einer internationalen Hinwendung zu synthetischen Brennstoffen ab. Wie schnell sich ein internationaler PtX-Markt entwickeln kann und welche Mengen zu welchen Preisen für Deutschland zur Verfügung stehen werden, kann von der Bundesregierung nur eingeschränkt mitbestimmt werden. Bei eventuellen Abweichungen vom geplanten Pfad können deutsche Gebäudeeigentümer nur nachträglich und ohne zeitlichen Puffer auf andere Pfade umschwenken – bei entsprechend hohen Kosten.

Executive Summary

Objective and Approach

The study assesses how climate targets can be achieved at the lowest possible cost and what role building efficiency plays in the energy system. To these ends, we present the cross-sectoral effects of building efficiency measures and their impact on the total economic cost of heat supply. The study also identifies alternative measures to take if energy-saving measures for buildings are not implemented. In order to compensate for less energy savings even more renewable energy, more heat pumps and more synthetic fuels are necessary. One main focus of the analyses is how the scenarios can realistically be implemented.

The study stresses the need for action to meet climate targets and discusses the scope for doing so in the building sector. It also examines the susceptibility of development paths to lock-in situations and the potential of flexible approaches to achieve more ambitious targets.

The study proposes and analyses five scenarios that meet climate targets for the years 2030 and 2050. The German climate protection plan for 2030 calls for a reduction of greenhouse gas emissions to between 70 and 72 million tons per year in the building sector, to between 175 and 183 million tons per year in the energy sector, and to between 95 and 98 million tons per year in the mobility sector.[8] Germany's energy concept policy envisages a 55 per cent reduction of energy-related GHG emissions by 2030 and an 80 to 95 per cent reduction by 2050[9] (against a baseline year of 1990). This study uses the median target – 87.5 per cent – for the year 2050. The European Union's climate policy (Effort Sharing Decision) stipulate additional climate targets as well. For Germany, they translate into an emission reduction of 38 per cent by 2030 for the sectors that are not affected by European emissions trading. Known as non-ETS sectors, these primarily include road transport and buildings.[10]

The five scenarios in this study go about achieving the climate targets in different ways and with different levels of effort. However, each scenario varies from the other only with regard to the building sector. The study analyses the impact of the different building sector paths on the other sectors and calculates the total economic costs. The impact assessment regards feasibility, opportunities, and risks as equally important as financial costs.

8 BMUB: *Klimaschutzplan 2050*, 2016

9 Bundesregierung: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

10 Secretary-General of the European Commission: *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 for a resilient Energy Union and to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation No 525/2013 of the European Parliament and the Council on a mechanism for monitoring and reporting greenhouse gas emissions and other information relevant to climate change*, 2016

Key Findings

Efficiency reduces costs

Overall, energy efficiency in the buildings sector reduces economic costs. Efficient buildings reduce expenditures on energy generation and distribution. If the energy after efficiency savings is supplied by "conventional" renewables, the annual additional costs total 2.5 billion euros (Efficiency + EE). If the energy is supplied by PtG, the additional costs amount to 3.7 billion euros (Efficiency + PtG) up to 8.2 billion euros per annum (BAU + PtG). If heat pumps can meet a very high proportion of heat demand, costs will fall by 2.9 billion euros per year. This means that the total costs of the Efficiency² and Efficiency + X scenarios – relative to the total investment costs incurred in the building sector and in view of the uncertainty regarding future development – are fairly close. The BAU + PtG scenario, which does without further efficiency, is far more expensive.

The quality of the building stock varies across the scenarios. In the Efficiency + X scenarios, investment in building maintenance is 4.5 billion euros per annum under that of the Efficiency² scenario. In the BAU + PtG scenario, investment in building maintenance is totals 7.3 billion euros a year less. This clearly limits the value of a purely cost-based comparison of the scenarios.

Efficiency increases multiple benefits

More efficient and higher quality buildings prevent damage from moisture and mold and create more thermal comfort, which has a positive effect on the health and performance of the inhabitants. Efficiency in the building sector generally reduces dependence on energy imports and relieves renewable energy sources. The added value from building renovation mostly stays in Germany, where it increases gross domestic product. Companies are increasingly willing to invest in the research and development of efficiency technologies. This reinforces Germany's leading role as a producer of innovative environmental protection technologies, strengthens existing export markets and creates new ones.

Efficiency opens the door for all kinds of technology

Efficiency is the basic door opener for many types of technology that can improve the building stock. Non-efficient building stock, by contrast, limits technological leeway because it either excludes low-temperature applications or makes them inefficient and expensive.

Efficiency reduces risk

Once achieved, efficiency provides a long-term safeguard against changes to existing energy sources. For example, an efficient building stock can react flexibly to path changes because the full potential of renewable heat is not exploited or even only made accessible through efficiency.

Purposeful action

For many affected areas, investment cycles follow a multi-decade cycle. Sudden course changes beyond these cycles always produce high additional costs. It takes a planned, purposeful approach to transform the building sector without hard breaks. The decisions we make today must take the goals into consideration from the outset.

Scenario Definition

The study's benchmark scenario is **Efficiency²**, which is based on an ambitious efficiency standard achievable with today's technologies. It focuses on reducing energy consumption in the building sector through efficiency measures. In this scenario, final energy demand falls by 44 per cent by 2050 relative to 2011. This value is slightly below the savings projected by the scenarios of the building efficiency strategy of the BMWi, however, our scenario takes into account higher population forecasts.[11] Accordingly, the final energy savings in the Efficiency² are ambitious but by no means extreme. The requirements for new and renovated buildings correspond roughly with the KfW Efficiency House 55 standard. Three of the study's scenarios are slightly less efficient than Efficiency², though they remain well above the efficiency levels envisaged today and can therefore also be understood as efficiency scenarios. These scenarios are **Efficiency + EE (renewable energies), Efficiency + WP (heat pumps) and Efficiency + PtG (power-to-gas).** In each of these scenarios, different priorities in improved supply technologies close the gap left between the climate target and the actual energy savings. In the fifth scenario – **BAU + PtG (business as usual + power-to-gas)** – efficiency efforts are kept at today's level. Decarbonization is achieved through the use of synthetic methane. This scenario is currently undergoing intense discussion in the gas industry.

11 BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*, 2015

Calculation Results

The columns in Figure 3 show the total final energy consumption of the scenarios.[12] The different colors represent the energy sources. The area above the black line represents additional energy consumption relative to Efficiency².

For all scenarios, the economic differential costs were calculated relative to Efficiency². The calculation takes into account investment in building renovation and heating systems, fuel costs, the costs of providing electricity, process heat and district heating, and the infrastructure costs for electricity, heat and gas networks. Four models were used for the calculation: ifeu's building model, Fraunhofer IEE's system optimization model, Consentec's electric grid model and ifeu's *Wärmeatlas Deutschland*. Figure 4 shows the individual differential costs and their totals compared with the Efficiency² scenario.

The figure makes clear that all scenarios except Efficiency + WP lead to higher **economic costs** than Efficiency². Though the costs of power generation and electric systems in Efficiency + WP are higher, these are less than the savings from building renovation, producing negative differential costs. In Efficiency + EE, costs are driven primarily by plant technology and heat infrastructure.

In Efficiency + PtG and BAU + PtG, PtG import makes up the largest share of the total cost. The lower efficiency of BAU + PtG reduces investment in building renovation, but the savings are far outweighed by the costs incurred in the generation and import of PtG. Since PtG produced in Germany with offshore wind would initially cost 20 to 30 cents per kilowatt hour, the scenario uses cheaper imported PtG, whose

12 Building stock within the boundaries of the Climate Protection Plan 2050 (BMUB 2016); depiction of the final energy for heating, hot water and auxiliary energy including solar heat and environmental heat according to DIN EN 15603

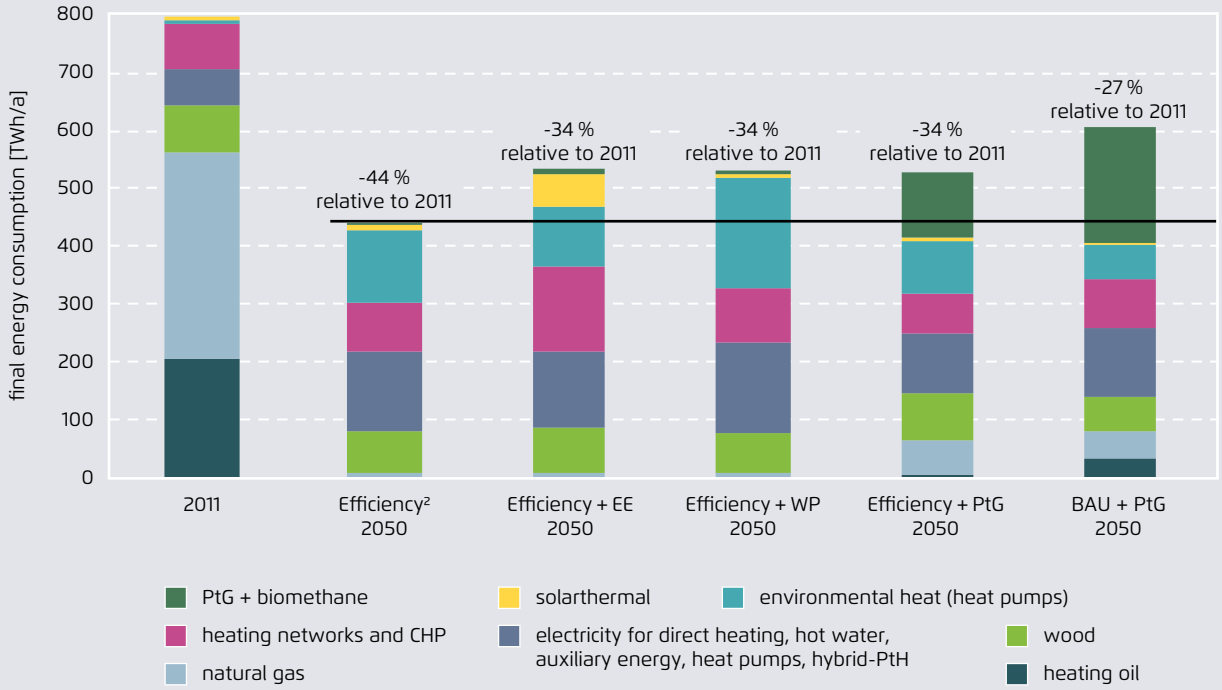
prices are projected to fall from around 15 cents in 2030 to just over 10 cents per kilowatt hour in 2050.[13]

Considering the required total costs in the building sector, and given the uncertainty regarding future cost trends, the scenario costs are relatively close.

The one exception is BAU + PtG, whose costs are significantly greater than the others. An efficiency level that at least meets that of the Efficiency + X scenarios would therefore protect against high costs and other risks.

13 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende.* In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

Different strategies to achieve the goals in the scenarios – Presentation of final energy consumption and their percentage reduction vs. 2011 in the building sector in 2050 Figure 3



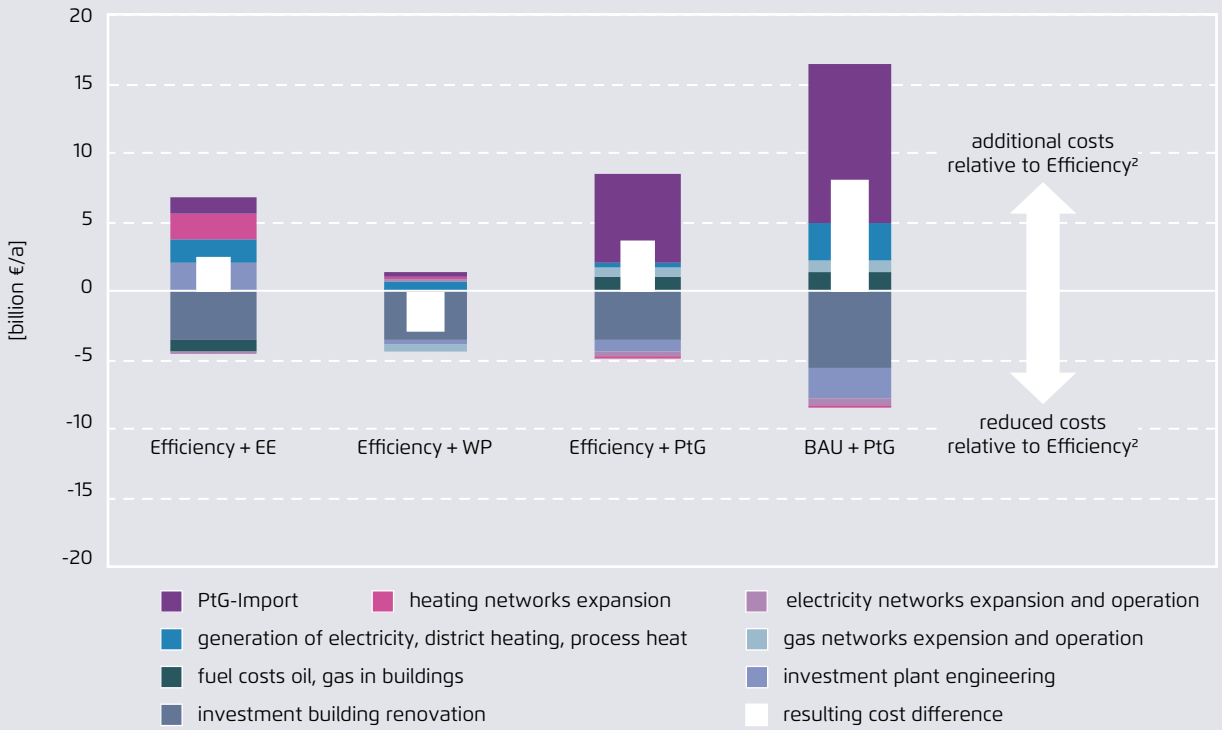
Boundary Conditions of Scenarios:
GHG reduction according to:
→ energy concept (-87.5 % in 2050)
→ Climate Protection Plan
→ Effort Sharing Decision
→ population development with increased immigration

Scenario Names:
Efficiency²
Efficiency + Renewable Energies (EE)
Efficiency + Heat Pumps (WP)
Efficiency + Power-to-Gas (PtG)
Business as Usual (BAU) + Power-to-Gas (PtG)

ifeu

Average annual differential costs of scenarios
compared to the scenario Efficiency² by cost and total difference

Figure 4



ifeu, IEE, Consentec

Specific Opportunities and Risks of the Scenarios

Alongside costs, another important criterion of scenario assessment is **feasibility**. All the scenarios save for BAU + PtG are far more ambitious than current developments. They require long-term policy commitments and swift action given the fact that only eleven years remain to reach the 2030 goals of the Climate Protection Plan.

All scenarios make great demands of manufacturers and craftsmen. In the past, manufacturers have usually been able to respond to new technological requirements within a few years. But preparing an entire sector of installers and technicians for new technology takes longer, and, so far, the number of workers with specialized training in green retrofitting has not increased. On the contrary, the sector has a massive shortage of young talent. This lack of qualified workers in the field is something which all the scenarios must contend in equal measure. BAU + PtG is affected to a lesser extent because it does not involve an increased demand for green retrofitting. The scenario risks of BAU + PtG are concentrated in the ramp-up of power-to-gas technology.

A number of developments figure in all the scenarios. For example, Germany's annual electricity demand will increase from around 650 terawatt hours in 2017 to around 800 terawatt hours in 2050, and most of the demand will have to be met with wind power and PV. Accordingly, investment in electric power distribution must double in all scenarios. Each scenario envisages an increase of PtL imports by

2050 to meet demand in the aviation, maritime transport, and chemical sectors.

Specific opportunities and **specific risks** accompany every scenario. Feasibility depends above all on the extent of the changes and the amount of **resistance** that comes with them. For example, the market ramp-ups of different technologies require different levels of effort from different actors, and permit varying degrees of policy influence from the federal government. Moreover, each shows different levels of robustness with regard to the number of alternative options available if the desired path does not materialize. Some scenarios are more risky and error-prone; others are more **resilient**. The study also assessed each scenario's ability to adapt to subsequent adjustments in climate protection targets. **It finds that energy efficiency measures in the building sector are more open to new technologies and reduce the risks associated with the other measures.**

Many **non-energy aspects** are directly or indirectly influenced by the efficiency of the building sector. Often, a true assessment of their impact in monetary terms is difficult, but they do vary significantly from one scenario to the next. These aspects include import dependency, employment effects, well-being, comfort, health, real estate value, resilience.

In the **Efficiency²** scenario, Germany's total installed insulation volume in 2030 has increased by a factor of 3.66 relative to 2017 (see Table 3).[14] This is achieved by shortening renovation cycles and installing more effective insulation layers when maintenance is carried out. Additionally, the number of superficial renovations needs to decline. Renovations outside the maintenance cycle are not needed.

The first specific risk in this scenario is the required increase in insulation production (see Table 3). Specifically, Germany must rapidly triple the turnover generated from the business with thermal insulation. Though the German insulation market already produces enough insulation to meet the needs of the scenario today, a large portion of the insulation materials is used for non-energy purposes. In terms of the European insulation market, the requirements represent a 14 per cent increase in production. The extent to which the required quantities can be supplied by the European market in the short term also depends on demand for insulating materials in other European countries. The second potential risk is the future disposal of insulating materials, for which only small-scale technical solutions are in place today. The fluctuating acceptance of insulation retrofits among building owners and tenants must be taken serious and responded with appropriate policy instruments.

The Efficiency² scenario requires buildings to adopt climate target-based insulation levels swiftly. This protects building owners against onerous retrofitting requirements introduced later outside renovation cycles (lock-in situations). Efficiency² takes into account insulation restrictions such as landmarked facades and compensates for them with architectural solutions and efficiency in other areas.

This scenario is the only one that offers the possibility of achieving even higher targets by 2050 than originally planned, such as a 95 per cent reduction in GHG. This is because it does not exhaust the potential of renewable energies for the building sector. On the contrary, building efficiency significantly increases the potential of heat pumps.

In Efficiency², buildings are at a high level of quality and there is no renovation backlog. **It is superior to the other scenarios in living comfort and in the value retention of existing buildings.**

In the **Efficiency + EE** scenario, the solar thermal systems inventory increases fifteenfold by 2030 relative to 2017, the stock of heat pumps increases by a factor of 4.6 and the heat provided by heating

14 increase in volume in relation to today's insulating materials

networks increases by a factor of 1.74. But as the consumption of buildings decreases at the same time, the number of buildings connected to heating networks increase fourfold. This massive expansion of renewable energies is necessary, although in the short term, the requirements for efficiency measures in buildings increase by about 10 per cent over today's. The strategy of saving less energy but providing it with renewable energy will result in additional costs of 2.5 billion euros per year. Moreover, the measures in this scenario almost exhaust the potential of renewable energy for heat generation.

Requirements for specific markets — Table 3

		Scenarios				
		Efficiency[2]	**Efficiency + EE**	**Efficiency + WP**	**Efficiency + PtG**	**BAU + PtG**
Central technology maturity		Insulating materials have been on the market in their current form for around 50 years, and have been widely used in new construction and existing buildings for around 40 years, with a market volume of 250 million m^3 per year in Europe	Solar thermal energy was a niche product until the 1990s, though in 2018 it remains a small, volatile market; wood boilers were niche products until 2004 and have held a constant 4 % market share since; heating grids have been widely used in Germany since the 1970s. Heat sales in HH and GHD approx. 70 TWh	Heat pumps were niche products until 2006 and have since had a constant market share of around 10%, primarily in new buildings; only for use in buildings with a consumption of less than 120 kWh / (m^2 * a)	National and international gas infrastructure is available. Since 2009, 28 PtG pilot plants have been put into operation in Germany, totaling 6.3 MW; so far, it has yet to gain a wide market presence and Germany has not begun import from abroad.	
Required runmarket by 2030 relative to inventory 2017 (factor)	**Insulation volume**	3.66	2.00	2.00	2.00	1.44
	Number of ventilation systems with heat recovery	4.51	3.26	3.26	3.26	2.68
	Solar thermal collector	2.52	15.4	2.36	1.60	1.06
	Number of heat pumps	4.5	4.6	5.9	4.5	3.0
	Heat from heat networks	1.03	1.74	1.16	0.95	1.0
	Renewable electricity generation	7.50	7.55	7.69	7.22	7.10
	PtG (Import (TWh)	0	0	0	44.5	94.5
	Power distribution network costs	1.15	1.15	1.16	1.15	1.14

ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Scenario opportunities and risks — Table 4

	Scenarios				
	Efficiency[2]	**Efficiency + EE**	**Efficiency + WP**	**Efficiency + PtG**	**BAU + PtG**
Prerequisites	Market uptake of insulation materials and heat recovery systems, moderate market ramp-up of heat pumps, solar thermal and heat networks, expansion of renewable energy, sufficient number of skilled workers, support instruments	Massive market ramp-up of solar thermal energy, short-term new construction and recompaction of heating networks, expansion of RES electricity, sufficient number of skilled workers, support instruments	Massive market ramp-up of heat pumps, sufficient number of efficient buildings, expansion of renewable energy, sufficient number of skilled works, support instruments	Rapid construction of PtG production and transport on an industrial scale, national expansion of renewable energy, sufficient number of skilled workers, support instruments	Rapid construction of PtG production and transport on an industrial scale; concerted action by several industrialized and producer countries; national expansion of renewable energy
Import dependence	Dependence relatively low since lowest energy consumption and lowest utilization of renewable energy potential	Low dependence through the use of local renewable heat	Low dependence through the use of local EE electricity	Increased dependence on PtG imports for the heat supply; reliability of PtG production regions still unclear	Basic dependence on PtG imports for the heat supply; reliability of the PtG production regions still unclear
Employment effects	Increasing national and international demand among manufacturers for efficiency technologies, electricity and heat from renewable energy sources, high levels of domestic processing, rising national demand for efficiency, electricity and heat from renewable energy sources, decline in gas infrastructure			Nationwide constant demand for gas infrastructure workers, slightly increasing demand for efficiency and renewable heat energy, constant demand from heating and cooling manufacturers at national and international level, increasing demand for renewable energy specialists, and a growing international demand for PtG production specialists	Nationwide constant demand for employees in gas infrastructure and for efficiency and renewable heat, constant demand from manufacturers of heating technology at the national and international levels, rising demand for renewable energy specialists, and a growing international demand for PtG production specialists
Well-being, comfort, health	High comfort in buildings due to minimal radiation asymmetry, prevention of drafts, lowest condensation risk, guaranteed achievement of target temperatures; increase in work productivity / learning ability	Improved comfort in buildings due to reduced radiation asymmetry, prevention of most drafts, low condensation risk, guaranteed achievement of target temperatures			Deterioration of comfort due to cool surrounding surfaces, drafts, increased risk of condensation and mold, increased risk of falling below target temperatures
Property values	Highest property values relative to other scenarios; regular maintenance of building components at a high quality level	Regular maintenance of building components at a satisfactory level			Lower real estate values through longer maintenance cycles; higher proportion of components at or above the wear limit

	Scenarios				
	Efficiency²	**Efficiency + EE**	**Efficiency + WP**	**Efficiency + PtG**	**BAU + PtG**
Resilience	Switching to higher GHG reduction targets remains possible (e. g., -95 %). Path deviations can alternatively mobilize additional RE heat potential	Early expansion of heating systems results in a long-term commitment to this type of energy supply, creating additional flexibility with regard to alternative feed sources	Path depends on the market development of heat pumps and the development of building efficiency – all conditions for heat pump use	Requires an international approach to PtX technologies and willingness on the part of potential producer countries; a high PtX demand for transport and material use in all of the scenarios with few alternatives available; additional use of PtX in buildings requires an unrealistically steep market run-up; scarce room for alternatives in the event of path deviations	
Other opportunities	Pioneering technology, innovation boost in the construction and real estate sectors, with possible export opportunities	High heating network share enables the use of local solar heat, geothermal energy, industrial waste heat; pioneering technology, with possible export opportunities	Pioneering technology, with possible export opportunities	Storage capacity in the national gas network and in gas storage facilities in the short, medium and long terms, totaling 240 TWh (factored into the calculations, but not required)	
Other risks	Requires the establishment of procedures for the disposal and recycling of insulating materials; regulations for sustainable buildings must be able to accommodate ambitious targets but protect building culture; damaged buildings insulated based on capacity; more acceptance needed.	Heat network construction requires the swift creation of a comprehensive heat management plan to identify sources and sinks and develop forecasts	Demanding high-speed instrumentation because heat pumps must be installed in efficient buildings after replacing the heat generator	Still unclear where the required CO_2 will come from; requires the identification of politically stable and reliable producer countries; contracts with producer countries have yet to be drafted; requires creation of an entire transport infrastructure; international competition for PtX; cost development difficult to limit and pricing influence not foreseeable; lower R&D efforts for heat generation technologies; dependence on international PtX development as national influence is limited; competition from chemical industry and international air and sea transport	

ifeu

If more greenhouse gas savings should be sought in the future, they could only be achieved using other energy sources, such as synthetic methane. A subsequent increase in building efficiency would hardly be feasible due to the long duration of re-investment cycles.

The scenario **Efficiency + WP** results in the lowest economic costs, at € 2.9 billion euros per year below Efficiency². In this scenario, 4.7 million buildings have heat pumps by 2030. Annual sales of heat pumps increase by a factor of 3.6, from 78,000 in 2017 to 285,000 in 2030. However, this would represent an extraordinary challenge for manufacturers and installers.

In the scenarios **Efficiency + PtG and BAU + PtG,** the achievement of the 2030 climate target for the building sector relies on synthetic methane. (Using another technology as an interim solution through 2030 and then switching to PtG would not make sense.) Consequently, methane production is quickly ramped up on an industrial scale. **In the Efficiency + PtG scenario, 20 per cent of the current natural gas consumption in buildings has been replaced by synthetic methane by 2030; in the**

scenario BAU + PtG, the figure is 33 per cent. Only renewable electricity is used for methane production. If methane is produced in Germany, then for building heat alone it will have to increase renewable energy supply by 50 per cent and 83 per cent, respectively. Production at suitable locations abroad also requires lower generation capacities. With this option, operators in Germany can influence the rate of technological expansion and the use of electricity and methane only indirectly. The risk of missing a target is highest in the PtG scenarios. Yet neither offers back-up technologies should they be needed.

PtG production abroad does not contribute to an increase of gross domestic product, since the economic output takes place outside Germany. These scenarios envisage the technological upgrading of other countries as energy exporters, while **Germany's dependence on imports remains constant.** This is why they both require the identification of politically stable partner countries.

Domestic electricity surpluses for PtG production figure in both PtG scenarios, though the vast majority of synthetic methane is imported. For production in North Africa, which is often prioritised, 102 gigawatt (Efficiency + PtG) or 178 gigawatt (BAU + PtG) of generation capacity would have to be installed in wind and PV systems by 2050. By comparison, Germany's total installed renewable capacity in 2016 was 103.6 gigawatt. Methane production in North Africa would take up large stretches of the Mediterranean coast due to the quantity of water needed for electrolysis.

In the scenario BAU + PtG, investment in building maintenance remains at the current level, while renovation cycles are longer than in the other scenarios. Reducing energy consumption and improving heating technologies occurs very slowly.

This **synopsis** shows that higher efficiency in the building sector is not only **more cost-effective** than the alternative approaches; it is also a more feasible way to meet the sector's climate targets. **Final energy consumption of the entire building stock must be reduced by at least one third.** This does not mean that the consumption of each individual building has to be reduced by one third. In fact, savings must be even higher on the individual level. This is because total building space will increase by around 16 per cent by 2050
(population growth and increased per capita living space run counter to efficiency in this project).
In addition, average savings need to compensate for buildings in which obstacles prevent the required efficiency. The greater the energy savings in general, the more flexibility there will be. The same goes for achieving higher climate protection targets by 2050 (for example, 95 per cent GHG reduction). Plans that drop below this minimum level of efficiency have no room to maneuver, and the meeting of targets depends solely on international decisions for imported synthetic fuels. It is difficult to project how the international PtX market will develop in terms of pricing and supply and can only be partially determined by the Federal Government. If path deviations occur, German building owners will have to scramble to adopt alternative measures. In this event, the additional costs will be considerable.

1 Einleitung/Zielsetzung

Im *Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz* (NAPE) und im *Grünbuch Energieeffizienz* wurde die Bedeutung der Energieeffizienz für die Erreichung der Klimaschutzziele hervorgehoben.[15,16] Die Prämisse „Efficiency First" ist mittlerweile in zahlreichen politischen Programmen auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene verankert.[17,18,19] Insbesondere im Gebäudebereich sind Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz jedoch oftmals mit hohen Investitionskosten verbunden; der Gebäudebereich ist zudem durch langlebige Kapitalstöcke geprägt.

„Efficiency First" aufgreifend hat das *Grünbuch Energieeffizienz,* fußend auf der Agora-Vorgängerstudie *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor*[20], den Wert effizienter Stromsysteme unterstrichen und bereits skizziert, dass Energieeffizienz als ein Querschnittsthema alle Energiesektoren betrifft. Durch die immer stärkere Kopplung der Sektoren beeinflussen diese sich gegenseitig. Bislang wurde jedoch der Gebäudebereich meist als isolierter Bilanzraum betrachtet. Längst haben Gebäude aber auch einen hohen Einfluss auf andere Energiesektoren, etwa durch Infrastrukturerfordernisse oder Opportunitätskosten. Werden diese in die Betrachtung einbezogen, kann die kostenoptimale Balance von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien – wie sie zum Beispiel in der *Effizienzstrategie Gebäude* dargelegt wird – deutlich verschoben werden.[21] Effizienz im Gebäudebereich wird durch zusätzliche Einsparungen in anderen Sektoren in ihrer Wirkung verstärkt (Hebelwirkung). Im Kern geht es folglich im Rahmen der vorliegenden Studie methodisch um eine vergleichbare Untersuchung wie im Stromsektor nunmehr für den Gebäudewärmesektor.

Dass der Klimaschutz im Gebäudebereich erheblich verstärkt werden muss, zeigt sich nicht zuletzt an der Verfehlung des 2020-Ziels zur Senkung des Wärmebedarfs im Gebäudebereich. Mit Blick auf das Gebäudesektorziel des Klimaschutzplanes für 2030 reichen der Ausbau der erneuerbaren Wärme, der sich in den letzten Jahren zudem nur noch langsam vollzogen hat, und die Absenkung des Gebäudeenergieverbrauchs nicht aus, um insgesamt einen zielkonformen Entwicklungspfad zu beschreiten. Die Diskussionen über die Rolle einzelner Strategieelemente – Biomasse, *Power-to-Gas*, Wärmepumpen, Wärmenetze, Gebäudedämmung – nehmen zu. Das Beispiel Biomasse zeigt anschaulich, wie wichtig eine sektorübergreifende Betrachtungsweise ist. So ist zum Beispiel Biomasse zwar kostengünstig, aber nur begrenzt verfügbar. Wird sie sehr stark in Gebäuden eingesetzt, steht sie nicht für die Dekarbonisierung von Prozesswärme, im Verkehrsbereich oder für Heizkraftwerke zur Verfügung, wo sie zum Beispiel

15 BMWi: *Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz*, 2014

16 BMWi: *Grünbuch Energieeffizienz,* 2017

17 IEA: *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency,* Paris, 2014

18 European Commission: Directive of the European Parliament and of the council amending Directive 2012/21/EU on energy efficiency, 2016

19 BMWi: *Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz*, 2014

20 vgl. Agora Energiewende (2014): *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor.* Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW). Die Studie hat erstmalig den Wert effizienter Stromsysteme beziffert. Dabei wurden nicht nur die vermiedenen Brennstoffkosten, sondern auch die systemischen Auswirkungen (weniger konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Stromnetze) berechnet. Kernergebnis: Höhere Effizienz senkt die Kosten des Gesamtsystems im Jahr 2050 deutlich um 28 Milliarden Euro; 6.750 Kilometer neue Stromleitungen im Übertragungsnetz könnten eingespart werden, ebenso Kohle- und Gasimporte von bis zu 1,8 Milliarden Euro.

21 BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude*, 2015

Kohle ersetzen könnte. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte die Biomasse dort eingesetzt werden, wo sie die höchsten THG-Einsparungen zu den niedrigsten Kosten erreicht. Weitere Wechselwirkungen haben Gebäude mit der Stromerzeugung, den Stromnetzen sowie den Gas- und Wärmenetzen.

Ziel dieser Studie ist zu zeigen, wie die Klimaschutzziele zu möglichst geringen Kosten zu erreichen sind und welche Rolle die Gebäudeeffizienz dabei für das gesamte Energiesystem spielt. Sie zeigt dies, indem die sektorübergreifenden Einflüsse von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich und ihre Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Wärmeversorgung dargestellt werden. Umgekehrt fragt die Studie auch, welche alternativen Maßnahmen in Gebäuden, Energiesystemen und Netzen ergriffen werden müssen, wenn die Einsparmaßnahmen bei Gebäuden nicht realisiert werden, sondern stattdessen zur Kompensation der fehlenden Effizienz noch mehr Erneuerbare Energien, noch mehr Wärmepumpen oder noch mehr synthetische Brennstoffe eingesetzt werden. Im Zentrum des Interesses steht dabei die Frage, an welche Grenzen der Machbarkeit diese Szenarien stoßen.

Gleichzeitig umreißt die Studie den Handlungsbedarf, aber auch den Handlungsspielraum, der im Gebäudebereich zur Erreichung der Ziele vorhanden ist. Ein zentrales Kriterium bei der Beurteilung aller Optionen ist deshalb ihre konkrete Realisierbarkeit. Die Aufgaben, die zu lösen sind, sobald man sich für einen Weg entschieden hat, werden aufgezeigt, und die damit verbundenen Chancen und Risiken benannt. Die Studie beleuchtet in diesem Zusammenhang auch die Flexibilität der möglichen Pfade hinsichtlich noch ambitionierterer Ziele beziehungsweise ihre Anfälligkeit für *Lock-in*-Situationen.

2 Vorgehensweise

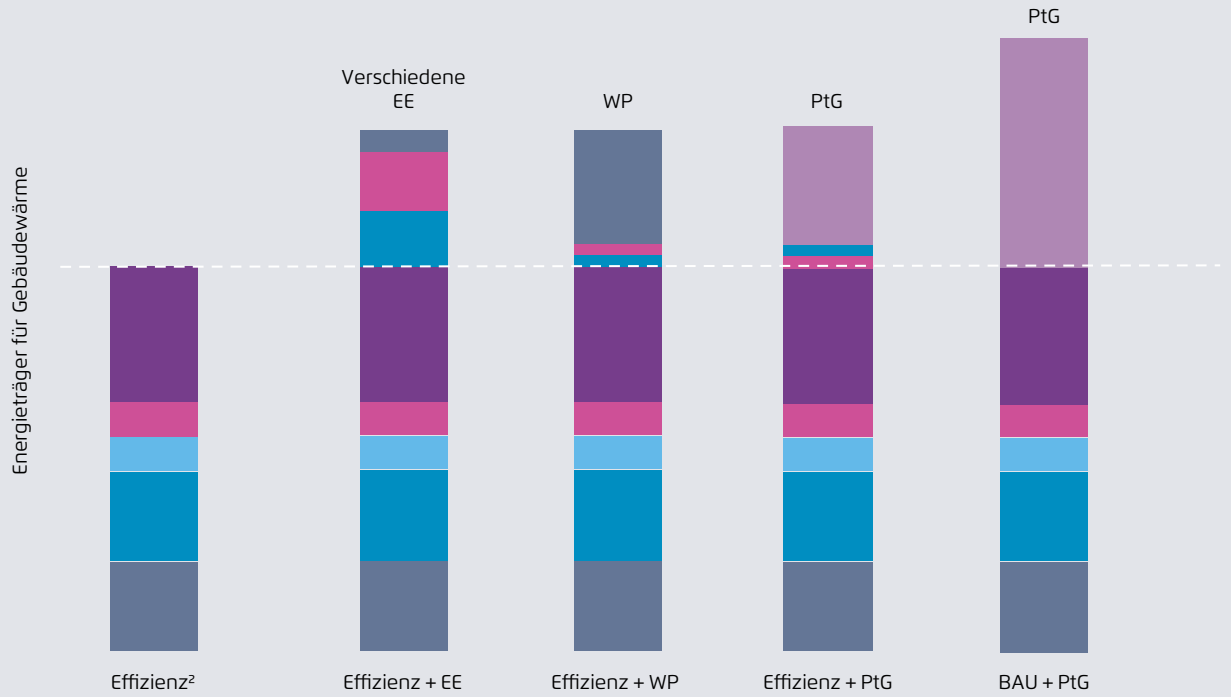
2.1 Methodischer Ansatz im Überblick

Das in Kapitel 1 definierte Ziel erfordert eine umfassende modellbasierte Herangehensweise, die die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren angemessen abbildet. Die Frage nach dem „Wert der Energieeffizienz" wird dabei folgendermaßen behandelt:

Zunächst wird als Vergleichsmaßstab ein Szenario definiert, das einen sehr deutlichen, aber nicht extremen Fokus auf Effizienz setzt (siehe Exkurs: Grenzen der Effizienz). Es wird **Effizienz²** genannt, weil die Dekarbonisierung der Gebäude vorrangig durch Bedarfsreduktion erreicht wird. Alternativ zu diesem Szenario werden vier weitere Szenarien definiert, die ein geringeres Niveau an Energieeffizienz aufweisen – wobei auch in diesen Szenarien (mit einer Ausnahme) ein Energieeffizienzniveau angesetzt wird, das deutlich über dem heutigen liegt. Der höhere Energieverbrauch wird mit verschiedenen Schwerpunktsetzungen bei erneuerbarer Wärmeerzeugung gedeckt. Diese Szenarien heißen **Effizienz plus X** (X = Wärmepumpe, PtG, andere erneuerbare Wärmeerzeuger). Vor dem Hintergrund des aktuellen Sanierungsstands können all diese

Unterschiedliche Strategien zur Zielerreichung in den Szenarien;
schematische Darstellung der Endenergieverbräuche im Gebäudebereich;
Farben symbolisieren unterschiedliche Energieträger

Abbildung 5



Farben symbolisieren unterschiedliche Energieträger. Darstellung nur schematisch

ifeu

Szenarien ebenfalls als Effizienzszenarien bezeichnet werden. Ein weiteres Szenario schreibt die Effizienzentwicklung auf dem heutigen Niveau fort und setzt *Power-to-Gas* zur Deckung des höheren Energiebedarfs ein.

Alle diese Szenarien sind so kalibriert, dass sie die folgenden Klimaschutzziele, die im Lichte des Abkommens von Paris erforderlich sind, erreichen – nur mit unterschiedlichen Mitteln:

- das Sektorziel des deutschen Klimaschutzplans, demgemäß die direkten Treibhausgasemissionen des Gebäudebereichs im Jahr 2030 70 bis 72 Millionen Tonnen $CO_{2Äq}$ nicht überschreiten dürfen;[22]
- das Ziel einer THG-Einsparung von 55 Prozent gegenüber 1990 für alle Handlungsfelder im Jahr 2030, das im Energiekonzept festgeschrieben und im Klimaschutzplan bestätigt wurde;[23]
- das Ziel einer THG-Reduktion um 87,5 Prozent gegenüber 1990 für alle Handlungsfelder bis zum Jahr 2050. Im Energiekonzept wurde als Zielbereich eine Reduktion um 80 bis 95 Prozent vorgegeben. Mit einer Reduktion um 87,5 Prozent werden die Ziele der Pariser Klimakonferenz aufgenommen und ein mittlerer Zielpfad eingeschlagen, der den Weg zu noch höheren Einsparungen möglich lässt.

Für alle Szenarien wurde der Endenergieverbrauch im Zeitverlauf berechnet und die Auswirkungen auf die Bereitstellung von Strom und Prozesswärme und die Versorgungsinfrastruktur wurden analysiert. Dabei wurden die Rahmenbedingungen für die anderen Sektoren konstant gehalten, damit sie den Einfluss der Gebäude nicht überlagern.

22 BMUB: *Klimaschutzplan 2050*, 2016; die Ziele spiegeln sich auch in der europarechtlichen Lastenteilung in den Nicht-ETS-Sektoren.

23 Bundesregierung: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

2.2 Szenarien und Modelle im Detail

2.2.1 Die fünf Szenarien

Das Szenario **Effizienz²** dient als Benchmark und setzt einen sehr deutlichen, aber nicht extremen Fokus auf Effizienz. Die energetischen Mindestanforderungen an sanierte Bauteile werden im Mittel um 29 Prozent angehoben (siehe Anhang 2). Dieses Anforderungsniveau ist ambitioniert, wird aber bei heutigen Sanierungen schon vielfach umgesetzt. Grundlage für dieses Effizienzniveau sind Vorberechnungen, in denen die Gesamtkosten im Gebäudebereich in Abhängigkeit von der Gebäudeeffizienz ermittelt wurden. Da der U-Wert von Bauteilen einer 1/x-Funktion folgt, bewirkt der erste Dämmstoff-Zentimeter eine höhere Verbesserung als der dreißigste.[24] Die Kosten steigen bei sehr großen Dämmstärken überproportional steiler als der Nutzen. Dieser starke Kostenanstieg setzt – je nach Randbedingungen der Szenarioberechnung – ab einer Endenergieeinsparung im gesamten Gebäudebestand von etwa 47 bis 52 Prozent ein.[25] Dieser extreme Bereich sollte mit dem Szenario Effizienz² vermieden werden, da es als Vergleichsmaßstab für die anderen Szenarien dient und als solcher realisierbar und ausgewogen sein muss. Die Anforderungen an die Gebäudehülle entsprechen etwa dem heutigen Effizienzhaus-55-Niveau.

24 Der Wärmedurchgangskoeffizient – kurz U-Wert – gibt an, wie viel Wärme durch ein Bauteil mit einem bestimmten Aufbau verloren geht. Je dicker eine Dämmschicht ist, desto kleiner wird die Verbesserung, die durch einen zusätzlichen Zentimeter Dämmstoff erreicht wird.

25 Die angegebenen Endenergieeinsparungen sind stets nach dem Bilanzrahmen der DIN EN 15605 berechnet. Im Gegensatz zu einer Bilanzierung nach den Normen der Energieeinsparverordnung (EnEV) werden dabei auch erneuerbare Energieformen konsequent mitbilanziert, wie zum Beispiel Umweltwärme für Wärmepumpen oder solare Strahlungswärme. Die Angaben können also nicht mit Einsparungen nach EnEV verglichen werden.

Die Verbesserungen der Gebäudehülle werden durch eine steigende Anzahl von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG) ergänzt. Diese steigern ebenfalls die Effizienz der Gebäude. Gerade in Gebäuden mit hochwertiger Hülle ist es nicht sinnvoll, hohe Wärmeverluste bei der Lüftung zuzulassen.

Zusätzlich zum gesetzlichen Mindeststandard gibt es in den Szenarien auch ambitioniertere, geförderte Sanierungen, wie sie heute vom KfW-Programm *Energieeffizient Sanieren* angereizt werden. Hier erhöhen sich die Anforderungen um 21 Prozent. Alle Anforderungen werden in einer einzigen Stufe im Jahr 2021 angepasst, um frühzeitig auf den Zielpfad einzuschwenken und den Baubeteiligten langfristige Planungssicherheit zu geben. Der Anteil der geförderten Sanierungen steigt stark an, bis er im Jahr 2050 45 Prozent der Maßnahmen ausmacht. Dies setzt eine hohe Attraktivität der Förderung voraus. Gleichzeitig verringert sich der Anteil der Pinselsanierungen ohne energetische Verbesserungen bereits im Jahr 2020 auf 3 Prozent und sinkt bis 2050 weiter auf 1 Prozent ab. Nicht in diesem Anteil enthalten sind Gebäude mit Dämmrestriktionen, wie zum Beispiel Baudenkmale. Sie werden in allen Szenarien gesondert berücksichtigt.

Alle Bauteile werden im Kopplungsprinzip saniert, das heißt, energetische Verbesserungen werden dann vorgenommen, wenn ohnehin Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich sind. Die Nutzungsdauer der Bauteile wird gegenüber heute aber weniger stark ausgereizt, es gibt also keinen Sanierungsstau. Mit diesen Maßnahmen wird der Endenergieverbrauch um 44 Prozent vermindert.

Exkurs: Grenzen der Effizienz

Der Energieverbrauch im Gebäudebereich kann durch Effizienzmaßnahmen – wie Dämmung und Wärmerückgewinnung – nicht beliebig weit abgesenkt werden. Zum einen wird das Einsparpotenzial begrenzt durch eine Vielzahl von Restriktionen im Gebäudebestand, wie zum Beispiel erhaltenswerte Fassaden oder geometrische Einschränkungen. Zum anderen gibt es wirtschaftlich und ökobilanziell optimale Dämmstärken, deren Überschreitung keine weiteren Vorteile bringt. Auch wenn eine optimale Dämmung nur sehr geringe Wärmeverluste zulässt, sind die Verluste jedoch nicht auf null reduziert. In Beuth HS, ifeu 2012 wurde dieser „Effizienzsockel" für einen vollständig optimal sanierten Gebäudebestand bestimmt bei einer Heizwärmereduktion von 82 Prozent gegenüber 2011.[26] Dieser hypothetische Wert berücksichtigt jedoch nicht die Sanierungszyklen der Bauteile und die betriebswirtschaftlichen Nachteile, die sich bei der Dämmung von Gebäuden mit mittlerem energetischem Niveau ergeben. In einem extrem ambitionierten Szenario, das diese Hemmnisse berücksichtigt, wird trotz einer Sanierungsrate von 2,1 Prozent pro Jahr nur eine Heizwärmereduktion von 58 Prozent gegenüber 2011 erreicht.

In der *Effizienzstrategie Gebäude* des Bundeswirtschaftsministeriums (ESG 2015) wurde diese Grenze für Einsparungen durch Effizienzmaßnahmen auf den Endenergieverbrauch (gemäß DIN EN 15603) bezogen.[27, 28]

26 Beuth HS, ifeu: *Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden*, Berlin, 2012

27 BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude*, 2015

28 In die Bilanzierung nach DIN EN 15603 gehen neben den handelbaren Energieträgern auch solare Strahlung und Umweltwärme (für Wärmepumpen) mit ein.

Danach verläuft die Grenze des Handlungsfeldes für den Gebäudebereich bei einer maximalen Endenergieeinsparung von 54 Prozent gegenüber 2010.

In dieser Studie wächst die beheizte Gebäudefläche stärker an als in der ESG, da eine höhere Zuwanderung berücksichtigt wurde. Dies erschwert Energieeinsparungen zusätzlich. Vor diesem Hintergrund ist die erreichte Endenergieeinsparung durch Effizienz im Szenario Effizienz² in Höhe von 44 Prozent als durchaus ambitioniert, aber nicht als extrem zu beurteilen. In den Szenarien mit etwas verminderter Effizienz (Effizienz + EE, Effizienz + WP und Effizienz + PtG) entspricht die Endenergieeinsparung mit 34 Prozent etwa dem Wert, der in der ESG als Mindestvoraussetzung für das Erreichen des Zielbereichs identifiziert wurde (35 Prozent).

Auch der Heizungsbestand wird mit dem Ziel ambitionierter Treibhausgasreduktion weiterentwickelt. Die Entwicklung wird modellexogen vorgegeben. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf der Entwicklung der Marktanteile – also der Anteile an den jährlich ohnehin auszutauschenden Wärmeerzeugern. Aus der Entwicklung der Marktanteile wird die Entwicklung des künftigen Heizungsbestands endogen berechnet. Dabei wird keiner Technologie ein besonderer Vorzug gegeben. Die Anteile sind abhängig von den spezifischen Restriktionen, die für jede Technologie bestehen. Es trägt also nicht jede Technologie denselben Anteil zur Wärmeversorgung bei, sondern jede Technologie wird mit Hinsicht auf ihre Potenziale gleichermaßen ausgeschöpft. Dabei wird auch die mögliche Markthochlaufgeschwindigkeit einzelner neuerer Technologien berücksichtigt. Ziel des Versorgungsmixes ist nicht die Minimierung der Kosten, sondern ein möglichst ausgewogener Mix ohne Bevorzugung einzelner Technologien, sodass dieses Szenario anlagenseitig als möglichst neutrale Referenz dienen kann. Dass trotzdem eine massive Umstrukturierung des Anlagenmixes im Vergleich zu heute in diesem Szenario erfolgt, ist den hohen THG-Minderungszielen geschuldet, mit denen die weitere Verwendung der heutigen Wärmeerzeugung unmöglich wird.

Es werden auch künftig neue Gas-Brennwertkessel installiert, wenn auch in vermindertem Maße. Sie werden nur noch zum Teil mit Erdgas betrieben, da in die Gasnetze auch Biogas und PtG eingespeist werden. Auch werden viele Gasheizungen durch eine hybride Luft/Wasser-Wärmepumpe oder einen elektrischen Heizstab ergänzt, die in Zeiten hoher Stromproduktion Wärme bereitstellen.

In den Szenarien **Effizienz + EE, Effizienz + WP** und **Effizienz + PtG** wird die Energieeffizienz in Gebäuden jeweils im gleichen Maß verbessert. Die Anforderungen werden in einer einzigen Stufe im Jahr 2021 moderat gegenüber dem aktuellen Trend verschärft. Der Anteil der Pinselsanierungen sinkt weniger deutlich als im Szenario Effizienz² auf 6 Prozent im Jahr 2050. Gleichzeitig steigt der Anteil der geförderten, über das Mindestmaß hinaus ambitionierten Sanierungen bis 2050 auf 11 Prozent. Auch in diesen Szenarien mit geringerer Effizienz werden alle Sanierungen im Kopplungsprinzip zusammen mit den ohnehin erforderlichen Instandhaltungsarbeiten durchgeführt. Allerdings werden die Bauteile nicht regelmäßig instand gehalten, sondern die empfohlenen Nutzungsdauern werden im Vergleich zum Szenario Effizienz² um rund 10 Prozent ausgedehnt, sodass ein geringer systematischer Sanierungsstau entsteht. Der Endenergieverbrauch wird bis 2050 um 34 Prozent gesenkt.

Um trotzdem dieselbe Treibhausgasminderung wie im Szenario Effizienz² zu erreichen, werden im Szenario **Effizienz + EE** vermehrt Erneuerbare Energien in Form von Solarthermie beziehungsweise

Holzheizungen und Wärmepumpen eingesetzt. Wärmenetze tragen in diesem Szenario ebenfalls einen großen Anteil zur Wärmeversorgung bei, da die Potenziale von Solarthermie und Biomasse nicht für eine vollständige Abdeckung des Bedarfs ausreichen. Dabei werden sowohl vorhandene Wärmenetze nachverdichtet als auch neue Wärmenetze – zumeist als Nahwärme- oder Quartiersversorgung – errichtet. Da die Wärmenetze letztlich die Lücke zur Zielerreichung schließen müssen, werden auch Netze in weniger geeigneten Gebieten errichtet. Wärmepumpen werden in diesem Szenario etwas stärker zugebaut als in Effizienz², jedoch geringer als im Szenario Effizienz + WP.
Um das verfügbare Brennholz möglichst effizient zu nutzen, wird es vermehrt in Pelletkesseln und Holzvergaserkesseln verbrannt. Scheitholzöfen sind gegenüber anderen Szenarien reduziert. Solarthermie wird in dezentralen Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung nutzbar gemacht. Im Jahr 2050 haben 69 Prozent aller Gebäude eine solche Anlage auf dem Dach.

Die Entwicklung der Effizienz in Gebäuden verläuft im Szenario **Effizienz + WP** analog zum Szenario Effizienz + EE. Die geringere Effizienz gegenüber dem Szenario Effizienz² wird in diesem Szenario überwiegend mit dezentralen Wärmepumpen kompensiert. Um auf diesem Weg das Sektorziel des Klimaschutzplans für den Gebäudebereich im Jahr 2030 zu erfüllen, ist ein extrem steiler Markthochlauf der Wärmepumpen erforderlich. Der Anteil an den jährlich installierten Wärmeerzeugern steigt von 13 Prozent im Jahr 2020 auf 51 Prozent im Jahr 2030. 2050 beträgt dieser Marktanteil dann 81 Prozent. Das heutige Verhältnis von Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Sonden zu Luft/Wasser-Wärmepumpen bleibt auch künftig bei rund 30 zu 70 Prozent. Andere Wärmequellen wie Erdkollektoren oder Brunnen bleiben mit je einem Prozent der errichteten Wärmepumpen im Markt. Es wird unterstellt, dass die Effizienz von Wärmepumpen auch in Zukunft verbessert wird und die Leistungskoeffizienten (COP) auf bis zu 5,70 (Sole) beziehungsweise 4,85 (Luft) steigen.[29] Da Wärmepumpen in Gebäuden mit geringerem Wärmebedarf effizienter funktionieren, werden sie nur in Gebäuden installiert, deren Nutzwärmebedarf unter 120 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr liegt. Die Jahresarbeitszahlen werden in Abhängigkeit der erforderlichen Vorlauftemperaturen im Heizungssystem berechnet. Gebäude, die aufgrund ihres zu hohen Nutzwärmebedarfs nicht mit Wärmepumpen beheizt werden können, weichen auf Gas-Brennwertkessel, Wärmenetze oder Holzheizungen aus.

Im Szenario **Effizienz + PtG** entwickelt sich die Effizienz im Gebäudebereich ebenfalls wie im Szenario Effizienz + EE. Auch hier wird bis 2050 eine Endenergieeinsparung von 34 Prozent erreicht. Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird in diesem Szenario ein Schwerpunkt auf PtG gesetzt. Innerhalb Deutschlands stehen im Jahr 2050 für die PtG-Erzeugung im Rahmen der optimierten Stromerzeugung und -verwendung rund 18,5 Terawattstunden zur Verfügung. Damit wird eine PtG-Menge von rund 11 Terawattstunden erzeugt und eingespeist. Darüber hinaus benötigte PtG-Mengen werden importiert. Der jährliche PtG-Import steigt bis zum Jahr 2050 auf 177 Terawattstunden an. In diesem Szenario entwickelt sich der Wärmeerzeugermarkt dennoch weiter, wenn auch nicht so rasch wie in den obigen Szenarien. Von den Wärmeerzeugern, die im Jahr 2030 neu installiert werden, sind 22 Prozent Wärmepumpen. Das entspricht rund einer Verdoppelung gegenüber 2017. Im Jahr 2050 beträgt der Marktanteil der Wärmepumpen dann 52 Prozent. Auch Holzfeuerungen, Wärmenetze und Solarthermieanlagen wachsen in dem Szenario schneller als bisher. Es wird unterstellt, dass der hohe Ambitionsgrad der Gebäudeziele mittelbar auch bei diesen Technologien zu einem Wachstum führt.

29 Die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen werden modellendogen berechnet aus dem COP und der Vorlauftemperatur im Heizungssystem.

Rahmendaten der Szenarien — Abbildung 6

Effizienz[2]	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
einheitliches Emissionsziel: -55 % THG in 2030; -87,5 % THG in 2050 (gegenüber 1990). Einhaltung der Sektorziele Gebäude und Verkehr des Klimaschutzplans				
Energieverbrauch -44 %	Energieverbrauch -34 %			Energieverbrauch -27 %
-29 % Bauteil-anforderungen	-11 % Bauteilanforderungen			-6 % Bauteil-anforderungen
Sanierungsrate bis zu 2,2 %	Sanierungsrate bis zu 1,7 %			Sanierungsrate bis zu 1,3 %
	Lückenschluss durch WP, Solarthermie, Wärmenetze	Lückenschluss durch WP	Lückenschluss durch PtG-Import (bis 177 TWh/a)	Lückenschluss durch PtG-Import (bis 289 TWh/a)

ifeu

Abweichend von den Effizienz+X-Szenarien wird im **BAU+PtG-Szenario** der Fall abgebildet, dass die Effizienz im Gebäudebereich nur dem Trend der letzten Jahre folgt. Die Mindestanforderungen an Bauteile und die Anforderungen an ambitionierte Sanierungen in diesem Szenario bleiben zunächst unverändert. 2031 erfolgt eine Verschärfung der Bauteilanforderungen um rund fünf Prozent. Die Anforderungen werden auch 2050 von 16 Prozent der Sanierer nicht vollzogen. Der Anteil der geförderten, ambitionierten Sanierungen steigt bis 2050 leicht bis auf sechs Prozent an. Alle Sanierungen werden stets mit ohnehin erforderlichen Instandhaltungsarbeiten gekoppelt. Jedoch werden die Instandhaltungen bis weit über die übliche Nutzungsdauer der Bauteile aufgeschoben. Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung verzeichnen nur einen sehr langsamen Marktzuwachs.

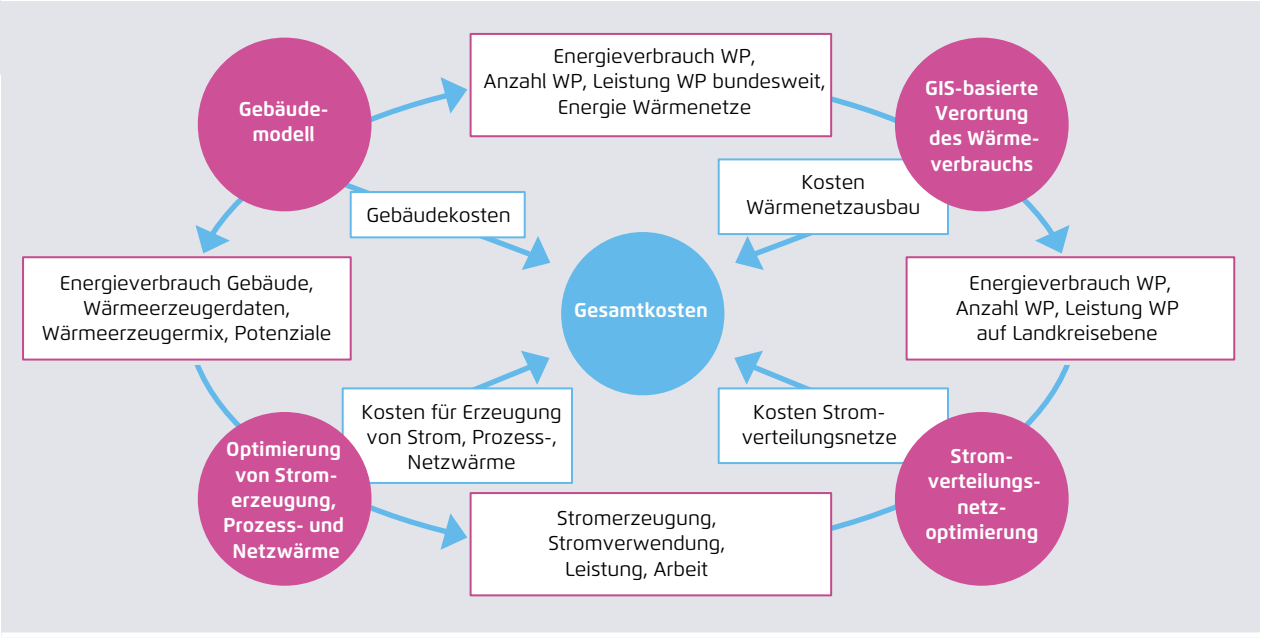
In diesem Szenario folgt auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Gebäuden nur dem Trend. Um dennoch das Sektorziel 2030 des Klimaschutzplans und die Klimaschutzziele für 2050 zu erfüllen, wird PtG in Gas-Brennwertkesseln eingesetzt. Diese haben 2030 noch einen Marktanteil von 61 Prozent und im Jahr 2050 von 43 Prozent. Für die inländische PtG-Produktion stehen in diesem Szenario 15 Terawattstunden Strom pro Jahr im Jahr 2050 zur Verfügung, aus denen rund neun Terawattstunden PtG erzeugt werden. Weitere 289 Terawattstunden PtG müssen in diesem Szenario importiert werden.

2.2.2 Eingesetzte Modelle

Um die Gebäudeszenarien in Rückkopplung mit dem Gesamtsystem sektorübergreifend darstellen und bewerten zu können, werden vier Modelle gekoppelt: das Gebäudemodell GEMOD (ifeu), der Wärmeatlas Deutschland (ifeu/GEF), das Strommarktmodell SCOPE (Fraunhofer IEE) und das Netzanalysemodell EXOGEN (Consentec). In Abbildung 7 ist der Datenfluss der Modellkopplung dargestellt.

Im **Gebäudemodell GEMOD** wird die Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserverbrauchs in

Informationsfluss zwischen den eingesetzten Modellen und Zusammenführung der Ergebnisse Abbildung 7



ifeu

Wohn- und Nichtwohngebäuden modelliert. Über die geometrische Aufgliederung der Hüllfläche in einzelne Bauteile, denen spezifische energetische Eigenschaften zugeordnet werden, ermöglicht GEMOD eine EnEV-konforme Berechnung des Raumwärmebedarfs auf Einzelgebäudeebene. Die Wärmeverbrauchsberechnung von Gebäudebeständen ist über hinterlegte typspezifische Daten und einen Bedarfs-/Verbrauchsabgleich möglich. Energetische Sanierungsszenarien können auf Grundlage von Austauschraten einzelner Bauteile (Sanierungsrate) und deren energetischer Qualität (Sanierungstiefe) sowie anhand von gebäudetypspezifischen Abriss- und Neubauraten simuliert werden. Zusätzlich erlaubt GEMOD eine sehr detaillierte Zuordnung von Wärmeerzeugern für Raumwärme und Warmwasser, Wärmeverteil- und Übergabeverlusten. Die Anlagenverluste werden in enger Anlehnung an DIN V 4701-10 berechnet. Damit können Energieverbrauch und -bedarf sowie Treibhausgasemissionen von Einzelgebäuden und Gebäudebeständen berechnet werden. In GEMOD werden die Potenzialgrenzen für Effizienzmaßnahmen und Erneuerbare Energien berücksichtigt. In GEMOD werden zudem die Kosten für die Investitionen in Gebäudehülle und Wärmeerzeuger bestimmt. Aus GEMOD werden die Daten zum Endenergieverbrauch nach Energieträger und Gebäudetyp an das Systemoptimierungsmodell SCOPE vom Fraunhofer IEE übergeben; ebenso Anzahl, Energieverbrauch und Heizlast der Gebäude, die für den Einsatz von Wärmepumpen geeignet sind.

Das **Gesamtenergiesystemmodell SCOPE** vom Fraunhofer IEE ist ein Optimierungsmodell zur sektorübergreifenden Ausbauplanung. Dieses Modell optimiert bezüglich Anlageinvestitionen und -einsatz sowohl den Strom- als auch den Wärmemarkt – unterteilt in fünfzehn Gebäudetypen und drei Industrieprozesswärmebereiche – unter den vorgegebenen Randbedingungen verschiedener Verkehrsszenarien, der Entwicklung der nicht energetischen Emissionen und der Effizienzentwicklung in den einzelnen Bereichen. Ziel der Optimierung ist die

Minimierung der Gesamtsystemkosten. Nebenbedingungen sind die Einhaltung der Klimaschutzziele, die Gewährleistung der Lastdeckung in den einzelnen Verbrauchergruppen und die Berücksichtigung von Bestandsanlagen und -kraftwerken. Der geografische Betrachtungsraum kann dabei sowohl Europa als auch Deutschland sein. Vom aktuellen regulatorischen Rahmen wird abstrahiert, das heißt, die Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen wird nicht berücksichtigt. Im Modell werden alle Rückkopplungen des Gesamtsystems geschlossen berücksichtigt und endogen in einer linearen Programmierung optimiert. Dabei wird ein komplettes historisches Wetterjahr in stündlicher Auflösung durchgerechnet, um der Nutzung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in allen Energiesektoren Rechnung zu tragen. Im Bereich der Wärmepumpen wird die Abhängigkeit der Effizienz von der Außentemperatur dynamisch über technologie- und gebäudespezifische COP-Kennlinien abgebildet. Damit können die Auswirkungen des Wärmepumpeneinsatzes auf die Spitzenlast im Strombereich erfasst werden. Im Pkw-Bereich werden die mit der Nutzung von Elektroautos zusammenhängenden Restriktionen anhand von Fahrprofilen und Batteriefüllständen im Modell abgebildet.
Das Modell SCOPE errechnet die Systemkosten für die Energiebereitstellung zur Stromversorgung, Prozesswärmeerzeugung und Wärmenetzeinspeisung. Es folgt dabei einem Optimierungsansatz, um die Nachfrage aus GEMOD und den anderen Sektoren unter Berücksichtigung der Ziele volkswirtschaftlich kostenoptimal zu decken.
IEE und ifeu verfügen über eine abgestimmte Schnittstelle zum Austausch von Simulationsdaten, welche auf einer Differenzierung von 15 Gebäudetypen basiert (<50 kWh/m²a; 50–120 kWh/m²a; >120 kWh/m²a – EFH; MFH; drei Klassen von Nichtwohngebäuden) und im Rahmen des laufenden Projektes *Treibhausgasneutrales und Ressourcenschonendes Deutschland* für das UBA ebenfalls eingesetzt wird.
Die Ergebnisse zu elektrischen Spitzenlasten und Strommengen werden aus SCOPE an das Stromnetzmodell EXOGON übergeben, um die Netzbelastung durch Stromerzeugung abzubilden.

Der **Wärmeatlas Deutschland (WAD)** wurde erstellt von der GEF Ingenieur AG, der Geomer GmbH und Casa Geo Data + Services GmbH und wird derzeit gemeinsam mit ifeu weiterentwickelt. Der Wärmeatlas ermöglicht eine regionale Verortung der Wärmenachfrage in Wohngebäuden in einem geografischen Informationssystem (GIS). Der Wärmeatlas Deutschland basiert auf den georeferenzierten Grundflächen aller zum 31. Dezember 2012 von den Vermessungsämtern erfassten 49 Millionen Wohn-, Nichtwohn- und Nebengebäuden, die in einer Gebäudedatenbank hinterlegt sind. Rund 17,4 Millionen Wohngebäude sind zusätzlich den Gebäudetypen nach der Gebäudetypologie des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) zugeordnet und mit einer Energiebezugsfläche versehen, über die eine Berechnung des zu erwartenden Wärmeverbrauchs möglich ist.[30] Die Zuordnung zu den IWU-Gebäudetypen und Energiebezugsflächen erfolgte anhand der Parameter Adressinformation, Haushaltszahl und Bebauungsart (freistehend, nicht freistehend, benachbarte Gebäude).[31] Im Projekt *Anlagenpotenzial* wurde der Wärmeatlas mit GEMOD gekoppelt.[32] Um eine konsistente energetische Abstraktion des Gebäudebestandes als Grundlage für die GIS-Analyse der Anlagenpotenziale zu schaffen, wurde die Datengrundlage des Wärmeatlas mit den Berechnungsgrundlagen von GEMOD sowohl für das Basisjahr 2011 als auch für die energetischen Sanierungsszenarien 2030 und 2050 abgeglichen. Die im Wärmeatlas ursprünglich hinterlegten Wärmebedarfswerte für das Basisjahr 2011 wurden im Sinne einer einheitlichen Modellentwicklung nicht verwendet. Das Ergebnis ist ein räumlich

30 IWU: *Datenbasis Gebäudebestand*, Darmstadt, 2010

31 GEF Ingenieur AG, Geomer GmbH, Casa Geo Data + Services GmbH 2014

32 Beuth HS, ifeu: Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich, Berlin, 2017

hochauflösendes Modell der Wärmeverbrauchsentwicklung im Gebäudebestand.

Die Netzbelastung durch Wärmepumpen wird aus GEMOD übernommen und zunächst an den Wärmeatlas Deutschland (WAD) übergeben. Der Wärmeatlas berechnet die regionale Spitzenlast durch Wärmepumpen auf Ebene der Landkreise. Diese räumlich aufgelösten Lasten werden an EXOGON übergeben und bilden – zusammen mit der Leistung der Erzeuger – die Grundlage für die Auslegung der Stromverteilungsnetze.

Aufbauend auf dem Wärmeatlas steht das **Wärmenetzmodell des ifeu** zur Verfügung. Es ermöglicht dynamische Auswertungen der Wechselwirkungen zwischen der räumlichen Entwicklung des Wärmeabsatzes und den relevanten Kostenparametern von Wärmenetzen über trassenbezogene Wärmeabsatzdichten in kleinräumigen Wärmenetzzellen. Mithilfe des Wärmenetzmodells können die Investitions- und Betriebskosten von zugebauten Wärmenetzen in den Szenarien ermittelt werden. Im Wärmenetzmodell werden ebenfalls die Kosten für den erforderlichen Ausbau der Wärmenetze berechnet. Zu diesem Zweck wird die Energiebereitstellung durch Wärmenetze aus dem Gebäudemodell GEMOD übernommen.

Modellnetzanalysewerkzeug EXOGON: Zur Ermittlung der Auswirkungen verschiedener Entwicklungen des Gebäudestrombedarfs auf die Verteilungsnetze wurde der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse gewählt. Der Modellnetzanalyse liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, sodass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen diesen Eingangsgrößen (räumliche Verteilung sowie Höhe und zeitlicher Verlauf der Leistung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, übliche Vorgaben zur Netzauslegung) und den Ausgangsgrößen (Mengengerüst der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen und folglich Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungen des Gebäudestrombedarfs auf die Stromverteilungsnetze jedoch exakt und im Detail zu analysieren, müsste eine Vielzahl von individuellen Einflussfaktoren, zum Beispiel Standorte, Leistung und Charakteristik von Lasten und dezentralen Erzeugungsanlagen, spezifische lokale Netzauslegungen, genaue Lage für zusätzlich benötigte Leitungen verfügbarer Trassen etc., mit hoher Genauigkeit berücksichtigt werden. Dies ist im Rahmen dieser Studie jedoch aus Aufwandsgründen weder vertretbar und insbesondere mit Blick auf in der Zukunft erst zu errichtende Lasten, Erzeugungsanlagen und Netzbetriebsmittel auch gar nicht möglich. Darüber hinaus erscheint es auch nicht notwendig, denn die wesentlichen technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf die Stromverteilungsnetze sollen näherungsweise quantifiziert und nicht in hohem Detailgrad mit großer räumlicher Auflösung exakt berechnet werden, um relevante Unterschiede zwischen den Szenarien herauszuarbeiten.

2.3 Rahmenbedingungen

2.3.1 Nationaler Rahmen

In ihrem Energiekonzept gibt die Bundesregierung eine Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) von 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 vor.[33] In der vorliegenden Studie erreichen alle Szenarien die Mitte dieses Zielbereiches, also eine **THG-Vermeidung von 87,5 Prozent im Jahr 2050** für alle nach Kyotoprotokoll relevanten Emissionen. Für das Jahr 2030 wird sowohl die angestrebte Reduktion der Gesamtemissionen um 55 Prozent gemäß Energiekonzept 2010 eingehalten als auch die Reduktion der

33 Bundesregierung: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010

Emissionen in den einzelnen Handlungsfeldern gemäß Klimaschutzplan 2050 (Sektorziele).[34]

Die Treibhausgasemissionen werden gemäß Klimaschutzplan 2050 im Quellprinzip bilanziert – ein akzeptierter Standard, der auch für die Berichterstattung der Klimarahmenkonvention genutzt wird. So wird zum Beispiel der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Gebäuden der Energiewirtschaft zugerechnet. Dem Gebäudebereich werden nur die direkten Emissionen aus zum Beispiel Öl- und Gasheizungen angerechnet. Die Emissionen werden in CO_2-Äquivalenten angegeben.

Die Bevölkerungsentwicklung wird übernommen aus der Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes.[35] Um die seit 2015 de facto erfolgte Zuwanderung zu berücksichtigen, wird die Prognosenvariante 2 verwendet (Kontinuität bei stärkerer Zuwanderung).

2.3.2 Rahmenbedingungen im Gebäudebereich

Neben der Bevölkerungsentwicklung ist die Entwicklung der Pro-Kopf-Wohnfläche entscheidend für die Gesamtwohnfläche. Sie folgt bis 2030 der Prognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR).[36] Für die weiteren Jahre bis 2050 werden die Werte der Energiereferenzprognose übernommen.[37] Aus der Entwicklung der Bevölkerungs- und der Pro-Kopf-Wohnfläche leitet sich die Entwicklung der Gesamtwohnfläche ab. Im Vergleich zu anderen Szenarioberechnungen liegt sie 2050 etwa 4 Prozent höher.[38] Durch diese – in Bezug auf die Treibhausgasemissionen – eher pessimistische Annahme wird die Zielerreichung zusätzlich erschwert beziehungsweise werden gegenüber früheren Szenarien entschlossenere Maßnahmen erforderlich.

Die Neubaurate im Wohngebäudebereich bleibt über den Betrachtungszeitraum konstant bei 0,6 Prozent pro Jahr. Bei Nichtwohngebäuden fällt die Neubaurate bis 2050 von 1,1 auf 0,9 Prozent. Die Abrissrate schließt auch nicht genutzte Gebäude ein. Sie steigt bei Wohngebäuden von 0,03 auf 0,7 Prozent und bei Nichtwohngebäuden von 0,05 auf 1,1 Prozent an. Der erhöhte Abriss ist erforderlich, weil nach 2040 die Bevölkerung schrumpft und der Bedarf an Gebäudeflächen abnimmt.

Die Anforderungen an zu errichtende Gebäude sind in allen Szenarien gleich und entsprechen etwa dem Effizienzhaus-55-Niveau der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW).

Der Energieverbrauch im Gebäudebereich wird in enger Anlehnung an die Berechnungsvorschriften der EnEV berechnet. Er umfasst den Verbrauch für Raumwärme, Brauchwassererwärmung, Lüftung und Hilfsenergie. Der Energieverbrauch für Kühlung im Gebäudebereich wird aus exogenen Quellen übernommen.[39] Die hinterlegten Klimadaten für Heizung und Kühlung berücksichtigen eine lineare Klimaerwärmung in Deutschland um ein Kelvin bis zum Jahr 2050.

34 BMUB: *Klimaschutzplan 2050*, 2016

35 Destatis/Statistisches Bundesamt: *Bevölkerung Deutschlands bis 2060. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung,* Wiesbaden, 2015

36 BBSR: *Eigentümerquote und Pro-Kopf-Wohnfläche*, Berlin, 2015

37 Prognos, EWI, GWS: *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose,* Basel, Köln, Osnabrück, 2014

38 Prognos, ifeu, IWU: *Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude*, Berlin, Heidelberg, Darmstadt, 2015

39 BMWi: *Effizienzstrategie Gebäude*, 2015

Die Abweichung zwischen berechnetem Energiebedarf und tatsächlichem Energieverbrauch wird mithilfe empirisch basierter Verbrauchsfaktoren berücksichtigt (Rebound-Effekt).[40]

2.3.3 Rahmenbedingungen für Industrie- und GHD-Prozesswärme

Der Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) variiert zwischen den betrachteten Szenarien je nach deren Ausrichtung. Der Prozesswärmebedarf dagegen bleibt in allen Szenarien gleich, die Energieträger zu seiner Deckung werden – je nach Verfügbarkeit und Kosten – kostenoptimal zusammengestellt. Der Gesamtenergieverbrauch in Industrie- und GHD-Sektor folgt den Klimaschutzszenarien der zweiten Modellierungsrunde.[41] Im Jahr 2030 orientiert er sich am Klimaschutzszenario -80 Prozent THG. Im Jahr 2050 entspricht er dem Mittelwert der Klimaschutzszenarien -80 Prozent THG und -95 Prozent THG. Der Endenergiebedarf für Prozesswärme beträgt im Ausgangsjahr 2010 rund 1.000 Terawattstunden pro Jahr. Im Modell wird der Industrieprozesswärmebedarf auf drei Temperaturniveaus aufgeteilt, die jeweils mit unterschiedlichen Technologien abgebildet werden. Die Versorgung des Temperaturbereichs < 500°C in den Jahren 2030 und 2050 wird modellendogen kostenoptimal durch das Energiesystemmodell ermittelt. Im Jahr 2030 werden dabei bestehende KWK-Anlagen berücksichtigt, die bis dahin noch entsprechend ihrer Lebensdauer existieren. Das zugrunde liegende KWK-Potenzial basiert auf der Studie von Prognos und ifam.[42] Der Prozesswärmebedarf ist in Anhang 3 dargestellt.

2.3.4 Rahmenbedingungen im Verkehrssektor

Der Einsatz von Energieträgern im Verkehrssektor folgt in allen betrachteten Szenarien demselben Pfad. Als zentrale Maßnahme zur Dekarbonisierung des Straßenverkehrs wird Elektromobilität mit E-Pkw und elektrischen Lkw unterstellt. Der motorisierte Individualverkehr (MIV) wächst entsprechend der BMVI-Verkehrsverflechtungsprognose bis zum Jahr 2030 an, obwohl auch Maßnahmen zur Verlagerung auf die Schiene unterstellt wurden.[43] Nach dem Jahr 2030 folgt die Prognose dem Trendszenario der Studie *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050* des Umweltbundesamtes.[44] Der Schwerlastverkehr auf der Straße nimmt bis 2050 um circa 60 Prozent zu.

Für den Bereich Pkw und leichte Nutzfahrzeuge (LNF) wird ein bestehender Simulationslauf des Fahrzeugbestandsmodells des Fraunhofer IEE verwendet. Hiernach beträgt der Bestand elektrisch angetriebener Fahrzeuge im Jahr 2030 zehn Millionen und im Jahr 2050 40 Millionen Stück. Bei fossilen Kraftstoffen wird für das Jahr 2030 das heutige Verhältnis von Benzin zu Diesel und Erdgas unterstellt; für 2050 jeweils zu gleichen Teilen Benzin und Diesel. Inwieweit der aktuelle Rückgang des Dieselanteils aufgrund des Dieselskandals einen langfristigen Trend begründen wird, ist noch nicht ausreichend absehbar. Das Energiesystemmodell SCOPE beinhaltet individuelle elektrische Fahrprofile. Aggregiert bilden sie die Flexibilität einer möglichen Lastverschiebung ab. Im Bereich schwere Nutzfahrzeuge (SNF) wird die Einführung des Oberleitungs-Lkw als zentrale Klimaschutzmaßnahme unterstellt. Das OH-Lkw-Szenario der Studie *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050* wird dazu auf das höhere Verkehrsaufkommen skaliert. Für die Elektrifizierung des Busverkehrs wird vereinfacht auf weitere Analysen des ifeu

40 IWU: Tabula: *Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen* Wohngebäuden, Darmstadt, 2015

41 Öko-Institut, Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050*, 2. Endbericht, Berlin, 2015

42 Prognos, ifeu, IWU: *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*, 2015

43 BMVI: *Verkehrsverflechtungsprognose 2030.* Schlussbericht Los 3 – Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs, 2014

44 ifeu: *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050,* Heidelberg, 2016

zurückgegriffen. Das Emissionsziel für 2030 beträgt 95 bis 98 Millionen Tonnen CO_2. In der Simulation wurden 98 Millionen Tonnen CO_2 (-40 Prozent) unterstellt. Für 2050 wird kein explizites Sektorziel unterstellt.

Der Anteil von Biokraftstoffen im nationalen Verkehr schrumpft von 34 Terawattstunden im Jahr 2010 auf 29,5 Terawattstunden im Jahr 2016 und 20,7 Terawattstunden in den Jahren 2030 und 2050 und im internationalen Flugverkehr werden für das Jahr 2050 12,1 Terawattstunden Biokerosin unterstellt.

Die Dekarbonisierung des internationalen Flug- und Seeverkehrs und die Deckung des Brennstoffbedarfs im Bereich der stofflichen Nutzung erfordert in allen Szenarien einen langfristigen PtL-Import von circa 450 Terawattstunden pro Jahr. Dies entspricht dem Mittelwert zwischen Trend- und Klimaschutzszenario beziehungsweise dem -80-Prozent- und -95-Prozent-THG-Klimaschutzszenario.[45, 46]

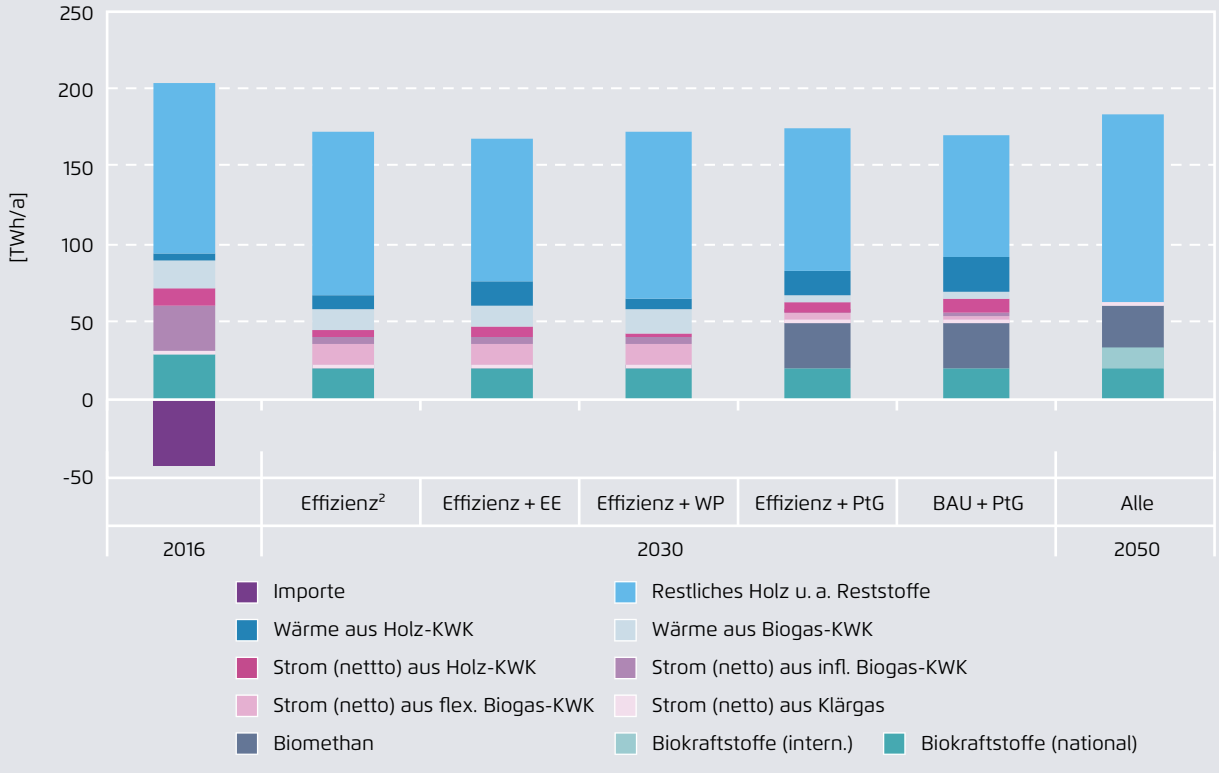
2.3.5 Rahmenbedingungen für Biomasse

Das Biomassebudget ist für alle untersuchten Szenarien konstant. Die Biomassenutzung basiert auf der Studie *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr* für ein Zwei-Millionen-Hektar-Szenario für Nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) mit Fokus auf Kraftstofferzeugung und Biogasnutzung aus Sicht von Fruchtfolgen und Nutzung der Koppelprodukte in

45 ifeu: *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*, Heidelberg, 2016

46 Öko-Institut, Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050*, 2. Endbericht, Berlin, 2015

Nutzung von Biomasse im Vergleich der Szenarien — Abbildung 8



Fraunhofer IEE

der Kraftstofferzeugung ohne Biomasseimporte.[47] Die Werte stimmen weitestgehend mit dem Klimaschutzszenario -95-Prozent-THG überein. Langfristig wird angenommen, dass Biogas in die Netze eingespeist wird, da Biogas-KWK aufgrund der saisonalen Einsatzzeiten technisch und ökonomisch nicht mehr sinnvoll erscheint.

Das Szenariojahr 2030 ist dagegen noch von Bestandsanlagen gekennzeichnet. Diese umfassen sowohl flexible Biogas-BHKW (Zweifach-Überbauung, ca. 4.000 Volllaststunden) als auch inflexible Holzheizkraftwerke und noch einen kleineren Anteil inflexibler Biogasanlagen. Die entsprechenden Erzeugungen werden im Strommarkt und in der Fernwärme berücksichtigt. Weitere inflexible Biomassemengen werden nach dieser Methodik sowohl 2030 als auch 2050 im Bereich Klärgase und Müllverbrennung berücksichtigt.

Da das Biomassebudget in allen Szenarien konstant ist, resultieren Unterschiede nur aus den unterschiedlichen Wirkungsgraden bei der Biomassenutzung. Je mehr Holz dezentral in der Gebäudewärme eingesetzt wird, umso weniger steht für den Bereich Fernwärme und Industrieprozesswärme zur Verfügung. Dies wirkt sich auch auf die Anzahl der Holzheizkraftwerke im Jahre 2030 aus. Zum anderen wird in den PtG-Szenarien bereits im Jahr 2030 teilweise Biomethan eingesetzt, um das Sektorziel für den Gebäudebereich zu erreichen. Entsprechend werden 2030 weniger Biogas-BHKW mit Vor-Ort-Verstromung eingesetzt.

Abbildung 8 stellt die Nutzung von Biomasse (ohne Müll) in den Szenarien im Vergleich dar, ohne weitere Differenzierung des Einsatzes von Holz in Heizwerken oder Heizkesseln.

47 Fraunhofer IWES et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr*, Endbericht, Kassel, 2015

2.3.6 Rahmenbedingungen für *Power-to-Gas*

Grundsätzlich steht die nationale Erzeugung von *Power-to-Gas* (PtG) auf Basis von CO_2 aus Biomasse oder Industrie im Wettbewerb zum Import von PtG aus anderen Regionen mit guten Bedingungen für Windkraft- und PV-Erzeugung (Fokus MENA-Region) oder alternativ europäischer Offshore-Windkraft ohne Netzanbindung auf Basis von CO_2 aus der Luft.

Modellendogen wird der nationale Zubau an PtG-Anlagen über die Anlagenkosten und Wirkungsgrade und die EE-Stromgestehungskosten und Rückkopplungen mit dem Energiesystem ermittelt. Der Importpreis von PtG basiert auf den Kostenberechnungen einer detaillierten Vorgängerstudie.[48]

2.4 Methodik der Kostenberechnung

Für alle Szenarien wurden die Gesamtkosten berechnet. Sie setzen sich zusammen aus den Investitionskosten für Gebäudesanierung und Anlagentechnik, den Brennstoffkosten für dezentrale Heizungsanlagen in Gebäuden, den Kosten für die Erzeugung von Strom, Prozesswärme und Wärmenetzeinspeisung, den Kosten für Ausbau und Betrieb der Stromverteilungsnetze, den Kosten für den Ausbau der Wärmenetze und den Kosten für Ausbau und Betrieb der Gasnetze. Für die Erzeugung von Strom, Prozesswärme und Wärmenetzeinspeisung, die Stromverteilungsnetze und die Gasnetze werden nicht die absoluten Kosten angegeben, sondern die Differenzkosten gegenüber dem Szenario Effizienz².

Die einzelnen Kosten, die mithilfe der Modelle bestimmt wurden, wurden kontinuierlich für den Zeitraum von 2017 bis 2050 fortgeschrieben. Sie werden als reale Kosten bezogen auf das Jahr 2015 ($Euro_{2015}$) dargestellt. Alle Investitionen werden als Annuitäten dargestellt, das heißt, sie werden linear auf

48 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

ihre Nutzungsdauer umgelegt und nur der jährliche Kostenanteil wird unter Berücksichtigung des Zahlungszeitpunktes berücksichtigt. Damit wird vermieden, dass Investitionen, die kurz vor Ablauf des Betrachtungszeitraums getätigt werden, voll in die Berechnung eingehen, obwohl sich ihr Nutzen überwiegend erst nach dem Betrachtungszeitraum auswirkt. Energie- und Brennstoffkosten werden nicht annuisiert, sondern in jedem Jahr gemäß ihrer tatsächlichen Höhe eingerechnet. Der Zahlungszeitpunkt wird mithilfe eines Diskontsatzes von 1,5 Prozent pro Jahr berücksichtigt.
Aus den fortlaufenden annuitätischen Kosten wird der Mittelwert über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2017 bis 2050 gebildet. Diese mittleren Annuitäten können direkt miteinander verglichen werden.

Insgesamt wird einer volkswirtschaftlichen Kostenlogik gefolgt. Die Investitionskosten beinhalten keine Steueraufschläge. Im Lohnkostenanteil sind keine Lohnsteuern und Lohnnebenkosten enthalten. Die Energiekosten enthalten keine pauschalen Aufschläge oder Steuern. Tatsächliche volkswirtschaftliche Kosten wie zum Beispiel der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wurden nicht über Preisumlagen sondern über die direkten Anlagenkosten ermittelt. Auch Fördermittel gehen nicht in die Berechnungen ein.

2.4.1 Kosten im Gebäudebereich

Im Gebäudemodell GEMOD werden die Investitions- und Energiekosten fortlaufend für alle Jahre des Betrachtungszeitraums berechnet. Investitionen werden aus der Anzahl und Fläche der jährlich sanierten Bauteile berechnet. Die jährliche Anzahl der Sanierungen berechnet sich aus ihrer charakteristischen Nutzungsdauer und der Ausfallwahrscheinlichkeit. Bei Dämmungen werden ein Fixkostenanteil und ein dickenabhängiger Anteil berücksichtigt. Fenster werden nach ihrer energetischen Qualität unterschieden. Die Kosten von Heizungsanlagen werden nach ihrer Nennleistung berechnet (siehe Anhang 2). Dabei wird auch berücksichtigt, dass die spezifischen Kosten je Kilowatt bei kleinen Anlagen höher sind als bei größeren. Alle Technologien sind mit spezifischen Lernkurven zur Berücksichtigung der Mengeneffekte belegt. Diese variieren zwischen den Szenarien je nach Marktentwicklung der Technologien.

2.4.2 Kosten der Bereitstellung von Strom, Prozesswärme und Wärmenetzeinspeisung

Im Energiesystemmodell SCOPE wird für ein historisches Wetterjahr (hier 2011) in stündlicher Auflösung für jedes Szenario die kostenminimale Bereitstellung von Strom, Prozess- und Fernwärme für die Stützjahre 2030 und 2050 berechnet. Grundlage ist die Einhaltung der Klimaschutzziele -55 Prozent THG beziehungsweise -87,5 Prozent gegenüber 1990 und die Einbindung in den europäischen Strommarkt. Die europäische Ausbauplanung ist den nationalen Berechnungen vorgelagert und wird auf der Grundlage des Szenarios Effizienz² für alle Szenarien berechnet. Auf Basis der hieraus resultierenden Import/Export-Zeitreihen werden die nationalen Optimierungsrechnungen für alle Szenarien durchgeführt.

Für einen Teil der Erzeugungsanlagen wie inflexible Biomasseanlagen und Anlagen für Gichtgas und Müll werden die Jahresprofile exogen vorgegeben. Der Anlageneinsatz von bestehender Wasserkraft, fossiler Kraftwerke sowie flexibler Biogas-BHKW wird im Modell optimiert. Für Windkraft- und PV-Anlagen, neue Gaskraftwerke sowie Batteriespeicher und PtG-Anlagen werden sowohl die Investitionen als auch der Anlageneinsatz modellendogen bestimmt. Dabei wird Offshore-Windkraft aufgrund der hohen Netzanbindungskosten nur entsprechend der unterstellten Mindestleistungen ausgeprägt.

Auch auf der Verbrauchsseite gibt es exogen vorgegebene Jahresprofile. Die Höhe der Stromnachfrage der herkömmlichen Anwendungen basiert auf den Angaben in den Klimaschutzszenarien.[49] Im Jahr 2030 orientiert sich der Endenergiebedarf am Klimaschutz-

49 Öko-Institut, Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050*, 2. Endbericht, Berlin, 2015

szenario -80 Prozent THG. Im Jahr 2050 setzt er sich aus dem Mittelwert der Klimaschutzszenarien -80 Prozent THG und -95 Prozent THG zusammen. Bezogen auf den Endenergieverbrauch des Jahres 2008 entspricht dies einer Reduktion um 25 Prozent.[50] Im Bereich der Hilfsenergie für Gebäude (vor allem für Lüftungsanlagen und Klimatisierung) werden eigene Annahmen und Berechnungen verwendet. Hier wurde von einem stärkeren Anstieg des Verbrauchs ausgegangen als in den Klimaschutzszenarien. Des Weiteren fällt Pumpstrom im Bereich Geothermie-Fernwärme und Luftzerlegung für industrielle CCS-Anlagen *(Carbon Capture and Storage)* an. Die Berücksichtigung dieser zusätzlichen Verbraucher erschwert die Einhaltung der Klimaschutzziele.

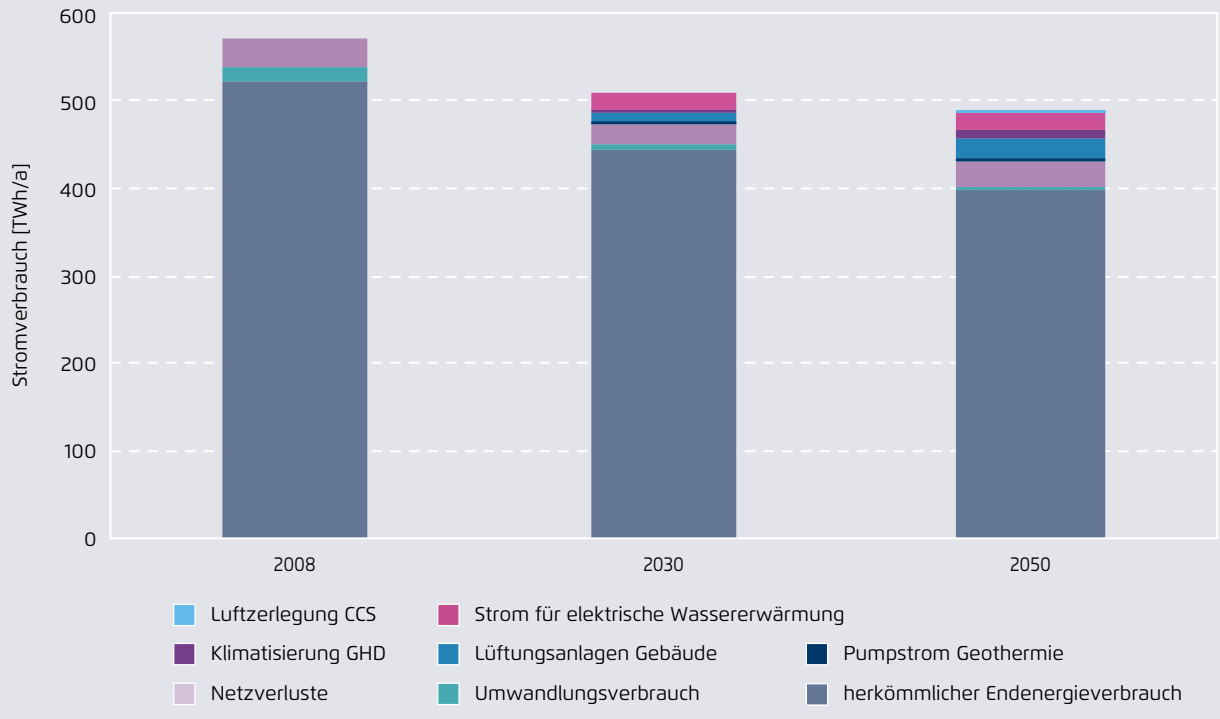
50 Die Bundesregierung hat sich in ihrem Energiekonzept das Ziel gesetzt, den Stromverbrauch in Deutschland bis 2020 um zehn Prozent und bis 2050 um 25 Prozent zu verringern (verglichen mit dem Wert von 2008).

Der exogene Stromverbrauch ist für das Szenario Effizienz² in Abbildung 9 dargestellt. Abweichungen treten zwischen den Szenarien insbesondere im Bereich Lüftungsanlagen auf.

Im Modell wird der Einsatz der flexiblen dezentralen Wärmepumpen, Hybridheizungen und Elektromobilität optimiert. Für PtH-Anwendungen (Elektrodenkessel, Großwärmepumpen) im Bereich Fernwärme und Industrieprozesswärme sowie PtG-Anlagen werden sowohl die Investition als auch der Anlageneinsatz modellendogen bestimmt.

Weitere Freiheitsgrade für die Optimierung entstehen durch die Deckung von Fernwärme und Prozesswärme (Warmwasser, Dampf, Thermoöl). Hier werden auch Heizkessel, Wärmespeicher, Solarthermie sowie nationale PtG-Erzeugung und PtG-Import in die Optimierung einbezogen.

Exogener Stromverbrauch im Szenario Effizienz² — Abbildung 9



Fraunhofer IEE

Exkursbox Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die Rolle von KWK in der Fernwärme wird sehr heterogen diskutiert, bedingt durch die Alternativen für die EE-Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, Solarthermie, Geothermie in Wärmenetzen oder dezentrale Wärmepumpen statt Netze. Dagegen gibt es im Bereich der Hochtemperaturprozesswärme der Industrie in der energiepolitischen und wissenschaftlichen Diskussion Übereinstimmung bezüglich der Notwendigkeit, KWK-Systeme (in Kombination mit Elektrodenkesseln) auszubauen und auch langfristig einzusetzen.

Im Folgenden soll deswegen die Rolle der KWK in der Fernwärme reflektiert werden. In der Diskussion lassen sich oftmals zwei gegenläufige Argumente identifizieren:

- **Pro KWK:** Es wird unterstellt, dass Wärmepumpen nicht alle Gebäudetypen versorgen können und generell, wenn es wetterabhängig einer Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken bedarf, diese über KWK immer effizienter sei als im Kondensationsbetrieb. Zudem würde über Biomasse und PtG die Versorgung der KWK-Anlagen klimaneutral werden. Wärmenetze als Hybridsysteme sind mit KWK und PtH (Elektrodenkessel oder Großwärmepumpen) in der Lage, sich flexibel an jede Wettersituation anzupassen. Als Extremposition wird unterstellt, dass für die kalte Dunkelflaute die Versorgung von einer reinen Wärmepumpen-Gebäudeversorgung aufgrund extremer elektrischer Leistungen nicht möglich sei, und deswegen eine Mischung aus KWK-Systemen und dezentralen Wärmepumpen notwendig wird.

- **Kontra KWK:** Es wird unterstellt, dass im Bereich der Niedertemperatur jede KWK-Erzeugung im Wettbewerb zu einer effizienteren EE-Wärmeerzeugung steht (dezentrale Wärmepumpen, Wärmenetze auf Basis von Großwärmepumpen, Geothermie, Solarthermie). In Zeiten, in denen nicht ausreichend Wind- oder PV-Strom verfügbar ist, aber dennoch Wärmepumpen versorgt werden müssen, wird unterstellt, dass die Stromerzeugung über GuD-Kraftwerke zur Deckung der gleichen Strom- und Wärmenachfrage weniger Gas verbraucht als über ein KWK-Kraftwerk mit Stromverlust.

Das BMWi hat die Rolle der KWK im Rahmen des Dialogprozesses Strom 2030 intensiv mit den Akteuren diskutiert und die Ergebnisse in einem Bericht veröffentlicht.[51]

Letztlich ist die langfristige Rolle der KWK stark von den Annahmen einer vollständig dekarbonisierten Welt abhängig. Analysen wie in Fraunhofer IWES 2017 gehen von einer langfristigen Energieversorgung mit einer sehr hohen Durchdringung von direkter Stromnutzung in der Sektorenkopplung aus.[52] Nur noch ein sehr geringer Einsatz von KWK (sowohl maximale Leistung als auch Jahresstromerzeugung insbesondere in der Fernwärme) ist laut dieser Studien erforderlich. Begründet wird dies durch die Flexibilität neuer

51 BMWi: *Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre – Ergebnisbericht zum Trend 7*: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei", 2017

52 Fraunhofer IWES: *Analyse eines europäischen -95 %-Klimaschutzszenarios über mehrere Wetterjahre* – Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT – Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energieversorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele, Kassel, 2017

monovalenter Stromverbraucher, durch hybride neue Stromverbraucher (mit Heizkessel oder Verbrennungsmotor), durch den europäischen Austausch und durch einen hohen nationalen Wind- und PV-Ausbau, um den hohen zusätzlichen Sektorenkopplungsstrombedarf zu befriedigen. Dieses System ist auch das effizienteste System, wenn unterstellt wird, dass Biomasse begrenzt ist und auch PtG beziehungsweise PtL in Hinblick auf den hohen Bedarf im internationalen Verkehr und der stofflichen Nutzung (siehe Kapitel 2.3.5) und den dafür notwendigen Markthochlauf Restriktionen unterliegt. Denn im Vergleich zur direkten Stromnutzung von Wind- und Solarstrom generiert die Nutzung von PtG über die Rückverstromung in KWK- oder Kondensationskraftwerken hohe Umwandlungsverluste. Grundsätzlich sind auch andere dekarbonisierte Energiesysteme mit mehr KWK-Einsatz denkbar, doch erzeugen diese zwingend einen höheren Bedarf an erneuerbaren Brennstoffen und damit an Primärenergie.

Als Gegenargument für eine KWK-Nutzung wird die dezentrale Wärmepumpe oft als technisch kritisch gesehen. Aus Sicht der Wärmepumpendurchdringung sind Restriktionen eher im Bereich von Handwerkerverfügbarkeit, Finanzierung hoher Anfangsinvestitionskosten und soziodemografischen Einflüssen (alternde Gesellschaft in strukturschwachen Regionen) in einem trägen Marktumfeld zu sehen (siehe Kapitel 3.4). Technisch sind jedoch grundsätzlich viele Optionen auch für ineffizientere Gebäude vorhanden (zum Beispiel Niedertemperaturradiatoren, Randleistenheizungen, Hybrid-Luft-Wärmepumpen im dezentralen Bereich oder erdsondenbasierte Nahwärmenetze auf Quartiersebene).

Grundsätzlich sind Wärmenetze aus Sicht der Effektivität und Kosten im hochverdichteten Siedlungsbereich das Mittel der Wahl für eine Dekarbonisierung des Gebäudebestandes. Hierbei gibt es jedoch große regionale Unterschiede in den Potenzialen, EE-Wärme einzubinden und die Temperatur bestehender Wärmenetze abzusenken und auf KWK zu verzichten. Je schlechter diese Bedingungen lokal sind, umso größer ist auch das KWK-Potenzial in diesen Netzen. Zudem ist davon auszugehen, dass sich im Bereich Fernwärme die Verwertung von zu entsorgenden Abfällen (Müllverbrennung, Altholz, Klärschlamm etc.) konzentrieren wird, worüber ein ganzjähriger inflexibler KWK-Einsatz auch langfristig eine anteilige Rolle an der Wärmeerzeugung spielen wird. Die Frage der langfristigen Rolle der Fernwärme-KWK ist hinreichend komplex und bedarf der Bewertungen von Entwicklungspfaden einschließlich aller Rückwirkungen mit dem gesamten Energiesystem und dort weiteren Entwicklungsoptionen wie etwa die Rückspeisung aus Elektrofahrzeugen (Vehicle to Grid, V2G) und es bedarf einer differenzierten Betrachtung über die verschiedenen Wärmenetze und EE-Wärmepotenziale in diesen Netzen.

In der vorliegenden Studie wird die Versorgung einheitlicher Wärmenetze des Jahres 2050 mittels einer Zubauoptimierung verschiedener KWK-Systeme kostenoptimal aus Sicht des gesamten Energieversorgungssystems bestimmt.[53] Für das Jahr 2030 wird in Hinblick auf eine Brückentechnologie rückwirkend bestimmt, inwiefern zu den KWK-Bestandsanlagen zusätzliche neue KWK-Leistungen zugebaut werden können, ohne dass diese dann den langfristigen Leistungsbedarf überschreiten.

53 Systeme jeweils in Kombinationen mit Heizwerk und Wärmespeicher: KWK + Elektrodenkessel, KWK + Großwärmepumpe, KWK-Solarthermie + Elektrodenkessel, Heizkessel + Solarthermie + Elektrodenkessel, Geothermie

2.4.3 Kosten des Stromnetzausbaus

Die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen des Gebäudestrombedarfs auf die Stromverteilungsnetze werden mit dem methodischen Ansatz der Modellnetzanalyse (MNA) untersucht. Der Modellnetzanalyse liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form zu beschreiben, sodass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen den Eingangsgrößen (räumliche Verteilung sowie Höhe und zeitlicher Verlauf der Leistung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen) und Ausgangsgrößen (Mengengerüst und Kosten der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen) untersucht werden können.

Die Auswirkungen auf Übertragungsnetze werden im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet, da die Ausbaukosten dieser Ebene von einer Reihe von Treibern – wie zum Beispiel europäischer Stromhandel oder Regionalisierung der Last- und Erzeugungsentwicklung – abhängen, die wiederum nur geringe Verknüpfungen mit den in dieser Studie im Fokus stehenden Änderungen zwischen den Gebäudeenergieszenarien aufweisen.

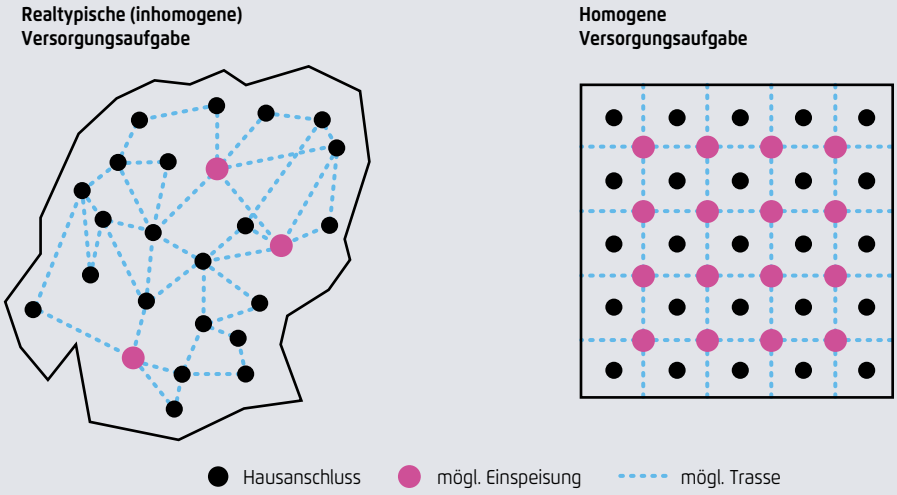
Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene – im Rahmen der Studie wurden die Leitungsebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung, die diese Ebenen verbindenden Umspannebenen sowie die Anknüpfungspunkte an das Übertragungsnetz betrachtet – umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- → Anschlusspunkte, an denen Lasten oder Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden;
- → Höchstlast, Anschlussnetzebene und Lastcharakteristik jeder einzelnen Last;
- → maximale Erzeugungsleistung, Anschlussnetzebene und Erzeugungscharakteristik jeder einzelnen Erzeugungsanlage;
- → mögliche Standorte für Umspannstationen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene;
- → mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen.

Die genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der Modellnetzanalyse in stark abstrahierter Form nachgebildet unter der Annahme einer homogenen Anordnung je Netzebene und Teilgebiet (zur Zerlegung in Teilgebiete – siehe unten und Anhang 4). Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene in einem Teilgebiet zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Teilversorgungsgebiets verteilt sind. In dieser Studie wurde Deutschland in circa 400 Teilgebiete zerlegt betrachtet, die weitgehend den Kreisen und kreisfreien Städten Deutschlands entsprechen, um einen hinreichend großen Querschnitt an unterschiedlichen Versorgungsgebietseigenschaften zu betrachten.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets beschrieben werden durch seine Fläche, die Zahl der Last- und Erzeugungsanschlusspunkte sowie die Höhe der Lasten und der Erzeugungsleistung. Abbildung 10 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe
durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse (MNA) Abbildung 10



Consentec

Die Modellnetzanalyse kann aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei den in dieser Studie relevanten Fragestellungen nach den durchschnittlichen – nicht durch individuelle Einflussfaktoren bestimmten – Zusammenhängen zwischen Versorgungsaufgabe und Netzkosten liefert sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse. Die zugrunde liegenden Versorgungsaufgaben werden in dieser Studie insbesondere durch das Vorhandensein und die Leistung von Wärmepumpen bestimmt. Zudem werden bei der Parametrierung der Modellnetzanalyse die heutigen realen Netzmengen differenziert nach Netzebenen als Randbedingung berücksichtigt. Durch diese an der Realität orientierte und in Anhang 4 näher beschriebene Kalibrierung wird erreicht, dass der mittels Modellnetzanalyse bestimmte Umfang des Netzausbaus dem real zu erwartenden Ausbauumfang entspricht.

2.4.4 Kosten von Wärmenetzen

Die Kosten für den Ausbau und den Betrieb von Wärmenetzsystemen werden getrennt für a) Gebäudebestände in Gebieten mit bestehender Versorgung über Wärmenetze im Basisjahr 2011 und b) Gebäude in Gebieten mit neu gebauten Wärmenetzen nach den Vorgaben der Szenarien für die Stützjahre 2030 und 2050 berechnet:

Die Bilanzierung umfasst ausschließlich Investitionen in die Wärmeverteilnetze inklusive Stichleitungen zu Gebäuden sowie laufende Betriebskosten und Gewinnerwartung der Wärmenetzbetreiber. Die Kosten für Wärmeübergabestationen in neu angeschlossenen Gebäuden werden als Investitionen in Anlagentechnik im Bereich „Gebäude" abgebildet. Die Kosten für die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen inklusive Aufschläge für zusätzliche Erzeugung durch Netzverluste werden im Bereich „Energiesystem" abgebildet, darin enthalten sind neben den Brennstoffkosten auch die Investitions- und Betriebskosten der Erzeugungsanlagen.

In dem Begriff „neue Wärmenetze" sind alle Wärmenetze inbegriffen, die künftig gebaut werden – auch Anlagen zur Quartiersversorgung und Nahwärmenetze. Zur Berechnung der Kosten für neue Wärmenetze wurden die künftigen Wärmebedarfsdichten in einem 500-mal-500-Meter-Analyseraster identifiziert. Die Gebiete mit der höchsten Wärmebedarfsdichte wurden mit spezifischen Investitionskosten versehen, die wiederum nach ländlichen und urbanen Gebieten differenziert wurden. Zur Berechnung der Gesamtkosten für den Wärmenetzausbau wurden die Ausbaugebiete in der Reihenfolge ihrer Wirtschaftlichkeit aufaddiert, bis die erforderliche Wärmemenge erreicht wurde.

2.4.5 Kosten von Gasnetzen

Die Gasnetzkosten setzen sich aus den Abschreibungen für Investitionen und den Kosten für Instandhaltung und Betrieb zusammen. Es wird berücksichtigt, dass die Kosten für Wartung und Instandhaltung von Gasnetzen sinken, wenn die Anzahl der angeschlossenen Gebäude zurückgeht. Einsparungen werden bei Erneuerungs- und Instandhaltungsarbeiten erzielt durch kleinere einzusetzende Rohrquerschnitte und gegebenenfalls geringere Grabenkosten. Diese Einsparungen werden aber aufgrund der langen Sanierungszyklen erst langfristig wirksam.

Bei einer langfristig angelegten Verminderung des Gasverbrauchs in Gebäuden werden Netzteile mit geringer Verbrauchsdichte rasch unwirtschaftlich. Es wird unterstellt, dass in solchen Netzteilen keine zusätzlichen Investitionen getätigt werden. Fällt der Verbrauch in solchen Netzteilen weiter, so wird unterstellt, dass der Gasnetzbetreiber diese Teile stilllegt. Für die Stilllegung werden keine zusätzlichen Kosten angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass nur vollständig abgeschriebene Netze tatsächlich stillgelegt werden.

Die Gasnetzkosten werden in diesem Projekt mit einem vereinfachten Ansatz kalkuliert. Ausgehend von den tatsächlichen Gasnetzkosten im Jahr 2017 – bestehend aus Kapitalkosten in Höhe von 5,73 Milliarden Euro und operativen Kosten in Höhe von 1,20 Milliarden Euro – werden die künftigen Kosten proportional zur Anzahl der angeschlossenen Gebäude hochgerechnet. Dabei wird unterstellt, dass das heutige Gasnetz bereits über ausreichende Kapazitätsreserven verfügt, sodass die Kosten bei einem Anstieg der angeschlossenen Gebäude konstant bleiben. Ein Rückgang der angeschlossenen Gebäude führt ohne Verzögerung zu einer Kostensenkung. Durch diesen Ansatz werden die Gasnetzkosten tendenziell unterschätzt.

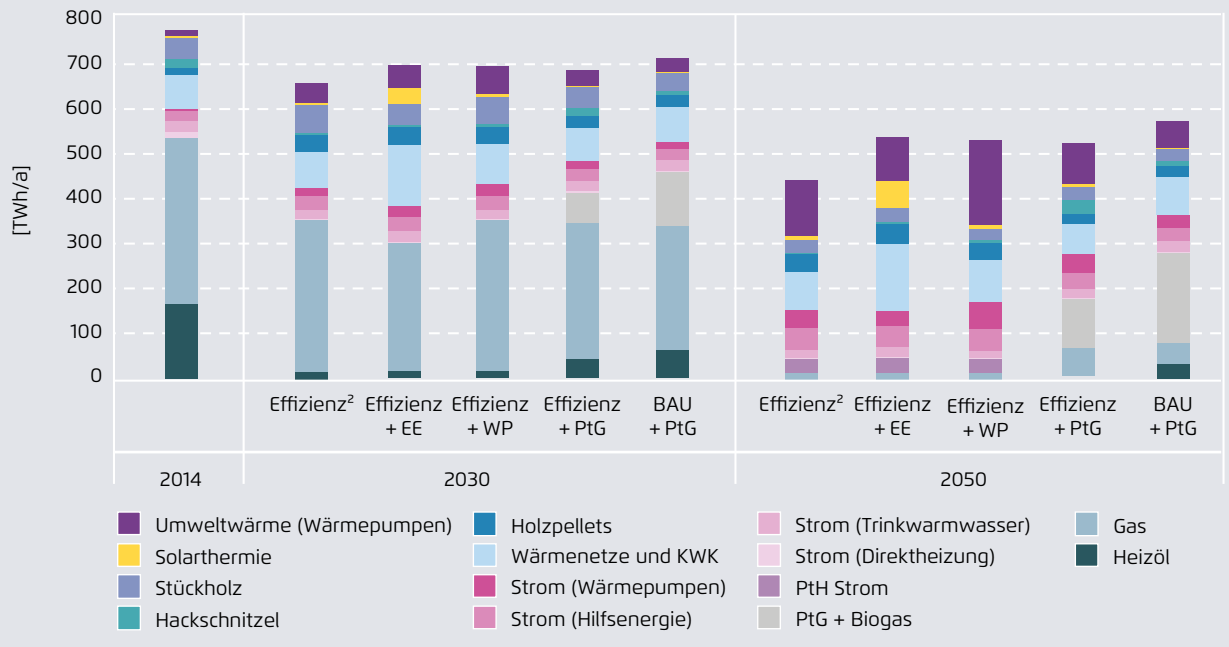
3 Ergebnisse der Szenarioberechnung

Dieses Kapitel zeigt die Ergebnisse der Szenarioberechnungen. Dies sind zum einen – neben dem Energiemix – die volkswirtschaftlichen Kosten, die nach der oben beschriebenen Methode berechnet werden. Zum anderen werden aber auch die nicht monetären und nicht technischen Aspekte von Energieeffizienz beleuchtet, das erforderliche Ambitionsniveau zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie die Chancen und Risiken, die in den verschiedenen Szenariopfaden liegen.

3.1 Energiemix für die Versorgung des Gebäudebestands in den Szenarien

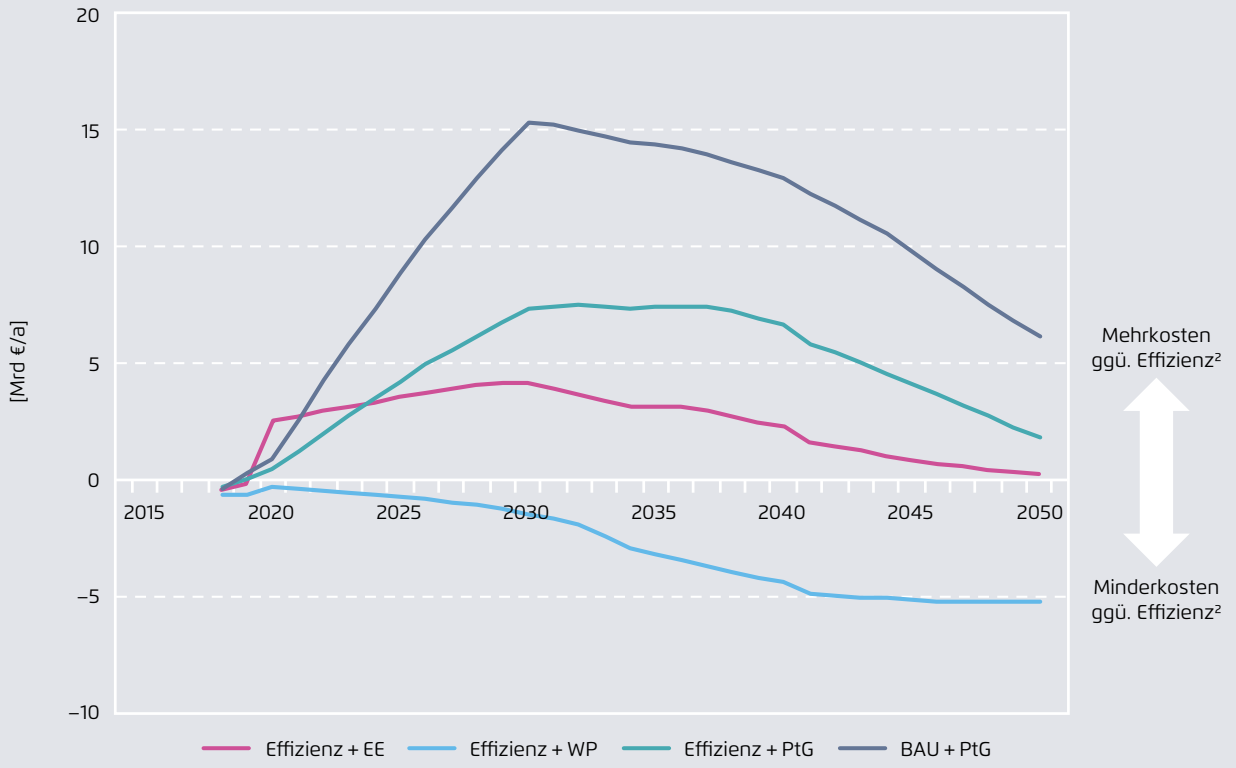
Die Entwicklung der Effizienz innerhalb der einzelnen Szenarien ist durch das Ziel der Studie vorgegeben. Mit welchem Mix von Wärmeerzeugern der Energieverbrauch gedeckt wird und wie dieser sich im Zeitverlauf entwickelt, wird modellendogen berechnet. Abbildung 11 zeigt den Endenergieverbrauch der Szenarien aufgelöst nach Energieträgern für die Jahre 2014, 2030 und 2050. Die Gesamthöhe der Säulen zeigt die Summe des Endenergieverbrauchs. Außerdem wird deutlich, wie sich der Bedarf an Gas, Öl, Strom, Wärmenetzen und Holz entwickelt. So zeigt sich zum Beispiel, dass bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien noch hohe Anteile fossiler Energieträger enthalten sind, die erst in den folgenden Dekaden durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Deutlich wird auch, dass der Anteil von Holz zur Wärmeerzeugung fast unverändert bleibt, weil das Potenzial bereits fast ausgeschöpft ist.

Vergleich des Endenergieverbrauchs
nach Brennstoffen für die Wärmeerzeugung in den Szenarien — Abbildung 11



ifeu

Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² im Zeitverlauf — Abbildung 12



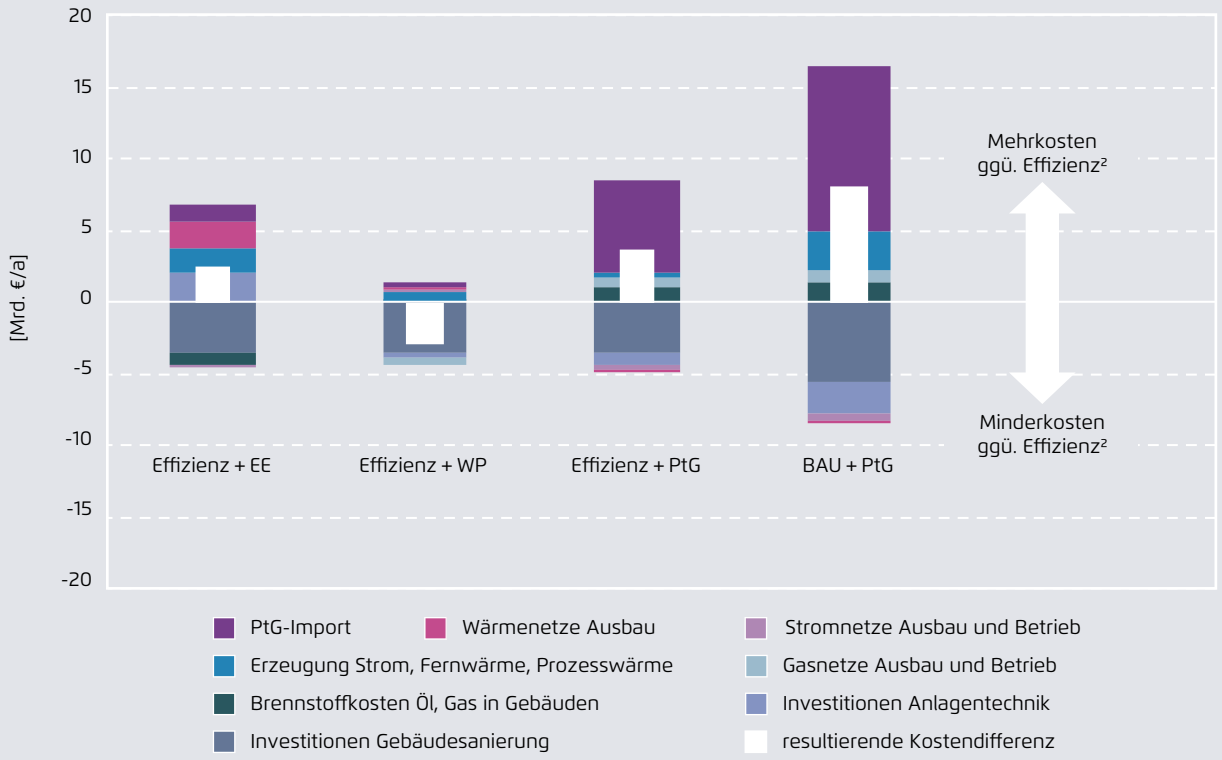
ifeu

3.2 Volkswirtschaftliche Kosten der Szenarien im Vergleich

Die Bewertung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten ist ein Maß für gesellschaftliche Vorteilhaftigkeit der Szenarien. Die Kosten der Szenarien werden als Mehr- oder Minderkosten gegenüber dem Szenario Effizienz² dargestellt, das als Vergleichsmaßstab dient. Abbildung 12 zeigt die Höhe der Kosten im Zeitverlauf. Kurven, die oberhalb der Null-Linie liegen, verursachen höhere Kosten als in Effizienz² – diejenigen unterhalb der Null-Linie niedrigere. Es wird deutlich, dass nur das Szenario Effizienz + WP geringere volkswirtschaftliche Kosten verursacht als Effizienz². Im Szenario Effizienz + EE steigen die Mehrkosten anfangs steil an. Nach dem Jahr 2030 fallen sie aber kontinuierlich ab und erreichen im Jahr 2050 das Niveau des Szenarios Effizienz². Im Szenario Effizienz + PtG verlaufen die Mehrkosten ähnlich, jedoch steigen sie moderater an. Der Höchstwert ist etwa doppelt so hoch wie in Effizienz + EE. Bis zum Jahr 2050 fallen die Mehrkosten ebenfalls ab, erreichen aber nicht die Null-Linie. Die höchsten Kosten verursacht das Szenario BAU + PtG. Der erforderliche Hochlauf der Technologie führt zu einem steilen Anstieg auf bis zu 15 Milliarden Euro Mehrkosten pro Jahr. Nach dem Jahr 2030 fallen die Mehrkosten auch in diesem Szenario ab, jedoch stets mit großem Abstand zu den anderen Szenarien.

Um zu zeigen, aus welchen Kostenbestandteilen die Gesamtkosten zusammengesetzt sind und wie hoch deren Einfluss ist, werden die mittleren jährlichen Differenzkosten in Abbildung 13 als zusammengesetzte Säulen dargestellt. Die breiten Säulensegmente

Mittlere jährliche Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² Abbildung 13



ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

zeigen die einzelnen Kostenbestandteile und ob sie höher oder niedriger sind als in Effizienz². Die schmale weiße Säule stellt die Summe der Mehr- und Minderkosten dar, also die gesamten mittleren Differenzkosten gegenüber Effizienz². Sie entspricht dem Mittelwert der Kurven in Abbildung 12.

Effizienz im Gebäudebereich führt zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten als andere THG-Emissionsreduktionspfade. Zwar sind bei einer isolierten Betrachtung des Gebäudebereichs die Kosten für Gebäudesanierung und Anlagentechnik in den Szenarien Effizienz + X und BAU + PtG um 1,5 bis 7,7 Milliarden Euro niedriger als im Szenario Effizienz² – dem stehen allerdings höhere Brennstoff- und Systemkosten gegenüber. Die jährlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten betragen im Szenario Effizienz + EE 2,5 Milliarden Euro. Verursacht werden sie vor allem durch den erforderlichen extremen Ausbau von Wärme- und Gasnetzen.

In den Szenarien Effizienz + PtG und BAU + PtG entstehen die Mehrkosten überwiegend durch den hohen PtG-Bedarf in den weniger effizienten Gebäuden. Sie betragen 3,7 Milliarden Euro (Effizienz + PtG) und 8,2 Milliarden Euro (BAU + PtG). Das Szenario Effizienz + WP ist mit einer Einsparung von 2,9 Milliarden Euro jährlich das einzige, das günstiger ist als Effizienz².

Aus dieser Gesamtgegenüberstellung wird Folgendes deutlich:

→ Die höchsten Einzelkosten entstehen durch den Import von PtG.
→ Die jährlichen Investitionen in die Gebäudehülle liegen in den Szenarien Effizienz + X um 3,5 Milliarden

Euro unterhalb derer des Szenarios Effizienz²; im Szenario BAU + PtG um 5,6 Milliarden Euro.

- → Die verzögerte Marktdurchdringung erneuerbarer Heizungstechnologien führt im Szenario BAU + PtG zu jährlichen Minderkosten von 2,1 Milliarden Euro. Im Szenario Effizienz + EE verursacht ihr massiver Ausbau Mehrkosten in der gleichen Höhe.
- → Die Differenzkosten für die Bereitstellung von Strom, Prozess- und Fernwärme liegen in allen Szenarien über denen des Szenarios Effizienz². Hohe Mehrkosten entstehen im Szenario Effizienz + EE bei der Deckung des extremen Wärmebedarfs der Wärmenetze, die in diesem Szenario weit über die Wirtschaftlichkeitsgrenze ausgebaut werden müssen. In BAU + PtG müssen verstärkt EE-Stromerzeuger zugebaut werden, weil der Gebäudebereich die Kontingente von erneuerbarem Gas beansprucht und diese nicht für andere Sektoren zur Verfügung stehen.
- → Die Kosten für den Ausbau der Stromverteilungsnetze sind in allen Szenarien sehr ähnlich. In Effizienz + WP sind sie um 0,26 Milliarden Euro im Jahr höher als in Effizienz².
- → Die Kosten für den Ausbau von Wärmenetzen sind ebenfalls in allen Szenarien annähernd gleich mit Ausnahme des Szenarios Effizienz + EE, in dem der starke Ausbau Mehrkosten von jährlich 1,8 Milliarden Euro verursacht.
- → Die Gasnetze führen nur zu geringen Kostendifferenzen. Die höchste Differenz tritt mit 0,83 Milliarden Euro pro Jahr in BAU + PtG auf.

3.3 Die einzelnen Kostenkomponenten im Detail

Um diesen Gesamtvergleich genauer zu verstehen, werden im Folgenden – am Beispiel eines Vergleichs des Effizienzszenarios mit dem Szenario Effizienz + EE – die einzelnen Kostenkomponenten zerlegt und genauer analysiert. Auf diese Weise können die wesentlichen Treiber der Gesamtkosten identifiziert werden.

3.3.1 Differenzkosten bei Gebäudesanierung und Anlagentechnik

Das Szenario Effizienz² verursacht erwartungsgemäß die höchsten Investitionen im Bereich der Gebäudesanierung. Sie liegen in den anderen Szenarien um 3,5 (Effizienz + X) bis 5,6 Milliarden Euro (BAU + PtG) niedriger. Die Gebäudesanierungskosten stellen in den Szenarien ohne PtG die höchsten Differenzkosten dar. Die Kostendifferenz in der Anlagentechnik in Gebäuden ist im Szenario Effizienz + EE am höchsten.

Auch in den anderen Szenarien steigt der Anteil erneuerbarer Wärmeerzeugung – mindestens als Fortführung des heutigen Trends – weiter an. So beträgt die Anzahl der installierten Wärmepumpen im Jahr 2030 auch im Szenario BAU + PtG 2,4 Millionen Stück. In Tabelle 5 sind die Entwicklungen der Wärmeerzeuger zusammengefasst.

Die Investitionen in die Anlagentechnik von Gebäuden sind nur im Szenario Effizienz + EE teurer als in Effizienz² (2,1 Milliarden Euro pro Jahr). In diesem Szenario müssen erstens deutlich mehr erneuerbare Heizungsanlagen installiert werden, die zweitens auch eine höhere Leistung haben müssen, da die Gebäude eine höhere Heizlast aufweisen. Die Heizungsanlagen werden in diesem Szenario zusätzlich durch eine hohe Anzahl von Solarthermieanlagen flankiert, ohne die die Ziele hier nicht einzuhalten sind. Der extreme Wärmenetzausbau, der weit über die Wirtschaftlichkeitsgrenze hinausgeht, ist in diesem Szenario erforderlich, weil die technischen Potenziale der „klassischen" erneuerbaren Energieträger für die Zielerreichung bei diesem Effizienzniveau bei Weitem nicht für die Zielerreichung ausreichen.

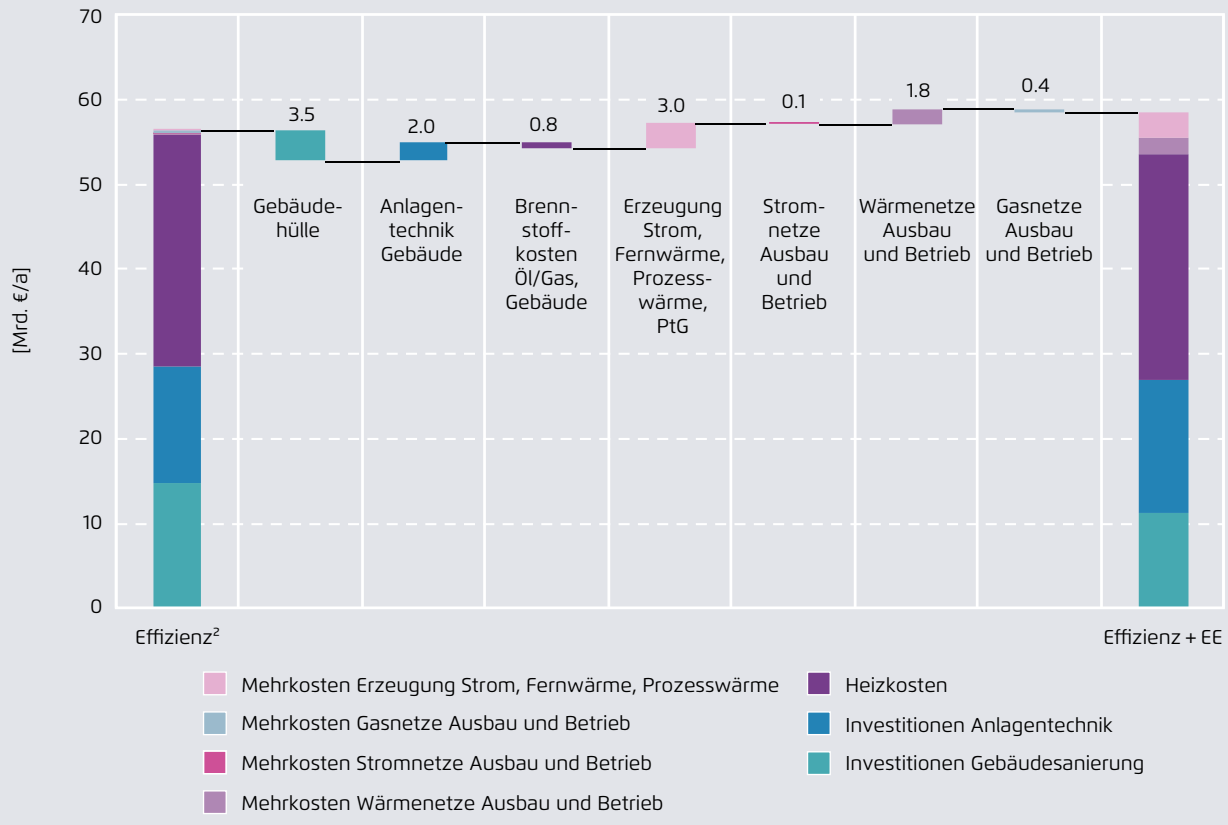
In den anderen Szenarien wird durchgehend weniger in Heizungsanlagen investiert als in Effizienz². Im Szenario Effizienz + WP sind die Wärmeerzeuger durch den hohen Anteil von Wärmepumpen zwar teurer, aber sie werden durch die geringere Anzahl von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung aufgewogen. Somit liegen die Anlageninvestitionen

um 0,3 Milliarden Euro pro Jahr unter denjenigen in Effizienz². Hier machen sich auch die stärkeren Lernkurveneffekte bei den Wärmepumpen bemerkbar. In Effizienz + PtG werden 0,7 Milliarden Euro weniger in Heizungsanlagen investiert. Dies geht großteils auf die höhere Anzahl von günstigen Gas-Brennwertkesseln zurück. Das Szenario BAU + PtG verzichtet weitgehend auf moderne erneuerbare Heizungstechnologien und vermeidet damit Investitionen in Höhe von 2,1 Milliarden Euro jährlich.

Die Brennstoffkosten für Erdgas und Öl, die direkt in Gebäuden verbrannt werden, variieren nicht nur aufgrund der verbleibenden Anzahl fossiler Heizkessel, sondern auch in Abhängigkeit des Einsatzes von Hybridheizungen sowie der Gesamtmenge an erneuerbarem Gas im Energiesystem. In beiden PtG-Szenarien werden keine Hybridheizungen eingesetzt. Daher sind die Brennstoffkosten hier höher als in den anderen Szenarien.

In Tabelle 6 sind die annuitätischen Gesamtkosten im Gebäudebereich zusammengestellt. Sie repräsentieren die mittleren jährlichen Kosten für den Zeitraum von 2017 bis 2050 bei einem Diskontsatz von 1,5 Prozent. Aus ihnen berechnen sich die Differenzkosten für den Gebäudebereich, die in Abbildung 13 und Abbildung 14 gezeigt werden.

Ableitung der Differenzkosten der Szenarien gegenüber dem Szenario Effizienz² (hier am Beispiel des Szenarios Effizienz + EE) Abbildung 14



ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Spezifizierung der Szenarien und Berechnungsergebnisse für den Gebäudebereich Tabelle 5

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Gebäude					
Endenergieverbrauch in Gebäuden 2050* in TWh	442	535	530	524	573
Endenergieeinsparung ggü. 2011	44 %	34 %			27 %
Sanierungsrate Wohngebäude	2,2 %	1,7 %			1,3 %
Sanierungsrate Nichtwohngebäude	2,8 %	1,9 %			1,5 %
Biomasseeinsatz in dezentralen Holzfeuerungen 2050 in TWh	71,7	79,1	69,7	81,4	61,9
Anzahl Wärmepumpen 2030	3,6 Mio.	3,7 Mio.	4,7 Mio.	3,0 Mio.	2,4 Mio.
Anzahl Wärmepumpen 2050	12,6 Mio.	8,7 Mio.	15,6 Mio.	9,2 Mio.	5,6 Mio.
Wärmemenge in Wärmenetzen 2050 in TWh	86,3	146,4	92,6	68,4	85,7
Wärmemenge aus Gasheizungen 2050 in TWh	14,4	16,2	15,2	173,5	246,4
Wärmemenge aus Stromanwendungen in Hybridheizungen 2050 in TWh	29,5	27,2	30,3	0	0
Fläche Solarkollektoren 2050 in m²	50,2 Mio.	251,1 Mio.	35,2 Mio.	24,2 Mio.	8,8 Mio.
* Endenergieverbrauch für Raumwärme, Brauchwassererwärmung und Hilfsenergie inkl. Umweltwärme					

ifeu

Vergleich der annuitätischen Kosten im Gebäudebereich im Jahr 2050 in Milliarden Euro pro Jahr Tabelle 6

	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Gebäudehülle	14,7	11,2	11,2	11,2	9,1
Anlagen in Gebäuden	13,7	15,8	13,4	12,9	11,6
Energieträger in Gebäuden	6,09	5,32	6,09	7,14	7,54

ifeu

Exkurs: Potenziale für Kostenreduzierungen

Die Kostenentwicklungen für die verschiedenen Technologien hängen in allen Szenarien stark von den produzierten Stückzahlen ab: Die **Lernrate** ist ein Maß dafür, wie sich die Stückkosten verändern, wenn die kumulierte Produktionsmenge verdoppelt wird. Wie stark die Stückkosten einer Technologie in Zukunft sinken können, hängt also einerseits vom Verhältnis der künftigen Mengen zu den bereits vorhandenen Mengen ab und andererseits davon, wie stark sich Erfahrungseffekte und Automatisierung bei der Produktion auswirken. So werden zum Beispiel mit der Produktion von Dämmstoffen seit Jahrzehnten europaweit Umsätze in Milliardenhöhe erzielt. In einem derart arrivierten Markt ist nur mit geringen Kostensenkungspotenzialen durch Mengeneffekte bei der Herstellung zu rechnen. Bei der Montage der Dämmstoffe ist ein hoher Arbeitskostenanteil zu verzeichnen, der ebenfalls kaum durch Lerneffekte beeinflusst wird. Andere Technologien haben dagegen ein weit höheres Wachstumspotenzial, da sie heute nur mit geringen Anteilen am Markt vertreten sind, wie zum Beispiel Wärmepumpen oder Solarthermie. Auch bei synthetischen Energieträgern (PtL, PtG) sind – bei entsprechendem Ausbau – künftig starke Preissenkungen zu erwarten. Bei der Bewertung der Kosten der Szenarien wurden die unterschiedlichen Lernraten der eingesetzten Technologien getrennt nach Herstellung und Montage berücksichtigt (siehe Anhang 2).

Nicht berücksichtigt wurden hingegen Kostensenkungspotenziale, die durch **weiterentwickelte Verfahren** entstehen können. Im Bereich der Dämmung könnte zum Beispiel die industrielle Vorfertigung von Fassadenelementen die Montagekosten deutlich senken. Bei Wärmepumpen könnten sich neue Wärmequellen oder Verdichter entsprechend auswirken. Diese Potenziale sind zwar grundsätzlich vorhanden, ihr Eintreten und ihre Höhe sind jedoch ungewiss und für einen Szenarienvergleich nicht seriös anzusetzen. Bei der qualitativen Bewertung der Szenarien ist aber durchaus zu beachten, ob die eingesetzten Technologien noch Spielraum für technische Weiterentwicklungen bieten.

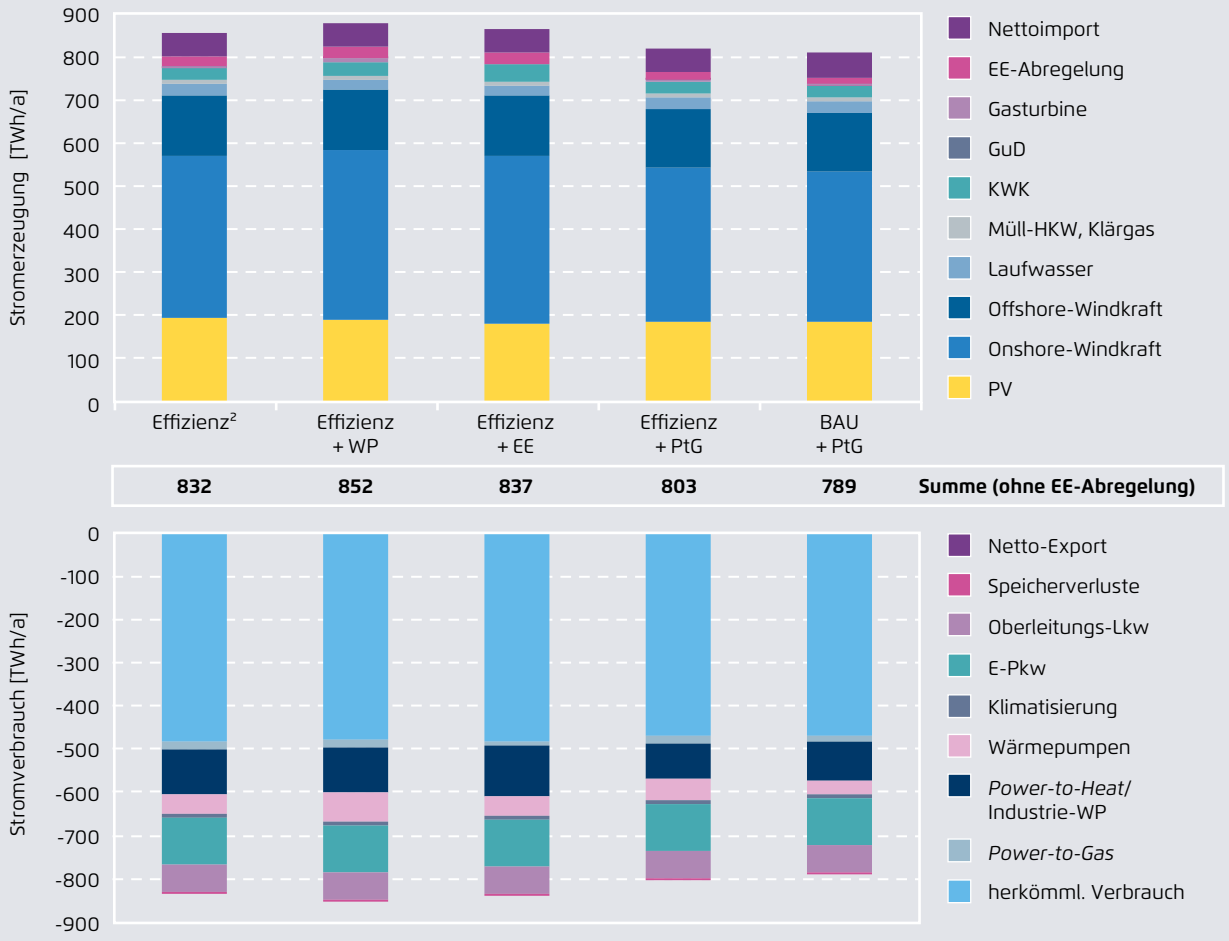
3.3.2 Differenzkosten bei der Erzeugung von Strom, Prozess- und Fernwärme

Bei den Kosten im Energieversorgungssystem werden alle Investitionen in Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien sowie deren fixe und variable Betriebs- und Brennstoffkosten berücksichtigt. Ausgenommen sind dabei alle Investitions- und Betriebskosten des Wärmenetzes sowie der Heiztechnologien in den Gebäuden. Diese werden separat in den Kosten des Gebäudebereichs beziehungsweise der Wärmenetze adressiert.

Der gesamte Stromverbrauch steigt in allen Szenarien gegenüber 2017 um 43 bis 52 Prozent an. Die installierte Leistung erneuerbarer Stromerzeuger muss in allen Szenarien gegenüber 2017 mehr als verdreifacht werden. Abbildung 15 zeigt, dass in diesen Szenarien ein Anteil von etwa 15 Prozent des Stromverbrauchs von der Gebäudewärme und -kälte beeinflusst wird. Die Differenzen zwischen den Szenarien sind entsprechend noch geringer.

Größere Unterschiede sind hingegen bei den benötigten Mengen synthetischer Energieträger sichtbar. Während die benötigten Mengen an PtL für den See- und Luftverkehr sowie für die stoffliche Nutzung modellexogen vorgegeben sind, wurden die erforderlichen Mengen an PtG im Modell berechnet. Tabelle 7 zeigt, dass in den Szenarien Effizienz + PtG und BAU + PtG bereits im Jahr 2030 nennenswerte Menge von PtG benötigt werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Zu deren Erzeugung muss fast die doppelte Menge erneuerbaren Stroms erzeugt werden.

Vergleich der Stromerzeugung aufgelöst nach Anlagenart und des Stromverbrauchs aufgelöst nach Lastart — Abbildung 15



Fraunhofer IEE

Erforderlicher Import von PtG und PtL in den Jahren 2030 und 2050 — Tabelle 7

	Effizienz²	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
Energiesystem					
PtL-Import 2030 in TWh	0	0	0	0	0
PtL-Import 2050 in TWh	450	450	450	450	450
PtG national 2050 in TWh	10,8	4,9	11,4	11,1	9,0
PtG-Import 2030 in TWh	0	0	0	44,5	94,5
PtG-Import 2050 in TWh	4,7	53,0	19,5	176,5	289,1

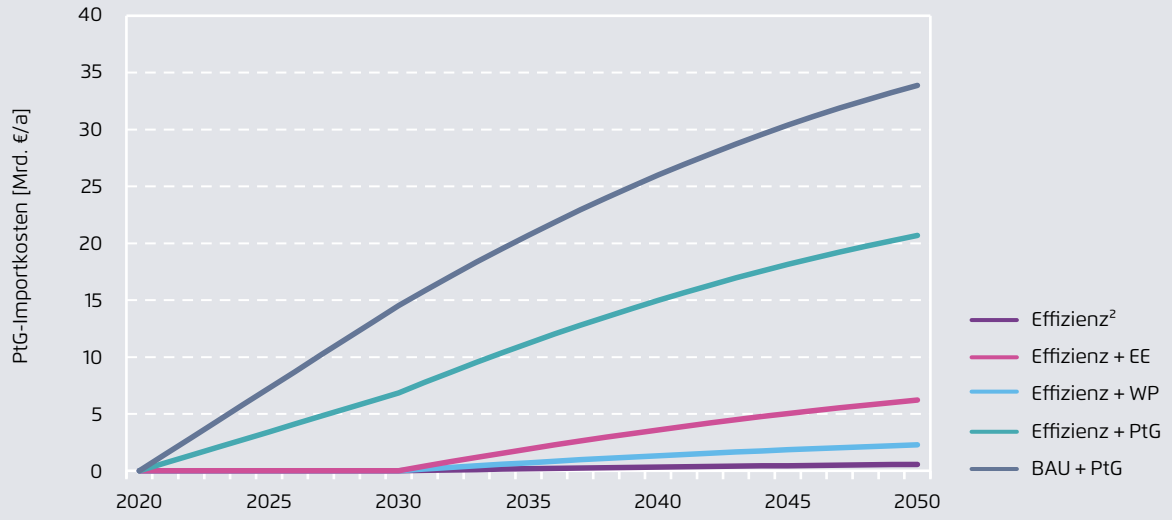
ifeu, Fraunhofer IEE

Aus Kosten- und Potenzialgründen kann dieser Gasbedarf nicht nur durch nationales, regenerativ produziertes Gas gedeckt werden.[54] Um den Bedarf an regenerativ erzeugtem Gas decken zu können, bedarf es daher auch internationaler PtG-Importe (modellendogen optimiert in Opportunität zur nationalen PtG-Erzeugung). In Abbildung 16 ist die Entwicklung der PtG-Importkosten in Abhängigkeit von der Gebäudeeffizienz zu sehen – wobei hier die beiden PtG-Szenarien deutlich hervorstechen. Neben der hier im Fokus stehenden Kostenbetrachtung stellt sich deshalb auch immer die Frage der Realisierbarkeit dieser großen PtG-Mengen und der notwendigen Markthochläufe.

Die Differenzkosten gegenüber dem Szenario Effizienz² spiegeln den hohen Einfluss der PtG-Importe wider (Tabelle 8).

54 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

Anstieg der PtG-Importkosten in Abhängigkeit von der Gebäudeeffizienz — Abbildung 16



ifeu, Fraunhofer IEE

Vergleich der mittleren annuitätischen Differenzkosten für die Erzeugung von Strom, Prozess- und Fernwärme gegenüber dem Szenario Effizienz² in Milliarden Euro — Tabelle 8

	Effizienz²	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
Erzeugung von Strom, Prozess- und Fernwärme	0	1,84	0,66	0,49	2,64
PtG-Import	0	1,26	0,38	7,10	12,9

ifeu, Fraunhofer IEE

Einfluss von extremen Wettersituationen

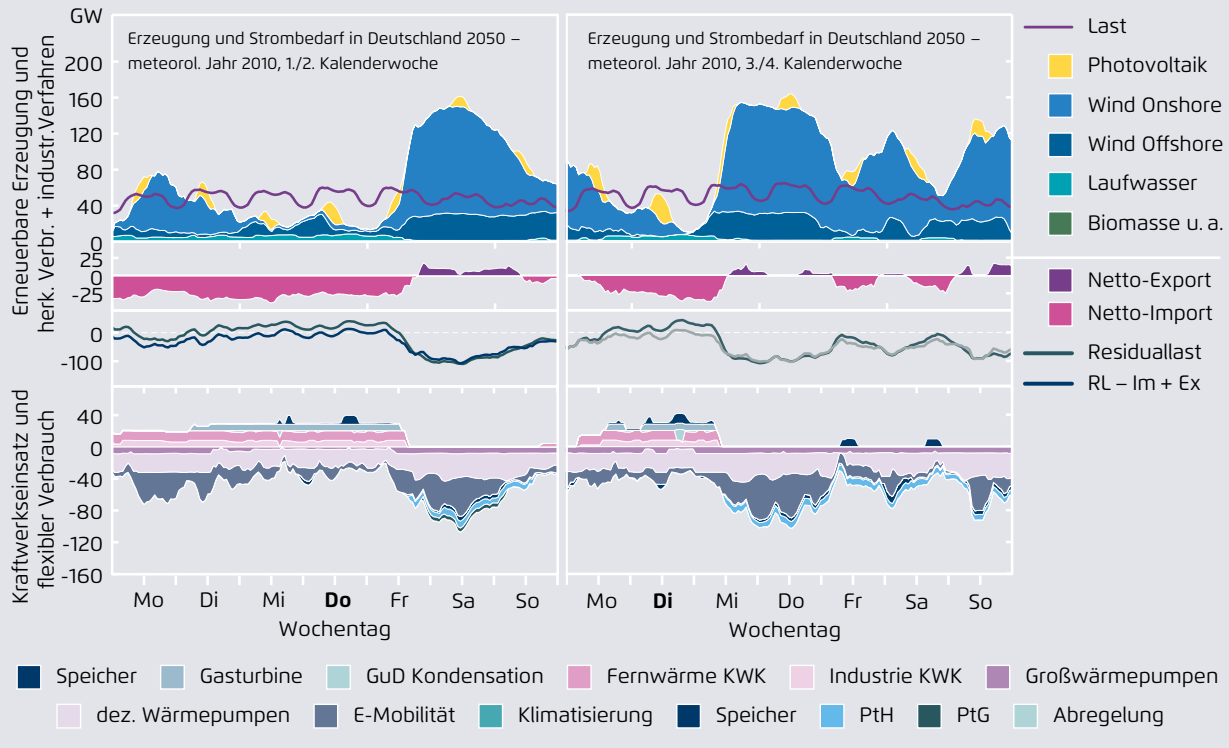
Die Modellierung des Energieversorgungssystems aller fünf Szenarien basiert auf dem Wetterjahr 2011. Dieses ist ein mittleres Wetterjahr, das gleichzeitig Effekte des Klimawandels (höhere Temperaturen, mehr PV, mehr Klimatisierung) repräsentiert. Um die Frage der Versorgungssicherheit unter ungünstigen Wetterbedingungen beantworten zu können, wurde für das Szenario Effizienz² eine Vergleichsanalyse mit den Daten des Wetterjahres 2010 durchgeführt, welches sich in einer Untersuchung vom Fraunhofer IWES über sieben Wetterjahre als extrem heraus gestellt hat.[55] Dieses bedingt durch geringere Außentemperaturen einen höheren Wärmebedarf und weist zusätzlich im Januar eine ausgeprägte Dunkelflaute auf.

In Hinblick auf die Frage europäische versus nationale Versorgungssicherheit sind hierbei Donnerstag, der 7. Januar und Dienstag, der 26. Januar jeweils am späten Nachmittag und frühen Abend hervorzuheben. Es handelt sich um zwei kalte Tage mit circa -5°C und circa -9°C Außentemperatur (deutschlandweit bevölkerungsgewichtetet). In Abbildung 17 sind beide Tage aus einem vergleichbaren Szenario (siehe o g. Studie Fraunhofer IWES über sieben Wetterjahre) jeweils innerhalb des entsprechenden Wochenverlaufs dargestellt.[51]

55 Fraunhofer IWES: *Analyse eines europäischen -95 %-Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre*, Kassel, 2017

Verbrauch und Lastdeckung zweier Beispielwochen auf Basis des Wetterjahres 2010, Szenariojahr 2050

Abbildung 17

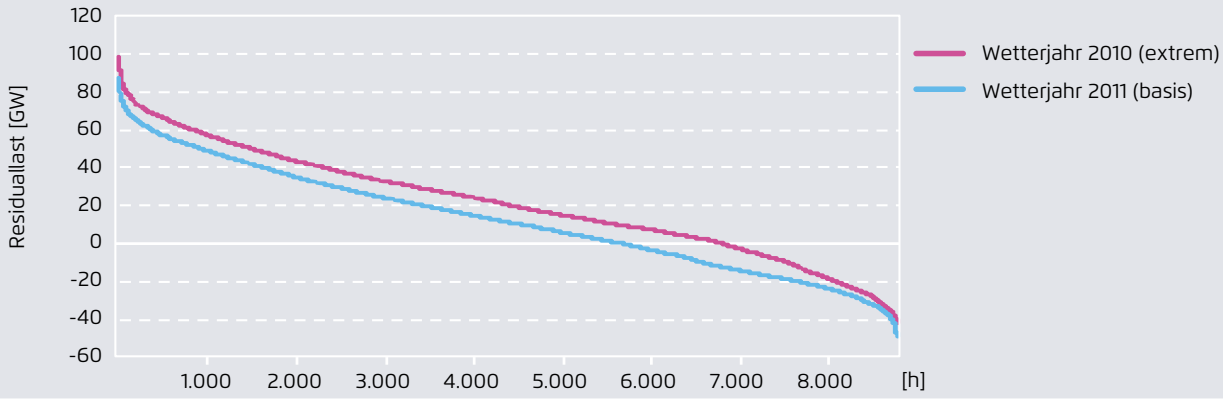


Fraunhofer IEE

In der Berechnung für 2010 werden alle Erzeuger- und Verbraucherleistungen, die für 2011 ermittelt wurden, konstant gehalten mit Ausnahme des Zubaus von Gasturbinen. Auf diese Weise wird geprüft, ob das System auch für ein extremes Wetterjahr die Versorgungssicherheit gewährleisten kann. In Abbildung 18 ist die Residuallast (unflexibler und flexibler Stromverbrauch, abzüglich Wind- und PV-Stromerzeugung) dargestellt. Nicht berücksichtigt sind die Erzeugung aus Wasserkraft, Müll- und Gaskraftwerken und der Ausgleich über Import-Export und Stromspeicher. Dadurch wird der Einfluss des Wetterjahres deutlich.

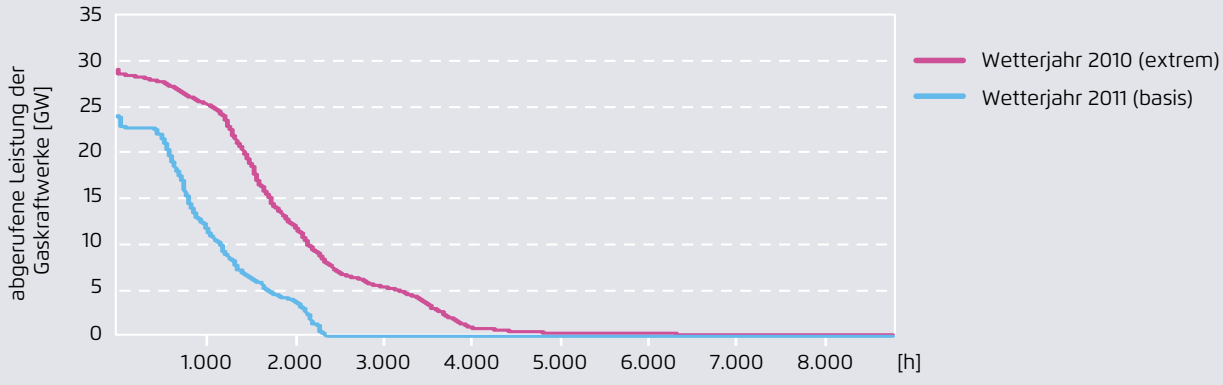
Von dieser nationalen Residuallast muss aber nur ein begrenzter Anteil durch Gaskraftwerke (KWK im Bereich Industrie und Fernwärme sowie Kondensationskraftwerke) gedeckt werden.

Jahresdauerlinie der Residuallast im Vergleich der Wetterjahre 2010 und 2011, Szenariojahr 2050 — Abbildung 18



Fraunhofer IEE

Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken für die Wetterjahre 2010 und 2011, Szenariojahr 2050 — Abbildung 19



Fraunhofer IEE

Die Analyse zeigt, dass die Residuallast im Jahr 2010 gegenüber 2011 um elf Gigawatt erhöht ist. Sie führt zu 7,3 Gigawatt mehr Gaskraftwerken und damit zu moderaten Mehrkosten. Die Systemhöchstlast steigt um circa drei Prozent und führt entsprechend zu circa drei Prozent Mehrkosten im Verteilnetz. Die Gesamtkosten im Szenario Effizienz² steigen um circa 0,6 Prozent und bleiben damit weit unterhalb der Kosten des Szenarios BAU + PtG.

Auch wenn die Frage der Rückwirkung zwischen einer starken Elektrifizierung des Wärmemarktes mit Wärmepumpen und der Versorgungssicherheit im Strommarkt nicht abschließend beantwortet werden konnte (siehe auch Exkursbox zur Kraft-Wärme-Kopplung), stellt diese Kurzanalyse jedoch heraus, dass es zwar einen signifikanten Effekt gibt, die Kosten hierfür aber moderat sind.

3.3.3 Differenzkosten in Stromverteilungsnetzen

Die fünfte Differenzkosten-Komponente in Abbildung 14 besteht aus den Differenzkosten der Stromnetze. Haupttreiber für den Ausbaubedarf der Stromverteilungsnetze sind Veränderungen der Höhe und räumlichen Verteilung der Leistungen der in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen. In allen betrachteten Szenarien findet ein Zubau von EE-Anlagen in großem Umfang statt. Im Jahr 2050 liegt die Summe der in Deutschland installierten Leistung von EE-Anlagen (PV-Aufdach- und Freiflächenanlagen, Onshore-Windkraftanlagen) in allen Szenarien zwischen 290 und 310 Gigawatt. Gleichzeitig erhöht sich die Spitzenlast auf Systemebene im Wesentlichen durch eine Zunahme bei Wärmepumpen und Elektromobilität, wobei der Elektromobilitätszuwachs in allen betrachteten Szenarien identisch ist, sodass Veränderungen der Spitzenlast nahezu ausschließlich durch die unterschiedliche Anzahl und Anschlussleistung von dezentralen *Power-to-Heat*-Anwendungen – überwiegend Strom-Wärmepumpen – zurückzuführen sind. Neue, zentrale *Power-to-Heat*-Anwendungen werden entsprechend der getroffenen Annahmen an bestehenden Netzverknüpfungspunkten mit ausreichender Kapazität angeschlossen und belasten die Verteilungsnetze nicht zusätzlich, sodass hierdurch kein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht. **Die für das Verteilungsnetz relevante Spitzenlast beträgt im Jahre 2050 szenarienabhängig circa 160 bis 195 Gigawatt und ist damit gut doppelt so hoch wie heute.**

Aus einem Vergleich der absoluten Höhe von Last und Summe der EE-Erzeugungsleistung können erste

Berechnungsergebnisse für Stromverteilungsnetze — Tabelle 9

	Effizienz²	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
Stromverteilungsnetze					
Systemhöchstlast 2030 in GW	118,8	108,1	109,6	104,6	103,2
Systemhöchstlast 2050 in GW	180,8	177,3	194,3	165,9	159,9

Consentec

Anhaltspunkte für Kostenunterschiede zwischen den Szenarien gewonnen und die Ergebnisse plausibilisiert werden. Allerdings ist zu beachten, dass auch bei identischen Lasten und Erzeugungsleistungen Kostenunterschiede auftreten können, da zum Beispiel ein regional konzentrierter Zuwachs meist zu geringeren Ausbaukosten führt als ein flächig verteilter, da weniger Netze von einem Ausbau betroffen sind. Auch die verschiedenen EE-Technologien führen bei identischer Leistung zu unterschiedlichen Ausbaunotwendigkeiten. PV-Aufdachanlagen werden in der Regel in den unteren Netzebenen angeschlossen, während Windenergieanlagen wegen der größeren spezifischen Leistung Anschlüsse an höhere Netzebenen haben. Somit sind bei PV-Aufdachanlagen mehr Netzebenen von einem Ausbau betroffen, was spezifisch zu höheren Ausbaukosten führt. Allerdings sind PV-Anlagen grundsätzlich recht gut mit der Last korreliert, sodass der Transportbedarf durch das Netz im Vergleich zur Windkraft geringer ist und der Ausbaubedarf gedämpft werden kann, sofern Last und Erzeugung in enger räumlicher Nähe stehen und zeitlich korreliert sind. Anderenfalls kann beispielsweise der Anschluss neuer Lasten in einem Niederspannungsabgang und der Anschluss neuer Erzeugungsanlagen in einem benachbarten (aber nicht identischen) Abgang, je nach Höhe, zu Ausbaubedarf in beiden Niederspannungsabgängen führen, da eine Saldierung des Transportbedarfs erst in überlagerten Netzebenen stattfinden kann.

Aus der sich hier in den Szenarien ergebenden Spitzenlast und der Summe der EE-Erzeugungsleistung lassen sich die ermittelten Netzkostenunterschiede hinreichend gut belegen. Die beiden Szenarien mit PtG-Nutzung weisen im Jahr 2050 die geringsten Netzkosten auf (siehe Tabelle 10). Hier liegt sowohl die Spitzenlast als auch die installierte EE-Erzeugungsleistung deutlich unterhalb derer in den übrigen drei Szenarien. Im direkten Vergleich der beiden PtG-Szenarien werden im Szenario Effizienz + PtG nennenswert mehr dezentrale Wärmepumpen eingesetzt (ca. +40 Prozent) bei gleichzeitig geringfügig höherer installierter EE-Erzeugungsleistung, sodass die Kostenrelation zwischen den beiden Szenarien plausibel erscheint. Die Szenarien Effizienz² und Effizienz + EE weisen recht ähnliche Spitzenlast- und EE-Erzeugungsleistungswerte – mit jeweils leicht höheren Werten im Effizienz²-Szenario – auf, die um jeweils circa zehn Prozent über denen des Szenarios BAU + PtG liegen. Entsprechend fallen in den Szenarien Effizienz² und Effizienz + EE gut zehn Prozent höhere Kosten an als im Szenario BAU + PtG. Im Szenario Effizienz + WP ist die Spitzenlast mit circa 195 Megawatt im Vergleich zu allen anderen Szenarien mit deutlichem Abstand am höchsten (ca. +20 Prozent im Vergleich zu BAU + PtG), und auch die installierte EE-Erzeugungsleistung ist mit circa 310 Megawatt (ca. +10 Prozent im Vergleich zu BAU + PtG) am größten, sodass hier im Jahr 2050 die höchsten Netzkosten entstehen.

Vergleich der mittleren annuitätischen Kostenunterschiede für Stromverteilungsnetze gegenüber dem Szenario Effizienz² in Millionen Euro — Tabelle 10

	Effizienz²	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
Stromverteilungsnetze					
annuitätische Kostenunterschiede Stromverteilungsnetze ggü. Szenario Effizienz²	0	-58,6	320	-317	-500

Consentec

Exkursbox
Netzausbautreiber: Wärmepumpen versus Elektrofahrzeuge

Vielfach tauchen beim Thema Netzausbau Fragen nach Haupttreibern auf – etwa, ob der Netzausbau durch Wärmepumpen getrieben wird oder ob die ersten Wärmepumpen leichter oder schwieriger zu integrieren sind als später gebaute.

Grundsätzlich verursacht jede zusätzliche Last im verwendeten Modell einen gewissen Netzausbau, da unterstellt wird, dass das Netz zum Startzeitpunkt optimal auf die bestehende Versorgungsaufgabe angepasst ist und vorhandene Reserven auch in Zukunft in gleichem Maße bestehen sollen. Wie stark das Netz ausgebaut werden muss, hängt dann von der Veränderung der sogenannten dimensionierungsrelevanten Höchstlast ab. Planerisch müssen Netze heute im Allgemeinen so ausgeleg t werden, dass die Leistungsanforderungen der Lasten jederzeit bedient werden können. Entscheidend ist hierbei die potenziell nur sehr kurzzeitig und selten auftretende maximale Leistung (auslegungsrelevanter Netznutzungsfall) und nicht die Energienachfrage. Vergleicht man die Wirkung einer Wärmepumpe mit der eines Elektrofahrzeugs mit Wallbox auf die dimensionierungsrelevante Höchstlast, lässt sich Folgendes festhalten:

- → Die Anschlussleistung einer Wärmepumpe liegt – teilweise deutlich – unterhalb der einer Wallbox.
- → Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass sowohl eine Wärmepumpe als auch die Ladung eines Elektrofahrzeugs zeitgleich zur Leistungsspitze der herkömmlichen Nachfrage betrieben werden, erhöhen beide die dimensionierungsrelevante Höchstlast um ihre Anschlussleistung. Dies trifft aber nur in einem sehr kleinräumigen Gebiet zu, da sich der Einsatz mehrerer Verbraucher immer in gewissem Maße durchmischt und somit die individuelle Anschlussleistung nur zu einem Teil zur dimensionierungsrelevanten Höchstlast beiträgt.
- → Wärmepumpen werden vielfach so ausgelegt, dass sie hohe Benutzungsstunden aufweisen, das heißt über viele Stunden des Tages betrieben werden. Somit ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass ein Großteil der Wärmepumpen zum Höchstlastzeitpunkt in Betrieb ist und das Netz näherungsweise für die Summe der installierten Anschlussleistung ausgebaut werden muss. Es wird von einer Gleichzeitigkeit von 90 Prozent ausgegangen. Gegebenenfalls kann die Ausbaunotwendigkeit reduziert werden, wenn Pufferspeicher Einsatzflexibilitäten ermöglichen und diese Flexibilität vorrangig netzdienlich eingesetzt wird. Hier wird von einer Reduktion der Gleichzeitigkeit um 25 Prozent ausgegangen. Insgesamt ergibt sich in diesem Beispiel mit einer Wärmepumpen-Anschlussleistung von vier Kilowatt somit ein Lastbeitrag in Höhe von 90 %*75 %*4 kW = 2,7 kW.
- → Bei üblichen Tagesfahrstrecken kann der Nachladebedarf bei Nutzung von Wallboxen (heute typischerweise mit Leistungen von 11 bis 22 Kilowatt) in meist weniger als einer Stunde gedeckt werden. Somit ist die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Elektrofahrzeuge gleichzeitig laden, erheblich geringer als die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Wärmepumpen gleichzeitig betrieben werden. Consentec-Studien und empirische Tests zeigen bei ungesteuertem Laden eine Gleichzeitigkeit von etwa 20 bis 30 Prozent je nach Kollektivgröße auf.[56] Das heißt, 20 bis 30 Prozent der installierten Leistung werden gleichzeitig abgerufen. Bei den hier genannten Werten ergibt sich eine Bandbreite von circa zwei bis vier Kilowatt.

56 BMW AG et al.: *Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0*, München 2016; www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A871439565/ (Stand: 11.06.2018)

Insofern verursachen Kollektive von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen einen ähnlich großen Netzausbaubedarf, obwohl ihre individuellen Anschlussleistungen deutlich voneinander abweichen.

Der Netzausbau kann gleichzeitig aber auch durch den Zubau Erneuerbarer Energien getrieben werden. Somit kann es vorkommen, dass eine zusätzliche Last an ein Netz angeschlossen werden soll, das bereits infolge eines Zubaus von EE-Anlagen verstärkt wurde und hierbei aufgrund des Einsatzes von Standardbetriebsmitteln zusätzliche Reserven entstehen, sodass die neue Last keinen Netzausbau verursacht. Gleiches gilt natürlich auch für den umgekehrten Fall.

Häufig wirken aber beide Treiber gleichzeitig und das Netz muss auf die sich aus dem Zusammenspiel von Last und Erzeugung ergebende Belastung ausgebaut werden. So ist beispielsweise in einem Netz mit hoher PV-Durchdringung in der Regel die maximale PV-Einspeisung dimensionierungsrelevant, da die installierte PV-Leistung die maximale Last häufig um ein Vielfaches übersteigt und sich dimensionierungsrelevante Rückspeisungen ergeben können.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass sich Netzausbau nicht allein einem Verursacher zuschreiben lässt. Insbesondere wäre es falsch, eine sich zwischen zwei Zuständen oder Szenarien ergebende Netzkostendifferenz allein auf die Entwicklung eines Netzausbautreibers zu beziehen, wenn die Szenarien sich auch hinsichtlich anderer Treiber unterscheiden.

Verändert sich hingegen nur ein Ausbautreiber, lassen sich spezifische Ausbaukosten bestimmen. In den im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien – mit in allen Szenarien gleich hoch angesetzter Durchdringung von Elektromobilität – liegen die Netzausbaukosten für die in dem Vergleichsszenario zusätzlich benötigten Wärmepumpen bei circa 150 bis 200 Euro pro Jahr und Wärmepumpe. Dieser Wert gilt allerdings nur bei den hier angesetzten Rahmenbedingungen. Es ist jedoch insgesamt zu beachten, dass Wärmepumpen szenarienabhängig einen Anteil zwischen 10 und 25 Prozent an der gesamten Netzkostenzunahme aufweisen, sodass der überwiegende Teil der Netzkostenzunahme durch den Zubau an EE-Anlagen und sonstigem Lastzuwachs verursacht wird und damit Wärmepumpen nicht als Haupttreiber des Netzausbaus angesehen werden können.

3.3.4 Differenzkosten für Wärmenetze und Gasnetze

Die Differenzkosten für Wärme- und Gasnetze haben für die gesamte Kostendifferenz nur eine geringe Bedeutung. Lediglich im Szenario Effizienz + EE verursacht der übermäßige Ausbau der Wärmenetze hohe Kosten. Die Gasnetze werden in den Szenarien Effizienz + EE und Effizienz + WP schneller stillgelegt als in Effizienz². Die verbleibende Menge an Gas ist in allen drei Szenarien sehr ähnlich, in Effizienz² werden mit dieser Menge aber mehr Gebäude versorgt. In den PtG-Szenarien werden die Gasnetze ebenfalls reduziert, aber langsamer als in Effizienz².

Vergleich der mittleren annuitätischen Kostenunterschiede für Wärmenetze und Gasnetze gegenüber dem Szenario Effizienz² in Millionen Euro — Tabelle 11

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
annuitätische Kostenunterschiede Wärmenetze ggü. Szenario Effizienz²	0	1.782	147	-117	-72,4
annuitätische Kostenunterschiede Gasnetze ggü. Szenario Effizienz²	0	-376	-454	628	833

ifeu, Consentec

3.4 Von den volkswirtschaftlichen Kosten zum Gesamtnutzen: Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien

Bisher ging es in der Betrachtung darum, welche spezifischen Kostenminderungseffekte durch Effizienzinvestitionen zu erwarten sind und welche absolute Systemkostenersparnis sich durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudewärmesektor unter Berücksichtigung der Alternativen in den gekoppelten Sektoren ergibt. Der Fokus der Untersuchung lag mithin auf einer Quantifizierung der monetären systemischen Vorteile von Energieeffizienzmaßnahmen.

Insgesamt liegen die Kostendifferenzen, mit Ausnahme des BAU+PtG-Szenarios, angesichts der Unsicherheiten über die zukünftigen Kosten von Anlagen, Gebäudeelementen und Energieträgern, vergleichsweise nah beieinander. Die volkswirtschaftliche Betrachtung ist daher nur *ein* wichtiges, aber nicht alleiniges Entscheidungsmerkmal. Ergänzt wird diese Betrachtung im Folgenden um eine Analyse der weiteren positiven Effekte von Energieeffizienzmaßnahmen, der *Multiple Benefits, Co-Benefits* oder *Non-Energy-Benefits* sowie der spezifischen Risiken der Szenarien.

Alle Szenarien gehen von massiven Veränderungen in vielen Lebensbereichen aus. In jedem Szenario wird die Welt in 32 Jahren nicht mehr die sein, die wir heute kennen. Allerdings stellt sich die Frage, welche spezifischen Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit die Szenarien überhaupt verwirklicht werden können. Die Plausibilität, dass diese Voraussetzungen tatsächlich zum erforderlichen Zeitpunkt eintreten werden, ist ein Maß dafür, wie fehleranfällig ein Szenario ist. Die Realisierbarkeit der Szenarien ist letztlich das entscheidende Kriterium.

Die weiteren positiven Effekte von Energieeffizienzmaßnahmen sind nicht erst jüngst in den Blick genommen, gleichwohl aber letztlich oft als Nebeneffekte untergeordneter Rolle bewertet worden. In ihrer Bedeutung stehen diese Effekte erst seit Kurzem mehr im Mittelpunkt: Die International Energy Agency (IEA) proklamiert beispielsweise einen *Multiple Benefits Approach*, der begrifflich eine Priorisierung vermeiden und über Energie(kosten)einsparungen hinausgehende Effekte in ihrer Breite abbilden will.[57] Zudem wird das Thema in einer Reihe kürzlich erschienener Studien und beauftragter schungsprojekte aufgegriffen und mit entsprechenden Quantifizierungen unterlegt.[58, 59, 60]

Nachfolgend werden anhand der fünf Szenarien einige der näher untersuchten zusätzlichen Nutzen in den Szenarien bewertet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass entsprechende Quantifizierungen zum Teil sehr schwierig durchzuführen sind: Oftmals können Effekte nur im begrenzten Umfang untersucht werden und beziehen sich auf einen sehr abgesteckten Bereich, sodass Ergebnisse nicht auf einer breiten empirischen Basis fußen. Daneben ist häufig keine eindeutige Zuordnung von Effekten zu einer bestimmten ökonomischen Ebene möglich. Die folgenden Tabellen fassen daher auch weitere Chancen, Risiken und Nebennutzen der verschiedenen Szenarien zusammen.

57 IEA: *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*, Paris, 2014

58 Copenhagen Economics: *Multiple benefits of investing in energy efficient renovation of buildings*, Kopenhagen, 2012

59 Cambridge Econometrics, Verco: *Building the future: The economic and fiscal impacts of making homes energy efficient.* Final Report for Energy Bill Revolution, London, 2014

60 Wuppertal Institut et al.: *COMBI – Calculating and Operationalizing the Multiple Benefits of Energy Efficiency in Europe*, 2018

Anforderungen der Szenarien an spezifische Märkte — Tabelle 12

		Szenarien				
		Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Reifegrad der zentralen Technologie		Dämmstoffe sind seit ca. 50 Jahren in der heutigen Form am Markt verfügbar, seit ca. 40 Jahren hohe Verbreitung in Neubau und Bestand, Marktvolumen 250 Mio. m³ pro Jahr in Europa	Solarthermie war bis in die 1990er-Jahre ein Nischenprodukt, 2018 volatiler Markt auf niedrigem Niveau; Holzheizkessel waren bis ca. 2004 Nischenprodukte, danach konstant 4 % Marktanteil; Wärmenetze werden seit den 1970er-Jahren breit in Deutschland eingesetzt; Wärmeabsatz in HH und GHD ca. 70 TWh	Wärmepumpen waren bis 2006 Nischenprodukte, danach konstant ca. 10 % Marktanteil; vorrangig im Neubau; nur in Gebäuden mit einem Verbrauch von weniger als 120 kWh/(m²*a) einzusetzen	nationale und internationale Gasinfrastruktur vorhanden;seit 2009 wurden 28 PtG-Pilotanlagen in Deutschland in Betrieb genommen. Ihre Leistung beträgt bis zu 6,3 MW. Bisher kein breites Auftreten am Markt und kein Import.	
Erforderlicher Markthochlauf bis 2030 gegenüber Bestand 2017 (Faktor)	**Dämmstoffvolumen**	3,66	2,00	2,00	2,00	1,44
	Anzahl Lüftungsanlagen mit WRG	4,51	3,26	3,26	3,26	2,68
	Kollektorfläche Solarthermie	2,52	15,4	2,36	1,60	1,06
	Anzahl Wärmepumpen	4,5	4,6	5,9	4,5	3,0
	Gesamte Wärmemenge aus Wärmenetzen	1,03	1,74	1,16	0,95	1,0
	EE-Stromerzeugung	7,50	7,55	7,69	7,22	7,10
	PtG-Import (TWh)	0	0	0	44,5	94,5
	Stromverteilungsnetzkosten	1,15	1,15	1,16	1,15	1,14

ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Spezifische Chancen und Risiken der Szenarien — Tabelle 13

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Voraussetzungen für die Realisierung	Markthochlauf Dämmstoffe und Wärmerückgewinnungsanlagen, moderater Markthochlauf Wärmepumpen, Solarthermie und Wärmenetze, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	massiver Markthochlauf Solarthermie, kurzfristiger Neubau und Nachverdichtung von Wärmenetzen, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	massiver Markthochlauf von Wärmepumpen, ausreichende Anzahl effizienter Gebäude, Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	kurzfristiger Aufbau von Erzeugung und Transport von PtG im industriellen Maßstab, national Ausbau von EE-Strom, ausreichende Anzahl Fachhandwerker, Instrumente zur Unterstützung	kurzfristig massiver Aufbau von Erzeugung und Transport von PtG im industriellen Maßstab; abgestimmtes Vorgehen mehrerer Industriestaaten und potenzieller Erzeugerländer; national Ausbau von EE-Strom
Importabhängigkeit	geringste Abhängigkeit im Vergleich, da geringster Energieverbrauch und geringste Inanspruchnahme der EE-Potenziale	geringe Abhängigkeit durch Einsatz von lokaler EE-Wärme	geringe Abhängigkeit durch Einsatz von lokalem EE-Strom	erhöhte Abhängigkeit von PtG-Importen für die Wärmeversorgung, Zuverlässigkeit der PtG-Erzeugungsregionen bislang unklar	grundlegende Abhängigkeit von PtG-Importen für die Wärmeversorgung, Zuverlässigkeit der PtG-Erzeugungsregionen bislang unklar
Beschäftigungseffekte	national und international steigende Nachfrage bei Herstellern von Effizienztechnologien, EE-Wärme und EE-Strom, hohe inländische Verarbeitungstiefe, national steigende Nachfrage nach Fachkräften für Effizienz, EE-Wärme und EE-Strom, Beschäftigungsrückgang in der Gasinfrastruktur			national konstante Nachfrage nach Beschäftigten in Gasinfrastruktur, leicht steigende Nachfrage nach Fachkräften für Effizienz und EE-Wärme, national und international konstante Nachfrage bei Herstellern von Heizungstechnik, steigende Nachfrage nach Fachkräften für EE-Strom, international stark steigende Nachfrage nach Fachkräften für PtG-Produktion	national konstante Nachfrage nach Beschäftigten in Gasinfrastruktur, Effizienz und EE-Wärme, national und international konstante Nachfrage bei Herstellern von Heizungstechnik, steigende Nachfrage nach Fachkräften für EE-Strom, international stark steigende Nachfrage nach Fachkräften für PtG-Produktion
Wohlbefinden, Behaglichkeit, Gesundheit	hohe Behaglichkeit in Gebäuden durch geringste Strahlungsasymmetrie, Verhinderung von Zugluft, geringstes Tauwasserrisiko, gewährleistete Erreichung der Soll-Temperaturen; Anstieg von Arbeitsproduktivität/ Lernvermögen	erhöhte Behaglichkeit in Gebäuden durch verminderte Strahlungsasymmetrie, weitgehende Verhinderung von Zugluft, geringes Tauwasserrisiko, überwiegend gewährleistete Erreichung der Soll-Temperaturen			Beeinträchtigungen der Behaglichkeit durch kühle Umfassungsflächen, Zugluft, erhöhtes Risiko für Tauwasseranfall und Schimmelbildung, erhöhtes Risiko der Unterschreitung der Soll-Temperaturen

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Immobilienwert	vergleichsweise höchster Immobilienwert; Regelmäßige Instandhaltung aller Gebäudekomponenten auf hohem Qualitätsniveau	regelmäßige Instandhaltung aller Gebäudekomponenten auf befriedigendem Qualitätsniveau			geringerer Immobilienwert durch längere Zyklen der Instandhaltung; dadurch höherer Anteil von Bauteilen an und über der Verschleißgrenze
Resilienz	Umschwenken auf höhere THG-Minderungsziele bleibt möglich (z. B. -95 %). Bei Pfadabweichungen können alternativ zusätzliche Potenziale von EE-Wärme mobilisiert werden.	Durch frühzeitigen Ausbau von Wärmenetzen folgt Festlegung auf diesen Versorgungstyp, der allerdings bezüglich alternativer Einspeisequellen auch zusätzliche Flexibilitäten schafft.	Pfadabhängigkeiten bestehen von der Marktentwicklung der Wärmepumpen und von der Entwicklung der Gebäudeeffizienz, da diese die Voraussetzungen für Wärmepumpennutzung schafft.	Voraussetzung ist eine internationale Hinwendung zu PtX-Technologien. Weiterhin ist die Bereitschaft der potenziellen Erzeugerländer vonnöten. In allen hier betrachteten Szenarien gibt es hohen PtX-Bedarf für Verkehr und stoffliche Nutzung, wo wenige Alternativen bestehen. Zusätzliche PtX-Nutzung in Gebäuden erfordert einen unrealistisch steilen Markthochlauf. Bei Pfadabweichungen sind kaum kurzfristig realisierbare Alternativen verfügbar.	
weitere Chancen	Technologie-Vorreiterrolle, Innovationsschub im Bau- und Immobilienbereich, ggf. mit Exportmöglichkeiten	hoher Wärmenetzanteil ermöglicht die Nutzung von solarer Nahwärme, Geothermie, industrieller Abwärme; Technologie-Vorreiterrolle, ggf. mit Exportmöglichkeiten	Technologie-Vorreiterrolle, ggf. mit Exportmöglichkeiten	Speicherfähigkeit im nationalen Gasnetz und in Gasspeichern kurz-, mittel- und langfristig, in Summe ca. 240 TWh (in Berechnungen berücksichtigt, aber nicht benötigt)	
weitere Risiken	Verfahren für Entsorgung und Recycling der Dämmstoffe breit etablieren; Regelungen für erhaltenswerte Bausubstanz müssen hohen Ambitionsgrad ermöglichen, aber Baukultur schützen. Gebäude mit Dämmrestriktionen sind nach ihren Möglichkeiten zu dämmen. Akzeptanz muss verbessert werden.	Zur Realisierung des Wärmenetzzubaus ist kurzfristig eine umfassende Wärmeleitplanung erforderlich, die Quellen und Senken identifiziert und langfristig prognostiziert.	anspruchsvolle Instrumentierung des Hochlaufs, weil in alle ausreichend effizienten Gebäude bei Austausch des Wärmeerzeugers Wärmepumpen installiert werden müssen	bislang unklare Bereitstellung von benötigtem CO_2; Auswahl politisch stabiler und langfristig verlässlicher Herstellerländer erforderlich; Vertragsgestaltung mit Herstellerländern bislang unklar; Aufbau der gesamten Transportinfrastruktur, internationale Konkurrenz um PtX; Kostenentwicklung schwer einzugrenzen: Einflüsse auf die Preisbildung nicht absehbar; geringere F&E-Anstrengungen bei neuen Wärmeerzeugertechnologien, Abhängigkeit von internationaler PtG-Entwicklung, da nationaler Einfluss begrenzt ist, Nutzungskonkurrenz durch chemische Industrie und internationalen Luft- und Seeverkehr	

ifeu

3.4.1 Flexible Erreichung der Klimaschutzziele durch eine Bandbreite an Technologien

3.4.1.1 Effizienz²

Dieses Szenario bietet Flexibilität sowohl hinsichtlich eines späteren Umschwenkens auf höhere Klimaschutzziele als auch erhöhte Sicherheitsreserven gegenüber unvorhergesehenen Pfadänderungen. Durch den geringeren Energiebedarf können mit begrenzten Ressourcen mehr Gebäude versorgt werden (Biomasse, verbleibendes Erdgas). Gleichzeitig sind mehr Gebäude für eine optionale Beheizung mit Wärmepumpen geeignet, weil ihr geringer Wärmebedarf mit niedrigeren Vorlauftemperaturen gedeckt werden kann. Effizienz ermöglicht es, hohe solarthermische Deckungsanteile zu erzielen. **Insgesamt ist Effizienz also der Türöffner für Technologieoffenheit.** Die Flexibilität bei der Auswahl möglicher Wärmeversorgungsoptionen schafft gleichzeitig eine hohe Robustheit und Unabhängigkeit des Szenarios.

Wie das Zieldreieck in der *Effizienzstrategie Gebäude* zeigt, werden die Freiheitsgrade mit steigender THG-Reduzierung immer stärker eingeengt.[61] **Ohne ambitionierte Effizienzanstrengungen sind hohe Emissionsminderungen im Gebäudebereich nicht zu erreichen.**

3.4.1.2 Effizienz + EE

In diesem Szenario werden die Potenziale von Solarthermie, Holzheizungen und Wärmenetzen weitestgehend ausgeschöpft. Darüber hinaus ist ein verstärkter Einsatz von Wärmepumpen erforderlich. Falls die angestrebte Effizienzsteigerung in diesem Szenario nicht erreicht werden kann, stehen kaum zusätzliche Potenziale für Erneuerbare Energien als Reserve zur Verfügung. Die begrenzte Biomassemenge kann somit auch nicht in anderen Sektoren eingesetzt werden, um zum Beispiel Kohlefeuerungen zu ersetzen oder Prozesswärme zu erzeugen. Eine hohe Verbreitung von Wärmenetzen schafft die Voraussetzung für die Nutzung alternativer Wärmequellen wie solare Nahwärme, Großwärmepumpen, industrielle Abwärme oder Tiefengeothermie. Auf der anderen Seite erfordert der Aufbau von Wärmenetzen eine langfristige Wärmeleitplanung.

Ein künftiges Umschwenken auf weitergehende THG-Minderungsziele ist in diesem Szenario kaum möglich. **Eine nachträgliche Erhöhung des Effizienzniveaus der Gebäude ist nur zu hohen Kosten zu erreichen.** Wenn Gebäude einmal ein bestimmtes Effizienzniveau erreicht haben, sind sie für die Dauer der Nutzung auf dieses Niveau festgelegt *(Lock-in)*.

3.4.1.3 Effizienz + WP

Wie in den anderen Effizienz+X-Szenarien können auch in diesem Szenario höhere THG-Minderungsziele aufgrund des *Lock-in*-Effekts bei der Gebäudeeffizienz nachträglich kaum erreicht werden. Ein Verfehlen der zu installierenden Wärmepumpenanzahlen kann überwiegend nur mit anderen erneuerbaren Wärmequellen kompensiert werden. Der steile Markthochlauf, der in diesem Szenario bei Wärmepumpen erforderlich ist, setzt voraus, dass in der überwiegenden Mehrzahl der Gebäude, die für den Einsatz einer Wärmepumpe geeignet sind, beim regulären Austausch des Wärmeerzeugers tatsächlich Wärmepumpen installiert werden. Dies muss entsprechend instrumentiert werden und schränkt die Entscheidungsfreiheit der Gebäudeeigentümer bei der Wahl des Wärmeerzeugers ein.

3.4.1.4 Effizienz + PtG

Auch in diesem Szenario sind höhere THG-Minderungsziele als 87,5 Prozent kaum zu erreichen, weil die Gebäudeeffizienz nachträglich kaum erhöht werden kann. Falls erneuerbares Gas nicht im erforderlichen Umfang zur Verfügung stehen sollte, muss auf andere erneuerbare Wärmeerzeugung ausgewichen werden. Bei einem verspäteten Einstieg in andere Erneuerbare Energien muss deren Markthochlauf noch steiler sein, als er es im Szenario Effizienz + EE ohnehin schon ist (siehe Kapitel 3.4.2).

61 BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude*, 2015

3.4.1.5 BAU + PtG

In diesem Szenario können die Klimaschutzziele nur erreicht werden, wenn die entsprechenden hohen Mengen von importiertem PtG zur Verfügung stehen. Es besteht eine **hohe Pfadabhängigkeit von der Realisierung der Erzeugungs- und Transportkapazitäten.** Bei unvorhergesehenen Änderungen bliebe vorrangig die Möglichkeit, auf dezentrale Erneuerbare Energien wie Solarthermie, Wärmepumpen und Wärmenetze auszuweichen und die erforderlichen steilen Markthochläufe verspätet nachzuvollziehen. Es besteht die Gefahr, dass Gebäude auch außerhalb der regulären Sanierungszyklen nachträglich gedämmt werden müssen, da die Potenziale der erneuerbaren Energieträger für einen schlecht sanierten Bestand nicht ausreichen beziehungsweise nicht erschlossen werden können. Es ist höchst fraglich, ob das Gebäudesektorziel im Jahr 2030 eingehalten werden könnte, falls PtG nicht ausreichend verfügbar ist.

3.4.2 Markthochlauf und Realisierbarkeit der Marktentwicklung

3.4.2.1 Effizienz²

Die heutigen Verfahren zur Dämmung von Gebäuden bestehen seit den siebziger Jahren des letzten Jahrhunderts. Seitdem sind die Dämmstärken und das Sortiment der Materialien beträchtlich gewachsen, aber an der grundsätzlichen Verarbeitung von Wärmedämmverbundsystem und Zwischensparrendämmung hat sich wenig geändert. Europaweit werden jährlich rund 250 Millionen Kubikmeter Dämmstoffe verkauft.[62] In Deutschland betrug der Dämmstoffabsatz in der Vergangenheit circa 30 Millionen Kubikmeter pro Jahr. Hierin sind auch Dämmstoffe für Innenbauteile (zum Beispiel für Schallschutz) und Verpackungen enthalten. Der Umsatz betrug in Deutschland in den letzten Jahren rund 2,2 Milliarden Euro jährlich.[63] Die Versorgungskette aus Herstellern, Handel und Handwerk ist seit Jahrzehnten vorhanden. In Abbildung 20 ist dargestellt, dass der Dämmstoffabsatz für den Wärmeschutz gegenüber 2017 kurzfristig verdreifacht werden muss und danach langfristig auf einem hohen Niveau bleibt. Dieser Anstieg betrifft vor allem Hersteller und Handwerker. Alle Dämmmaßnahmen werden mit ohnehin erforderlichen Instandhaltungen gekoppelt. Dabei sind in der Regel auch Dämmschichten zu installieren. Diese sind in diesem Szenario jedoch wirksamer auszuführen. Gegenüber den anderen Szenarien muss die Anzahl der Handwerker vor allem durch die höhere Sanierungsrate ansteigen. Der gegenwärtige Mangel an Handwerkern führt allerdings schon heute zu Engpässen. Dies wird aktuell verschärft durch einen starken Rückgang des Nachwuchses im Handwerk. Dieses Problem ist grundsätzlich in allen Szenarien zu lösen.

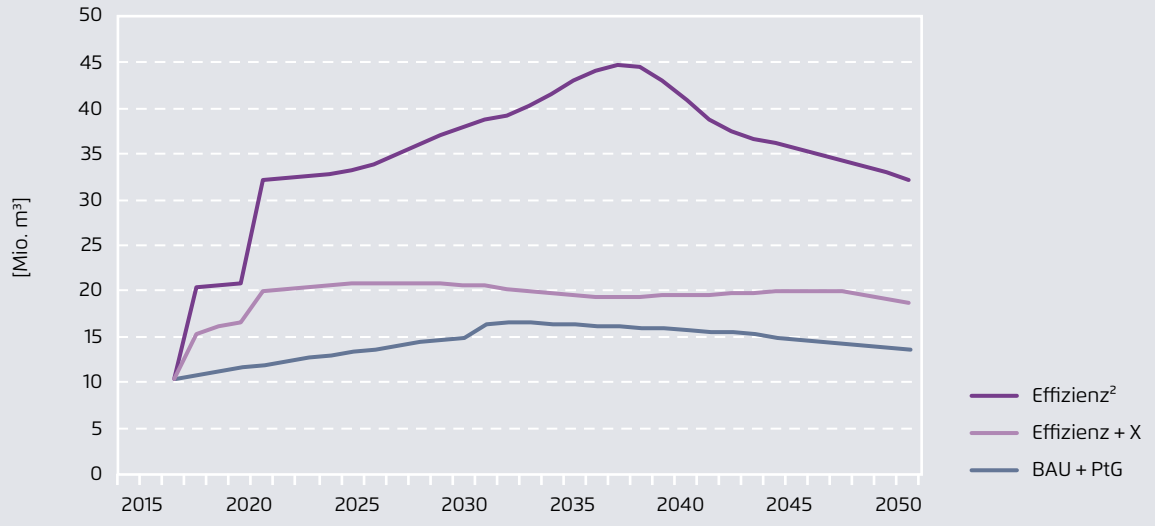
Aufseiten der Hersteller ist in diesem Szenario der erforderliche Anstieg im Vergleich der Szenarien am geringsten. Je nachdem, wie die Dämmstoffnachfrage in anderen europäischen Ländern zunimmt, kann der europäische Markt die Zusatzanforderungen des Szenarios in Deutschland nach kurzem Vorlauf abdecken.

Weitere Herausforderungen für den Markthochlauf in diesem Szenario liegen insbesondere in der Akzeptanz der Gebäudeeigentümer und Mieter. Sie unterliegt seit 2012 starken Schwankungen. Durch den Einsatz geeigneter Instrumente gilt es, kurzfristig die Einführung eines sehr ambitionierten Dämmstandards zu kommunizieren und gleichzeitig die Zahl der Pinselsanierungen drastisch zu vermindern. Nennenswerte Kostensenkungspotenziale durch Mengeneffekte sind bei einer breit eingeführten Technologie kaum noch zu erwarten. Allerdings gab und gibt es technische Weiterentwicklungen hinsichtlich besserer Dämmeigenschaften (Wärme-

62 Interconnection: *Europas Dämmstoffmarkt verharrt im Winterschlaf,* 2016, URL:

63 Branchenradar: *Dämmstoffe in Deutschland 2017,* www.marktmeinungmensch.de/studien/branchenradar-daemmstoffe-in-deutschland-2017/ (Stand: 11.05.2018)

Jährlicher Dämmstoffabsatz in den Szenarien — Abbildung 20



ifeu

durchgangskoeffizienten), anderer Materialien (zum Beispiel Vakuumpanele) und einfacherer Montage (zum Beispiel Einblasdämmung oder industrielle Vorfertigung). Die spezifischen Kosten je Dämmwirkung sind bisher durch die technische Entwicklung kaum gesunken.[64] Dennoch bestehen auch zukünftig Kostensenkungspotenziale, insbesondere durch Vereinfachung der Montage.

3.4.2.2 Effizienz + EE

Die erneuerbaren Heizungstechnologien, die in diesem Szenario überwiegend zum Einsatz kommen, sind Solarthermie, Holzpelletheizkessel und andere Holzheizungen, Wärmepumpen und Wärmenetze.

Solarthermieanlagen werden seit den 1970er-Jahren gebaut. Waren sie anfangs ein reines Nischenprodukt, wuchs die installierte Kollektorfläche bis 2017 auf 20,5 Millionen Quadratmeter.[65] In diesem Szenario ist ein Anwachsen der Kollektorfläche auf 251 Millionen Quadratmeter im Jahr 2050 vorgesehen – das ist eine Verzwölffachung der Fläche. Um dieses Ziel zu erreichen, muss der mittlere jährliche Zubau bis 2030 von 0,63 Millionen Quadratmeter im Jahr 2017 auf durchschnittlich 9, Millionen Quadratmeter gesteigert werden. Dies stellt eine extreme Anforderung an die oft mittelständischen Hersteller dar. Sie müssen innerhalb weniger Jahre ihre Produktion um den Faktor 15 steigern. Die Erfüllung dieser Anforderung wird als sehr unrealistisch eingeschätzt.

2016 waren rund 0,9 Millionen Biomasseheizkessel installiert.[66] Ihre Anzahl steigt in allen Szenarien nur leicht an. Die Anzahl der Wärmepumpen steigt in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 auf 3,7 Millionen und bis 2050 auf 8,7 Millionen Einheiten. Gegenüber dem heutigen Niveau von rund 800.000 installierten Wärmepumpen ist das eine Steigerung um den Faktor 4,6. Die Anzahl der jährlich installierten

64 Beuth HS, ifeu: *Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands,* Berlin, 2015

65 BSW-Solar: *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie),* Berlin, 2018

66 BDH: *Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2016, Köln,* 2016

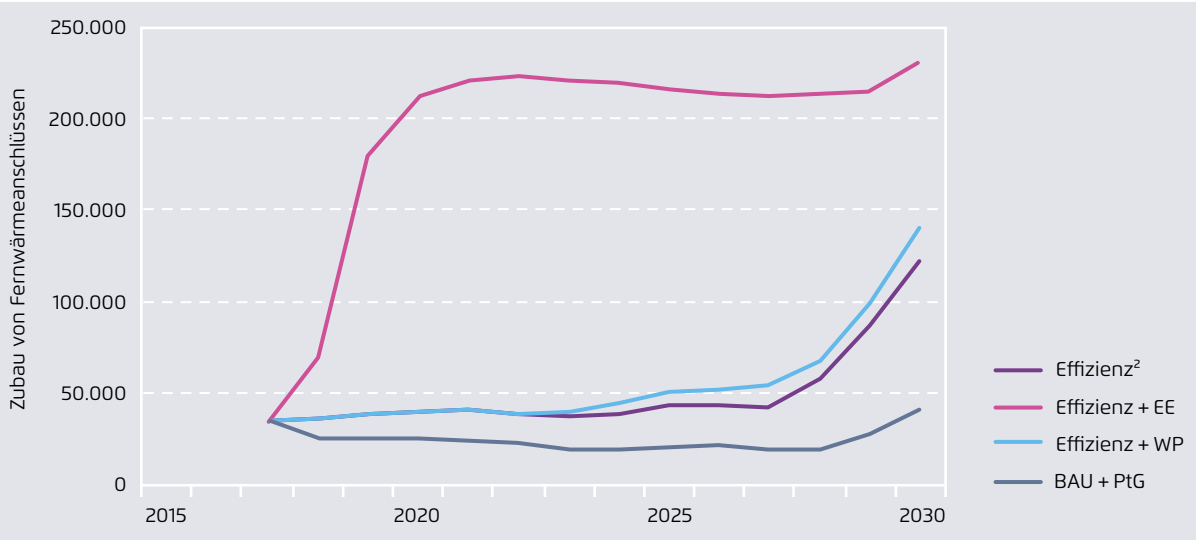
Wärmepumpen von rund 80.000 im Jahr 2017 muss kurzfristig verdoppelt werden und stellt die Branche damit vor eine große Herausforderung.[67]

Aufgrund von Restriktionen bei den genannten erneuerbaren Wärmeerzeugern muss in diesem Szenario ein großer Teil der Wärme über Wärmenetze bereitgestellt werden. Bis zum Jahr 2050 verdoppelt sich die abgegebene Wärmemenge aus Netzen von 73 Terawattstunden im Jahr 2016 auf 146 Terawattstunden.[68] Durch den gleichzeitigen Rückgang des Wärmeverbrauchs in den Gebäuden muss die Anzahl der Hausübergabestationen aber fast vervierfacht werden. Der Marktanteil von Wärmenetzen muss dazu kurzfristig von 7,5 Prozent der jährlich installierten Wärmeerzeuger auf rund 25 Prozent ansteigen. Dies kann zu einem großen Teil durch Nachverdichtung bestehender Netze geschehen, da die durchschnittliche Anschlussquote nur bei etwa 30 Prozent liegt. Zusätzlich müssen in diesem Szenario bis 2030 neue Wärmenetze in der Größenordnung von zwei Dritteln der heutigen Wärmemenge aus Netzen errichtet werden. Die Realisierung sowohl der Nachverdichtung als auch der neuen Netze bedarf besonderer Anreize und übergeordneter Planung. Die besondere Herausforderung besteht bei Wärmenetzen darin, dass sie über die verkaufte Wärmemenge refinanziert werden müssen. Ein rascher Netzausbau ist wirtschaftlich vorteilhafter als ein langsamer, weil die Gebäude zunächst noch einen höheren Energieverbrauch haben. Gleichzeitig müssen die Versorgungsunternehmen die Einspeisekapazitäten entsprechend erhöhen und dekarbonisieren. Für neue Wärmenetze – meist Nahwärmenetze – kann tendenziell ein höherer Anteil erneuerbarer Technologien eingeplant werden, wie Großwärmepumpen, solare Nahwärme, industrielle Abwärme oder Tiefengeothermie. In bestehenden Netzen müssen dagegen die vorhandenen Erzeuger ersetzt werden, was meist weniger Gestaltungsfreiheit lässt. Tendenziell wird hier auf die Nutzung industrieller Abwärme fokussiert sowie auf die Notwendigkeit, anteilig KWK in hybriden Netzen einzusetzen.

67 BWP: *Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2011–2017,* Berlin, 2018

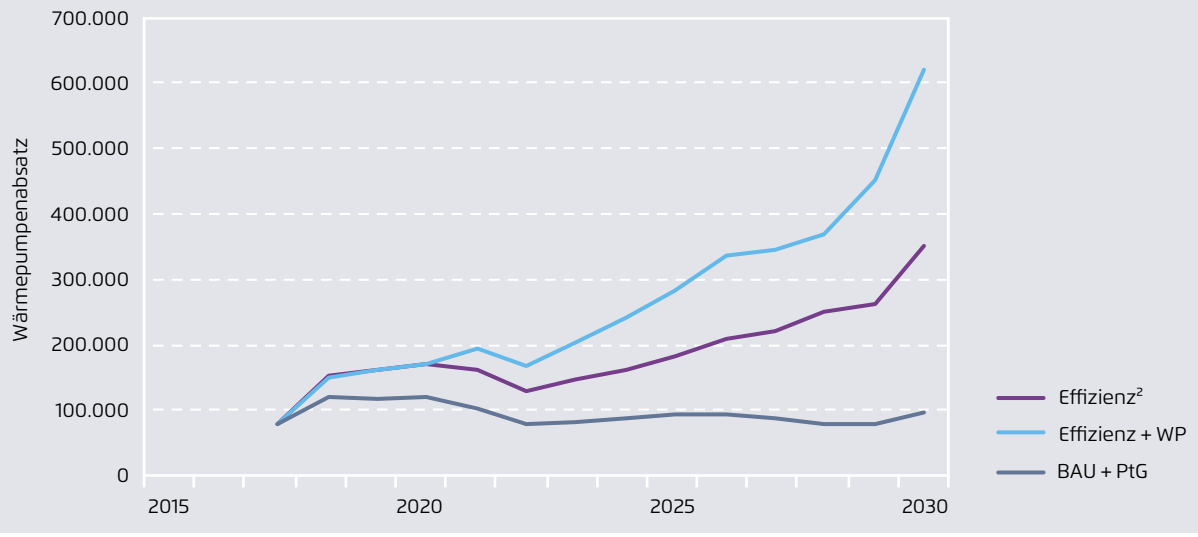
68 AGFW: *Hauptbericht 2016,* Frankfurt am Main, 2017

Jährlicher Zubau von Fernwärmeanschlüssen in den Szenarien bis zum Jahr 2030 Abbildung 21



ifeu

Jährlicher Wärmepumpenabsatz in den Szenarien bis zum Jahr 2030 Abbildung 22



ifeu

3.4.2.3 Effizienz + Wärmepumpen

Da in diesem Szenario die Klimaschutzziele größtenteils durch den Einsatz von Wärmepumpen erreicht werden, muss ihre Anzahl bis 2030 auf 4,7 Millionen Stück ansteigen. Dazu muss der Marktanteil von Wärmepumpen von knapp zehn Prozent der jährlich installierten Wärmeerzeuger kurzfristig verdoppelt werden und innerhalb der nächsten zehn Jahre auf mehr als 80 Prozent steigen. Vor allem im Gebäudebestand müssen Wärmepumpen vermehrt eingesetzt werden, da allein die Neubauten, in denen Wärmepumpen zurzeit überwiegend eingesetzt werden, nicht für den erforderlichen Markthochlauf ausreichen. Dies setzt wiederum eine ausreichende Anzahl geeigneter Gebäude voraus, in denen der Wärmebedarf auch mit niedrigen Heizungsvorlauftemperaturen gedeckt werden kann. Mittelfristig müssen geeignete Gebäude ausnahmslos mit Wärmepumpen ausgerüstet werden. Bis zum Jahr 2050 steigt die Anzahl weiter bis auf 15,6 Millionen Wärmepumpen. Dies bedeutet eine vollständige Neuausrichtung der gesamten Heizungsbranche. Angesichts der bestehenden Beharrungskräfte und der technischen und organisatorischen Hemmnisse bedarf dieses Szenario einer umfassenden, langfristigen Planung und starker Lenkungsimpulse für seine Realisierung.

In diesem Szenario bestehen hohe Chancen für Kostensenkungen, einerseits durch Skaleneffekte, andererseits durch Weiterentwicklungen der Wärmepumpentechnologie und Erschließung neuer kostengünstiger Wärmequellen wie Energiezäune, Abwasser, Eisspeicher oder Kombinationen mit Solarthermie.[69]

3.4.2.4 Effizienz + PtG, BAU + PtG

In den beiden Szenarien, in denen die Klimaschutzziele vorrangig durch den Einsatz von PtG erreicht werden, muss kurzfristig eine Erzeugungs- und Transportstruktur für den Import von PtG aufgebaut werden. Bis zum Jahr 2030 müssen 44,5 beziehungsweise 94,5 Terawattstunden als PtG importiert werden, um das Gebäudesektorziel des Klimaschutz-

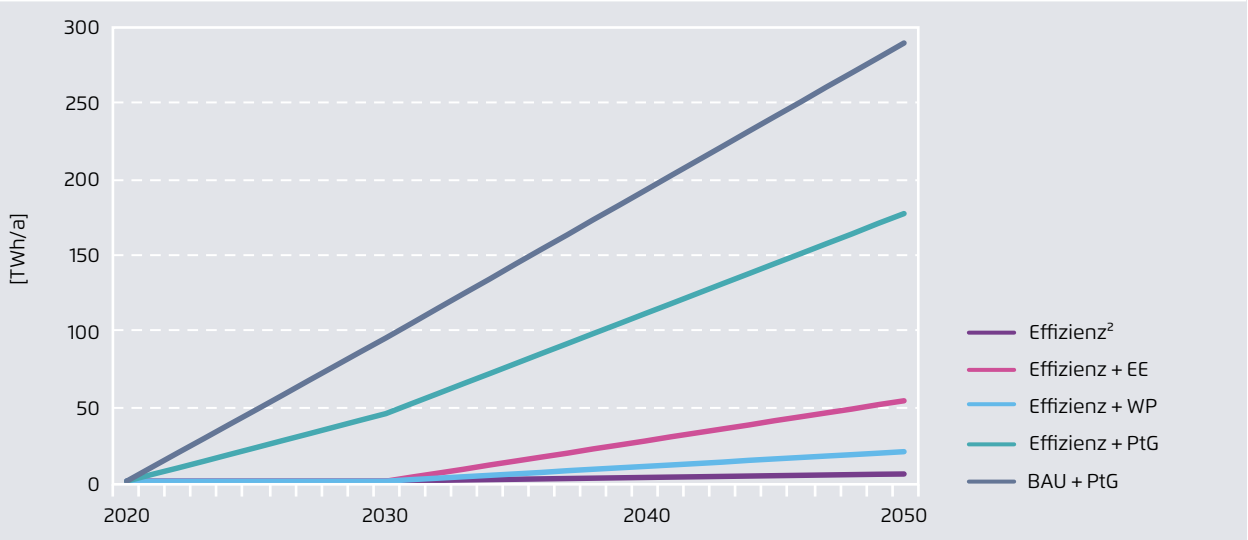
69 Energiezäune bestehen aus oberirdisch aufgestellten Rohrbündeln, die von einem Wärmeträgermedium durchflossen werden. Sie nutzen die Wärme der Umgebungsluft und die solare Strahlungswärme.

plans zu erreichen. Es ist in diesen Szenarien nicht sinnvoll, das Sektorziel zunächst mit anderen erneuerbaren Wärmeerzeugern einhalten zu wollen und erst nach dem Jahr 2030 auf PtG umzuschwenken, weil dazu Gaskessel aus dem Bestand genommen werden müssten. Das PtG muss mit Erneuerbaren Energien erzeugt werden. Dazu ist eine Erzeugerleistung von 25 beziehungsweise 54 Gigawatt in geeigneten Ländern zu installieren. Das entspricht etwa einem Viertel beziehungsweise der Hälfte der installierten Nettoleistung von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland im Jahr 2017.[70] Eine Erzeugung von PtG in Deutschland ist nur an Standorten mit verlässlich hohen jährlichen Vollbenutzungsstunden konkurrenzfähig. Das Potenzial solcher Standorte ist für die benötigten Mengen nicht ausreichend. Nur durch einen Import von PtG im großen Maßstab können die unterstellten Preissenkungen erreicht werden.

Wie in Kapitel 2.3.4 beschrieben, werden in allen Szenarien für den See- und Luftverkehr sowie für den nichtenergetischen Verbrauch bis 2050 weitere 450 Terawattstunden synthetischer Kraftstoffe (PtL) pro Jahr benötigt. Allein diese nationalen Zahlen machen deutlich, wie ambitioniert ein notwendiger Markthochlauf von PtL-Anlagen inklusive Wind- und PV-Anlagen im Ausland sein muss. Noch deutlicher wird dies, wenn man in der Diskussion berücksichtigt, dass es auf globaler Ebene trotz Effizienzmaßnahmen einen erwarteten Anstieg des globalen Flugverkehrs auf 6.700 Terawattstunden bis 2050 geben kann und zusätzlich circa 4.500 Terawattstunden für den weltweiten Seeverkehr anfallen. Für den nicht energetischen globalen Verbrauch liegen keine Zahlen vor, aber auch hier ist von weiteren großen Bedarfen auszugehen, für die es für eine Dekarbonisierung keine Alternativen zum Einsatz von PtX gibt. Der PtG-Bedarf für den Wärmebereich kommt in diesen Szenarien additiv dazu und erfordert entsprechend eine weitere Erhöhung der Anstrengungen.

70 Fraunhofer ISE: *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*, www.energy-charts.de/power_inst_de.htm, 2018 (Stand: 02.05.2018)

Jährlicher PtG-Import im Szenariovergleich bis 2050 — Abbildung 23



ifeu, Fraunhofer IEE

Es ist nicht sicher vorhersagbar, wie ein künftiger PtG-Markt aussehen wird. Große Unsicherheiten bestehen darüber, ob PtG-Erzeugerländer exklusive Lieferverträge mit Deutschland abschließen werden und welche Konkurrenz mit den eigenen Dekarbonisierungszielen der Erzeugerländer besteht. Auch die europäische und internationale Konkurrenz um die verfügbare PtG-Menge ist nicht absehbar.

3.4.2.5 Vergleichende Bewertung der Plausibilität eines Markthochlaufes

Alle Szenarien verlangen hohe Anstrengungen von den jeweiligen Akteuren, um den erforderlichen Markthochlauf zu realisieren. In allen Szenarien sind Engpässe auf der Ebene der Fachhandwerker für baulichen Wärmeschutz und Heizungsbau zu erwarten. Der aktuelle Nachwuchsmangel in allen handwerklichen Branchen wird sich künftig verschärfend auswirken. Das Szenario BAU + PtG ist aufgrund der geringeren Investitionen im Inland weniger davon betroffen. Es ist aber auch weniger geeignet, eine Trendwende bei der Attraktivität des Handwerks einzuleiten.

Die kurz- und mittelfristigen Anforderungen bis 2030 auf Ebene der Hersteller sind im Szenario Effizienz + EE extrem hoch und erscheinen als kaum realisierbar. Auch der erforderliche Aufbau einer gesicherten Erzeugungs- und Transportkette für PtG, die im Jahr 2030 94,5 Terawattstunden (BAU + PtG) beziehungsweise 44,5 Terawattstunden (Effizienz + PtG) klimaneutrales, synthetisches Gas zuverlässig in Deutschland zur Verfügung stellt, ist aus heutiger Sicht mit sehr vielen Unsicherheiten behaftet. Es ist ein Hochlauf ausgehend von Pilotanlagen im Megawattbereich hin zu einer Produktion im zweistelligen Gigawattbereich innerhalb weniger Jahre erforderlich. Die Wahrscheinlichkeit einer Realisierung hängt von einer Vielzahl einzelner Weichenstellungen ab, von denen jede das gesamte Szenario gefährden kann.

Ebenfalls als sehr herausfordernd erscheinen die steilen Markthochläufe in den Szenarien Effizienz² und Effizienz + WP. Im Vergleich zu den oben genannten Szenarien ist die Plausibilität einer Realisierung jedoch höher, weil die industriellen Herstellungskapazitäten bereits bestehen und kurzfristig „nur" um den Faktor drei gesteigert werden müssen. Inwieweit auf die europaweit vorhandenen Produktionskapazitäten zurückgegriffen werden kann, hängt auch von den Klimaschutzentscheidungen in anderen europäischen Ländern ab.

Abbildung 24 zeigt grafisch die notwendigen Veränderungen in den Bereichen Dämmung, Solarthermie und Wärmepumpen im Gebäudebereich als Vergleich der Szenarien und im Vergleich zum Istzustand im Jahr 2017. Die hinterlegten Landesflächen zeigen an, ob der Ausbau inländisch, offshore oder im Ausland stattfindet. Die ausgefüllten Flächen stellen aber keinen Bezug zu den tatsächlich benötigten Flächen, den tatsächlichen Standorten oder der Ausschöpfung der einzelnen Potenziale dar. Ein Bezug auf das Potenzial wäre zum Beispiel bei Wärmepumpen kaum möglich, da die Höhe des Potenzials durch die jeweilige Szenariogestaltung beeinflusst wird.

Es wird deutlich, dass das Gesamtvolumen der verbauten Dämmstoffe in allen Szenarien ohnehin ansteigen wird, da ein Rückfall hinter die heutigen Sanierungsanforderungen nicht absehbar ist. Dagegen steigt die kumulierte solarthermische Kollektorfläche in den meisten Szenarien verhalten an beziehungsweise sinkt gegenüber dem heutigen Bestand sogar wieder ab. Im Gegensatz dazu steigt sie im Szenario Effizienz + EE extrem steil an. Hier wird also keine ohnehin vorhandene Entwicklung aufgegriffen.

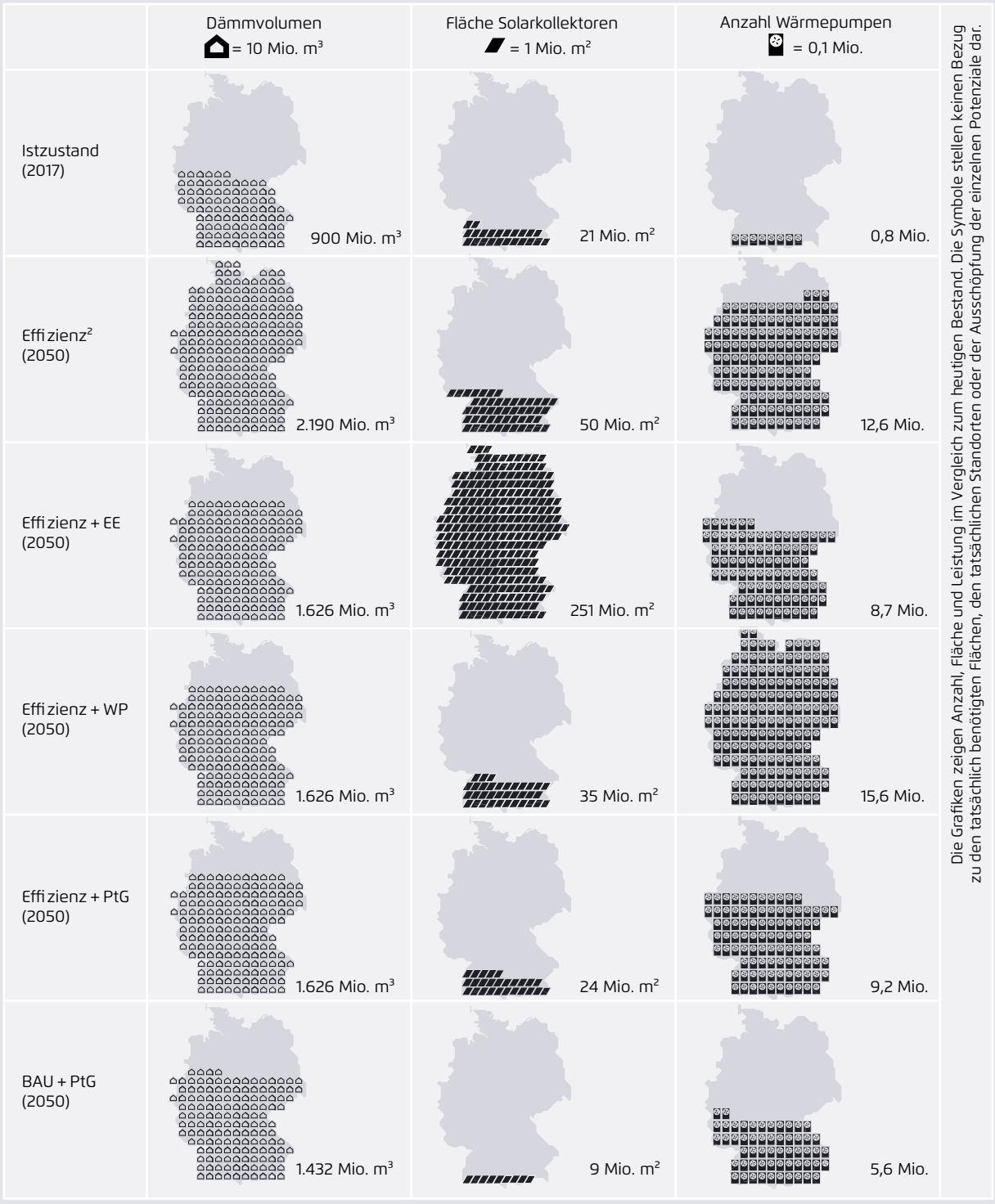
Im Bereich der Wärmepumpen wird wiederum in allen Szenarien ein deutlicher Zuwachs gegenüber dem heutigen Bestand unterstellt. Entscheidend für die Realisierbarkeit ist letztlich die mögliche Steilheit des Markthochlaufs.

Abbildung 25 zeigt den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Stromerzeuger im Vergleich zum Bestand im Jahr 2017. Dabei gibt es nur geringe Unterschiede zwischen den Szenarien. Sie folgen aus den unterschiedlichen Anforderungen an die zeitliche Stromverfügbarkeit und aus den unterschiedlichen Flexibilitäten in den Szenarien.

In Abbildung 26 sind die erneuerbaren Stromerzeuger dargestellt, die für die Erzeugung der importierten synthetischen Energieträger erforderlich sind. In Blau sind die Anlagen zur Erzeugung von PtL für den See- und Luftverkehr sowie für die stoffliche Nutzung dargestellt. Ihre Anzahl ist in allen Szenarien gleich. Dazu kommen die schwarz eingefärbten Anlagen für die Erzeugung von PtG. Die Darstellung stellt keine Empfehlung für die Standorte der Anlagen in bestimmten Ländern oder Regionen dar. Es wird lediglich eine geringe Distanz der Anlagen zum Mittelmeer angestrebt, um ausreichend Wasser für die Elektrolyse bereitstellen zu können.

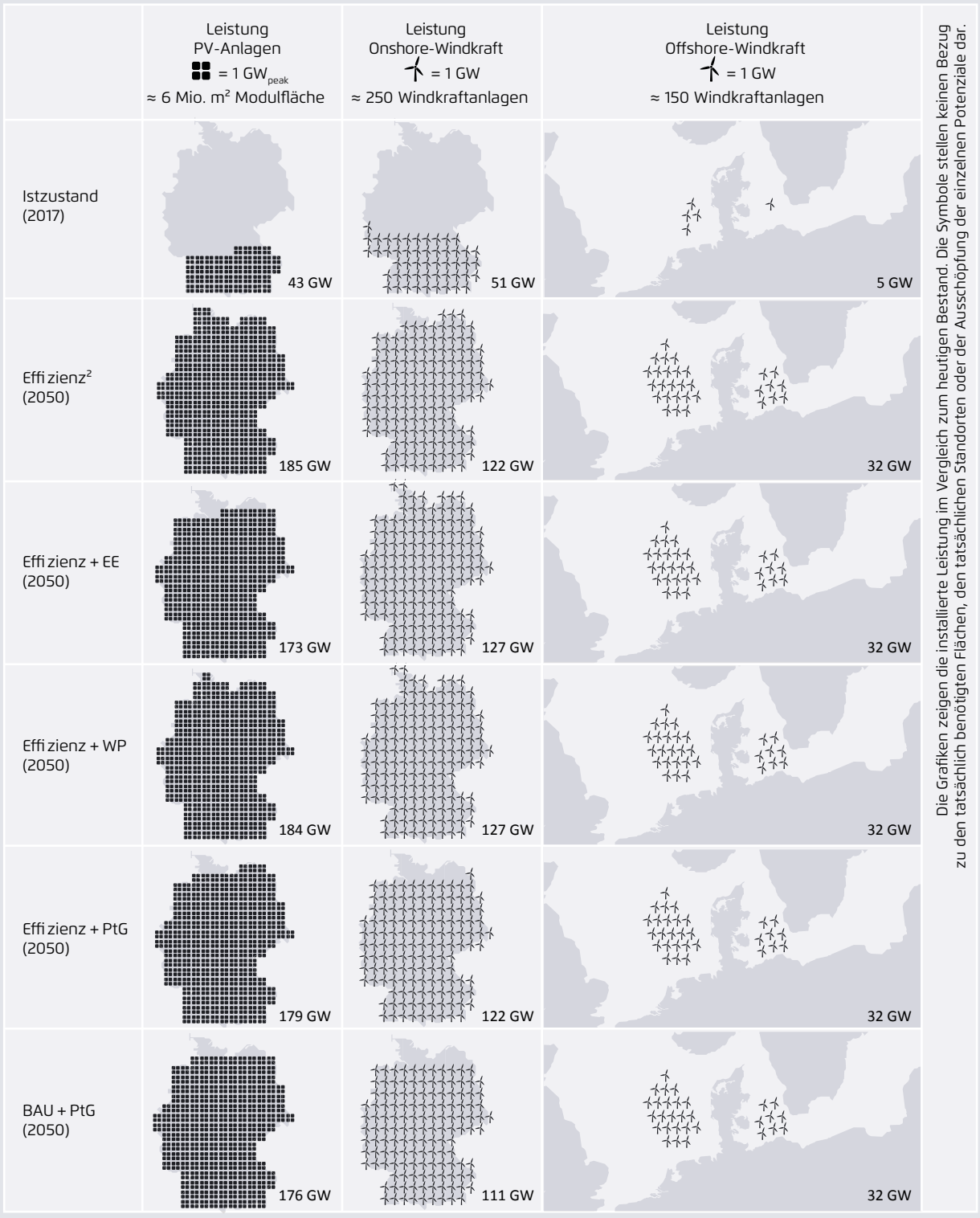
Vergleich des Gesamtbestands im Jahr 2050 an Dämmung, Solarthermie und Wärmepumpen mit dem Istzustand 2017 im Gebäudebereich

Abbildung 24



ifeu

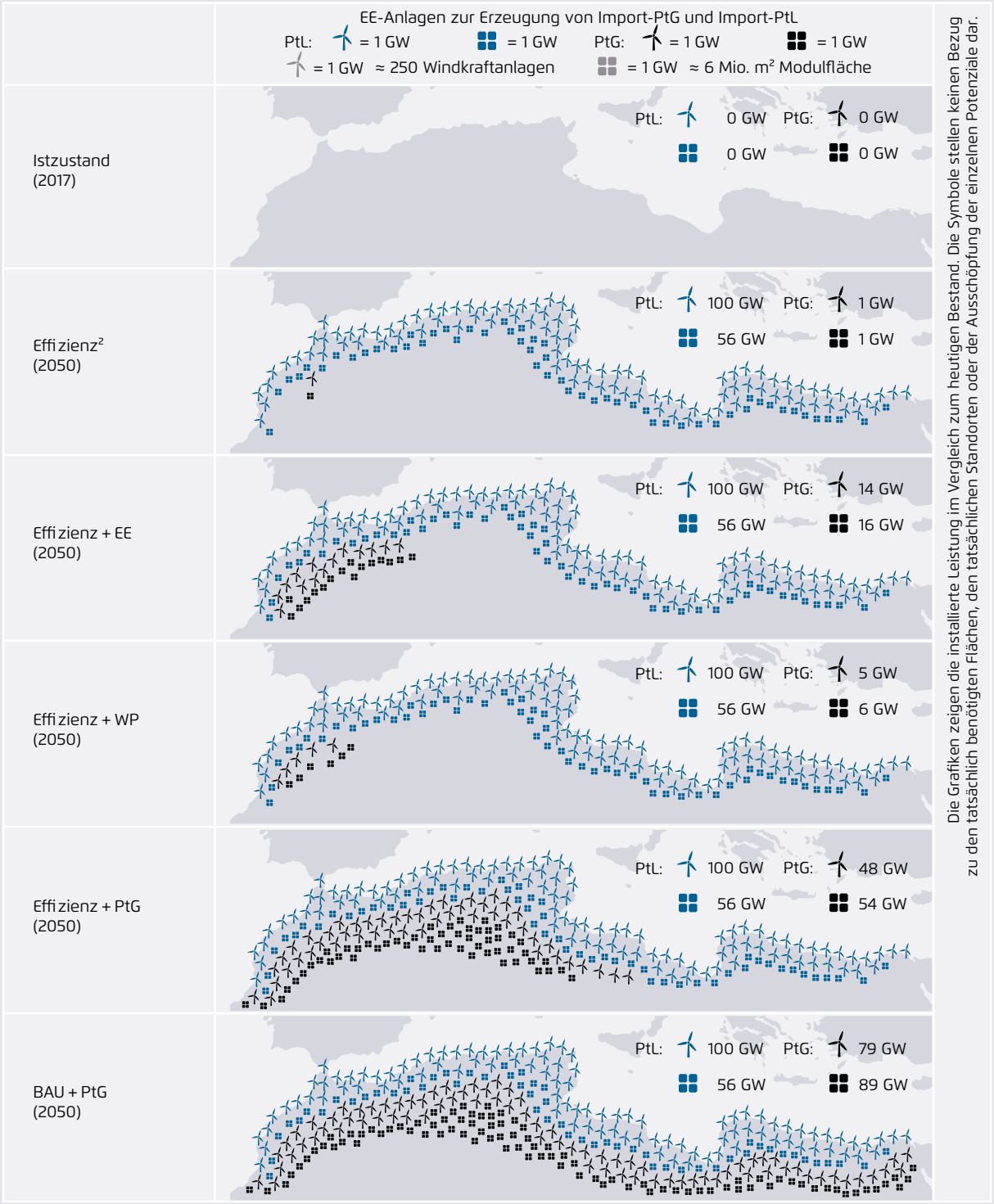
Vergleich des Gesamtbestands im Jahr 2050 für den EE-Ausbau mit dem Istzustand 2017 Abbildung 25



ifeu

Vergleich der Szenarienergebnisse für den EE-Ausbau zur Erzeugung von Import-PtX im Jahr 2050 gegenüber 2017

Abbildung 26



ifeu

3.4.3 Importabhängigkeit

Deutschland importierte im Jahr 2016 rund 64 Prozent seines Energiebedarfs aus dem Ausland. Das sind zehn Prozentpunkte mehr als der Durchschnitt der Europäischen Gemeinschaft.[71] Bei den für die Gebäudeversorgung relevanten Energieträgern betrug die Nettoimportquote 91,2 Prozent (Erdgas) beziehungsweise 100 Prozent (Öl).[72] Größtes Herkunftsland für Öl und Gas in Deutschland ist Russland.[73]

In allen Szenarien wird die eingesetzte Erdgasmenge in den betrachteten Sektoren um rund 80 Prozent vermindert. Dies wird unter anderem erreicht durch einen massiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung im Inland. Zusätzlich müssen in allen Szenarien 450 Terawattstunden pro Jahr an synthetischen Brennstoffen (PtL) für den Verkehrssektor und die stoffliche Nutzung importiert werden. Die Menge von PtG für die Wärmeerzeugung im Jahr 2050 variiert in den Szenarien: Im Szenario Effizienz² ist sie mit 4,7 Terawattstunden pro Jahr am geringsten. Sie steigert sich über die Szenarien Effizienz + EE (19,5 TWh/a) und Effizienz + WP (53,0 TWh/a) bis zu den Szenarien Effizienz + PtG (176,5 TWh/a) und BAU + PtG (289,1 TWh/a). Die Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom, die für die Bereitstellung von PtL und PtG für Deutschland erforderlich sind, sind in Abbildung 26 gegenübergestellt.

Es ist noch nicht geklärt, welcher Art die Importverträge für PtG und PtL sein werden. Es wird hier unterstellt, dass in geeigneten Staaten Nordafrikas und des Nahen Ostens synthetische Energieträger aus erneuerbarem Strom hergestellt werden. Es ist jedoch unsicher, ob die erforderlichen Anlagen in einer Kooperation mit Deutschland errichtet werden, die gleichzeitig langfristige Lieferverträge vorsieht, oder ob andere Investoren den Markt besetzen und synthetische Energieträger frei im internationalen Handel anbieten werden. Von diesen strukturellen Entscheidungen hängen die Preisbildung und letztlich auch die Realisierbarkeit der Szenarien ab. Je stärker heute auf ein PtG-Szenario vertraut wird, desto höher steigt das Risiko einer einseitigen Abhängigkeit.

3.4.4 Beschäftigungs- und Arbeitsplatzeffekte

Ein Zusammenhang zwischen der Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich und der Beschäftigungsrate konnte durch zahlreiche Studien für den deutschen Markt belegt werden.[74, 75] Die Ergebnisse weisen eine Spannbreite von positiven Beschäftigungswirkungen von 300.000 bis 500.000 Personen bis 2050 aus. Insbesondere das Baugewerbe, das Handwerk und die konsumnahen Dienstleistungen verzeichnen demnach erhöhte Beschäftigungseffekte. Die Ergebnisse wurden mit dem Gesamtwirtschaftsmodell VIEW der Prognos AG berechnet. Dabei wurden die Beschäftigungseffekte in einem Szenario mit ambitioniertem Fokus auf Effizienz im Gebäudebereich denen in einem Referenzszenario gegenübergestellt. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) prognostiziert langfristig einen Beschäftigungszuwachs von etwa 300.000 Personen bis 2050.[76] Im Klimaschutz-80-Prozent-Szenario wird der Beschäftigungszuwachs mit circa 500.000 Personen bis 2050 beziffert.[77] Die Ergebnisse wurden mithilfe des Multi-Paradigmen-Simulationsmodells ASTRA-D modelliert. Während Energieeffizienz- und

71 Destatis/Statistisches Bundesamt: *Energie: Importabhängigkeit 2016*, 2018

72 Umweltbundesamt: *Primärenergiegewinnung und -importe*, www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe, 2018 (Stand: 07.05.2018)

73 BMWi: *Energiedaten: Gesamtausgabe*, 2018

74 ifeu, Wuppertal Institut : *Energiebalance – Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz*, Heidelberg, 2009

75 Prognos et al.: *Gesamtwirtschaftliche Einordnung der ESG*, Berlin, 2017

76 DIW: *Steigerung der Energieeffizienz: ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft*. DIW Wochenbericht 2014, Berlin, 2014

77 Öko-Institut, Fraunhofer ISI: *Klimaschutzszenario 2050*, 2. Endbericht, Berlin, 2015

Klimaschutzmaßnahmen also positive Beschäftigungseffekte nach sich ziehen, erlaubt die Forschungslage keine Differenzierung hinsichtlich der Beschäftigungswirkungen der einzelnen Effizienzszenarien. Lediglich **das BAU-Szenario wird voraussichtlich hinsichtlich der Beschäftigungseffekte signifikant schlechter abschneiden als die anderen Szenarien, da die Wertschöpfung im Ausland erfolgt.**

3.4.5 Individuelles Wohlbefinden, Gesundheit und Arbeitsproduktivität

Eine höhere Energieeffizienz beeinflusst das individuelle Wohlbefinden in Wohn- und Nichtwohngebäuden positiv. Durch Wärmedämmmaßnahmen, eine im Realbetrieb effizient laufende Heizung sowie optimal eingestellte Lüftungs- und Kühlsysteme kann das Raumklima in der Regel verbessert werden, Feuchtigkeitsprobleme und Schimmelbildung können vermieden werden.[78] Gebäude mit hoher Effizienz sind behaglicher als ungedämmte Gebäude. Auch an kalten Tagen kann stets die geforderte Raumtemperatur bereitgestellt werden, es gibt keine Strahlungsasymmetrie zwischen Außen- und Innenbauteilen, die Temperaturschichtung ist weniger ausgeprägt und es gibt weniger Zugluft. Insbesondere unter vorbelasteten und älteren Personen sowie Kindern können dadurch zum Beispiel Atemwegserkrankungen wie Asthma sowie Herz-Kreislauf-Erkrankungen gemildert werden.[79]

Durch Energieeffizienzmaßnahmen in Nichtwohngebäuden lassen sich nicht nur Krankheitstage unter Mitarbeitern deutlich verringern.[80] Auch die Arbeitsproduktivität und das Lernvermögen etwa von Schülern können gesteigert werden.[81, 82] Bei der Bewertung solcher Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass zum Beispiel die Mitarbeiterproduktivität zumeist nur subjektiv oder anhand indirekter Kriterien gemessen werden kann. So gaben bei einer Untersuchung von über 500 Gewerbemietenden in den USA, die in mit LEED-Standard oder mit Energy Star ausgezeichnete Gebäude umgezogen waren, mehr als 50 Prozent der befragten Mieter an, dass die Mitarbeiterproduktivität gegenüber der Mietzeit in nicht derart ausgezeichneten Gebäuden um durchschnittlich circa fünf Prozent gesteigert werden konnte.[83] In der Studie zum Deep energy retrofit wird die Steigerung der Mitarbeiterproduktivität mit 0,3 Prozent beziehungsweise entsprechend acht Euro pro Quadratmeter jährlich angegeben.[84] Das Wohlbefinden wird in erster Linie von der Effizienz der Gebäude beeinflusst, nicht von der Anlagentechnik. **Daher sind die stärksten Effekte im Szenario Effizienz² zu erwarten.**

Das *Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen* (BNB) gibt ebenfalls ein standardisiertes Schema für die Nachhaltigkeitsbewertung vor. Dieses System wurde zwar für die Bewertung einzelner Gebäude entwickelt, bestimmte Aspekte können aber auch auf ganze Gebäudebestände bezogen werden. Im BNB werden Gebäudezustände durch Punktevergabe in 196 Einzelkriterien bewertet, zum Beispiel „Risiken für die lokale Umwelt", „Zugluft" oder „integraler Planungsprozess". Exemplarisch wird hier die Bewertung des Wärme- und Tauwasserschutzes in der BNB-Kategorie „Technische Qualität" gezeigt. Bewertet werden in dieser Kategorie die mittleren Wärmedurchgangskoeffizienten, der Wärmebrü-

78 Co2online, ifeu: *Klimaschutz und Energieeffizienz*. Informationsbroschüre, Berlin, 2017

79 University of Otago: *The impact of retrofitted insulation and new heaters on health services utilisation and costs, pharmaceutical costs and mortality*. Evaluation of Warm Up New Zealand: Heat Smart, 2011

80 Energetic Solutions et al.: *Building deep energy retrofit: Using dynamic cash flow analysis and multiple benefits to convince investors*. ECEEE Summer Study Proceedings, 2017

81 Slotsholm: *Socio-economic consequences of better air quality in primary schools*, Copenhagen, 2012

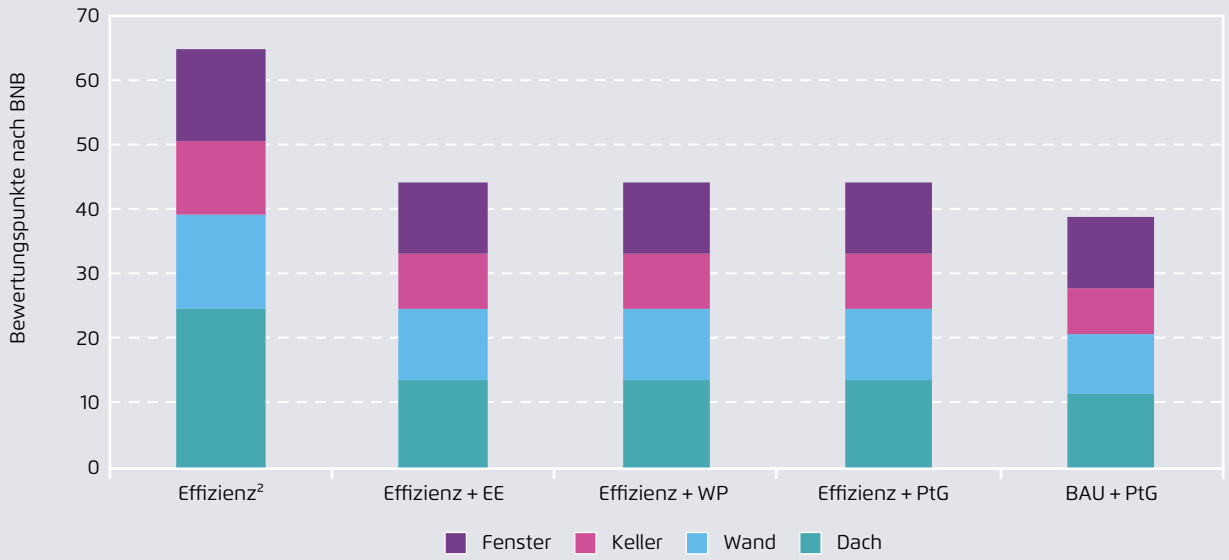
82 REHVA: *Indoor Climate and Productivity in Offices*. Guidebook No. 6, 2006

83 Miller et al.: *Green Buildings and Productivity*, 2009

84 Energetic Solutions et al.: *Building deep energy retrofit*, 2017

Bewertung der technischen Qualität
anhand des Kriteriums Wärme- und Tauwasserschutz gemäß BNB

Abbildung 27



ifeu

ckenzuschlag, die Fugendurchlässigkeit, die Tauwasserbildung, der Luftwechsel und der Sonneneintragskennwert. Je nach Qualitätsstufe der Einzelkriterien werden Punkte vergeben. Für die Bewertung der Gebäudebestände der Szenarien wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte der jeweiligen Kennwerte angegeben. Abbildung 27 vergleicht die Ergebnisse der Bewertung für die Szenarien.

Es wird deutlich, dass nach der Bewertungssystematik des BNB das Szenario Effizienz² eine deutlich höhere Punktzahl für Wärme- und Tauwasserschutz erreicht als die anderen Szenarien.

3.4.6 Komfortgewinn

Wird die Energieeffizienz eines Gebäudes verbessert, erhöhen die Bewohner in der Regel die Innentemperaturen und erlangen einen Gewinn an Komfort.[85] Durch die höhere Effizienz führen höhere Raumtemperaturen nur zu moderaten Mehrkosten. Dadurch sinkt auch die Aufmerksamkeit der Bewohner für sparsames Verhalten. In vielen Fällen wird das Erreichen einer komfortablen Raumtemperatur durch Effizienzmaßnahmen technisch überhaupt erst ermöglicht. Neben dem Erreichen der Mindesttemperaturen ist auch die Temperatur der Wandoberflächen auf der Raumseite ein wichtiges Behaglichkeitskriterium. Für Großbritannien fand man heraus, dass die Innentemperatur nach Durchführung von Effizienzmaßnahmen umso stärker erhöht wurde, je geringer die Ausgangstemperatur vor der Gebäude-

85 Fraunhofer ISE et al.: *Die Sanierung des deutschen Gebäudebestandes – eine wirtschaftliche Bewertung aus Investorensicht, aus Energieeffizienz Gebäuden – Jahrbuch 2016*, Berlin, 2016

modernisierung war.[86, 87] Die durch die Effizienzsteigerung eingesparten Energiekosten führen zu einer verstärkten Nutzung oder zusätzlichem Konsum und damit zu einem weiteren Energieverbrauch – dem sogenannten Rebound-Effekt. Zwar schmälert dieser Effekt potenziell mögliche Energieeinsparungen, positiv gewendet ist er aber auch als Zahlungsbereitschaft für einen Komfortgewinn anzusehen. Mit anderen Worten: Zugunsten einer Erhöhung des Komforts wird auf das volle Kosteneinsparpotenzial, das erreicht werden könnte, verzichtet. Dieser Rebound-Effekt ist in den Berechnungen bereits berücksichtigt. Der Komfort kann zwar auch durch moderne Heizungsanlagen ansteigen, die weitaus meisten Komfortaspekte werden aber durch die Gebäudeeffizienz verbessert. **Somit ist der höchste Komfortgewinn im Szenario Effizienz² zu verzeichnen.**

3.4.7 Steigerung des Immobilienwertes

Studien, die den amerikanischen, asiatischen und europäischen Immobilienmarkt in den Fokus nehmen, belegen, dass sich Energieeffizienzmaßnahmen auch auf den Immobilienwert auswirken:
Die Zahlungsbereitschaft für Käufe, Mieten und Pachten steigt mit der Gebäudeenergieeffizienzklasse, Leerstandsquoten können gesenkt und das Image etwa von (Wohnungs-)Unternehmen positiv beeinflusst werden.[88, 89, 90, 91, 92] Für den irischen Immobilienmarkt stellten das Trinity College (Dublin) und die University of Dublin fest, dass Mieten um 0,05 Prozent und Immobilienverkaufspreise um über vier Prozent für Gebäude mit den höchsten Energieeffizienzklassen stiegen. Ähnliche Ergebnisse konnten auch die University of Cambridge und die University of Reading für den schwedischen Markt nachweisen. Für den deutschen Markt gibt es bisher nur wenige Daten.[93] Die Universität Regensburg konnte einen indirekten Zusammenhang zwischen Energieeffizienz und Immobilienwertsteigerung nachweisen: Erzielbare Mietpreise bei Gebäuden mit einem hohen Energieverbrauch waren um 5,8 Prozent geringer als bei Gebäuden mit höherer Energieeffizienz.[94] Auch wenn eine Warmmietenneutralität bei den aktuellen Energiepreisen häufig nicht erreicht werden kann, schützt ein hohes Effizienzniveau die Mieter vor eventuellen künftigen Energiepreissteigerungen.

86 Es wird jedoch davon ausgegangen, dass es beim Heizen in Haushalten auch einen Sättigungspunkt gibt.

87 University of Oxford: *Making cold homes warmer: the effect of energy efficiency improvements in low-income homes*. A report to the Energy Action Grants Agency Charitable Trust, 2000

88 Maastricht University et al.: *Doing Well by Doing Good? Green Office Buildings*, 2010

89 EBS Universität für Wirtschaft und Recht et al.: *Sustainable Building Certification and the Rent Premium: A Panel Data Approach*, 2012

90 University of Wisconsin et al.: *Economic returns to energy-efficient investment in the housing market: Evidence from Singapore*, 2012

91 Trinity College (Dublin), University of Dublin: *The value of domestic building Energy Efficiency-Evidence from Ireland*, 2012

92 University of Cambridge, University of Reading: *Energy performance and Housing Prices: Does higher dwelling energy performance contribute to price premiums?*, 2014

93 Universität Regensburg, IPD: *Green performs better: energy efficiency and financial return on buildings*, 2013

94 Universität Regensburg: Energising Property Valuation: *Putting a Value on Energy-Efficient Buildings*, 2011

Exkurs: Instandhaltungskosten in Szenariorechnungen

Alle Gebäude müssen regelmäßig instand gehalten werden, um ihr Erscheinungsbild und ihre Funktionsfähigkeit zu erhalten. Die Bauteile wie Dächer, Fassaden und Fenster durchlaufen regelmäßige Nutzungszyklen. Die Länge der Nutzungszyklen hängt von vielfältigen Einflüssen ab und kann nicht allgemeingültig angegeben werden. Es finden sich mehrere Ansätze zur Eingrenzung der Nutzungsdauer. So führt zum Beispiel ISO 15686 bei der Berechnung der Nutzungsdauer Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung der spezifischen Gegebenheiten ein.[95] Eine umfassende Zusammenstellung von Nutzungsdauern hat das Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) als Datengrundlage für die Nachhaltigkeitsbewertung von Gebäuden mit dem Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB) erstellt.[96] Das Gebäudemodell GEMOD berechnet die Nutzungsdauer der Bauteile als Weibull-Funktion. Sie beschreibt eine Verteilungskurve der Nutzungsdauern basierend auf der typischen Ausfallwahrscheinlichkeit von Bauelementen und Werkstoffen. Diese Funktion berücksichtigt also, dass typischerweise stets einige Bauteile schon nach kurzer Nutzung erneuert werden müssen, die Mehrzahl der Bauteile nach einer charakteristischen mittleren Zeit auszutauschen sind und wenige wesentlich länger genutzt werden. Ist es grundsätzlich stets sinnvoll, intakte Bauteile möglichst lange zu nutzen, wächst doch bei zu langer Nutzung die Gefahr, dass Schäden auftreten. Bei den hier relevanten Bauteilen Dach, Fassade, Keller und Fenster reichen die möglichen Schäden von bloßen ästhetischen Störungen über Komforteinbußen durch Undichtheiten bis zu massiven Bauschäden. Es kann keine eindeutige Aussage über eine optimale Nutzungsdauer getroffen werden; der Übergang von sinnvoller Ausnutzung zum unzulässigen Verschleppen ist fließend – gerade bei der Betrachtung des Gesamtbestands. Dennoch besteht offensichtlich ein deutlicher Qualitätsunterschied zwischen einem frühzeitig instand gehaltenen Gebäudebestand und einem verzögert sanierten. Bei langen Nutzungsdauern steigt das Risiko von Schäden an, die Wahrscheinlichkeit, dass Havarien zu nicht ausreichend geplanten Ad-hoc-Maßnahmen führen, nimmt zu. **Entsprechend wird ein instand gehaltenes Gebäude mit einem höheren (Markt-)Wert bewertet, während unterlassene Instandhaltungen wertmindernd wirken.**

Im Folgenden soll dieser Qualititätsunterschied für die betrachteten Szenarien herausgearbeitet werden. Dazu wird zunächst die Höhe der tatsächlichen Instandhaltungsaufwendungen in der Vergangenheit beleuchtet. Sie kann nicht eindeutig statistisch erhoben werden, daher wird sie mit drei Berechnungsansätzen eingegrenzt. In einem Bottom-up-Ansatz werden die energetischen Sanierungsraten der Bauteile, die in einer Befragung des IWU empirisch ermittelt wurden, auch für Instandhaltungsmaßnahmen zugrunde gelegt.[97] Die Kosten für die Instandhaltungsmaßnahmen werden übernommen aus einer empirischen Erhebung der Kosten energierelevanter Bauteile.[98] Hier werden neben den energierelevanten Kosten auch die ohnehin erforderlichen Instandhaltungskosten ausgewiesen.

95 DIN ISO 15686-1: 2011-05: *Hochbau und Bauwerke – Planung der Lebensdauer – Teil 1: Allgemeine Grundlagen und Rahmenbedingungen*, 2011

96 BBSR: *Nutzungsdauern von Bauteilen für Lebenszyklusanalysen nach Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB)*, 2017

97 IWU: *Datenbasis Gebäudebestand,* Darmstadt, 2010

98 IWU: *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten*, Darmstadt, 2015

Somit können die Instandhaltungskosten für Dächer, Fassaden, Fenster und Heizungsanlagen berechnet werden. Sie betragen in Summe 14,8 Milliarden Euro pro Jahr; bezogen auf die Wohn- beziehungsweise Nettoraumfläche entspricht das 239 Euro pro Quadratmeter.

Der zweite Berechnungsansatz nimmt die Empfehlungen für die Höhe der Instandhaltungsrücklagen auf. Sie betragen laut § 28 der Zweiten Berechnungsverordnung pro Quadratmeter Wohnfläche

1. für Wohnungen, deren Bezugsfertigkeit am Ende des Kalenderjahres weniger als 22 Jahre zurückliegt, höchstens 7,10 Euro,
2. für Wohnungen, deren Bezugsfertigkeit am Ende des Kalenderjahres mindestens 22 Jahre zurückliegt, höchstens 9 Euro,
3. für Wohnungen, deren Bezugsfertigkeit am Ende des Kalenderjahres mindestens 32 Jahre zurückliegt, höchstens 11,50 Euro.

Für den gesamten Gebäudebestand summieren sich die Instandhaltungsrücklagen nach dieser Methode auf 51,7 Milliarden Euro pro Jahr auf. Das entspricht 836 Euro pro Quadratmeter. Die Diskrepanz zum Bottom-up-Ansatz ist wenigstens zum Teil damit zu erklären, dass die Instandhaltungsrücklage sämtliche Bauteile der Gebäude einbezieht und nicht nur die Gebäudehülle und die Heizungsanlage.

Der dritte Berechnungsansatz entstammt den Strukturdaten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW).[99] Hier wurden die Aufwendungen für Bestandsmaßnahmen wiederum mit einem Bottom-up- und einem Top-down-Ansatz eingegrenzt. Danach betrugen die Instandhaltungskosten im Hochbau im Jahr 2016 22,63 Milliarden Euro. Das entspricht spezifischen Kosten von 384 Euro pro Quadratmeter.

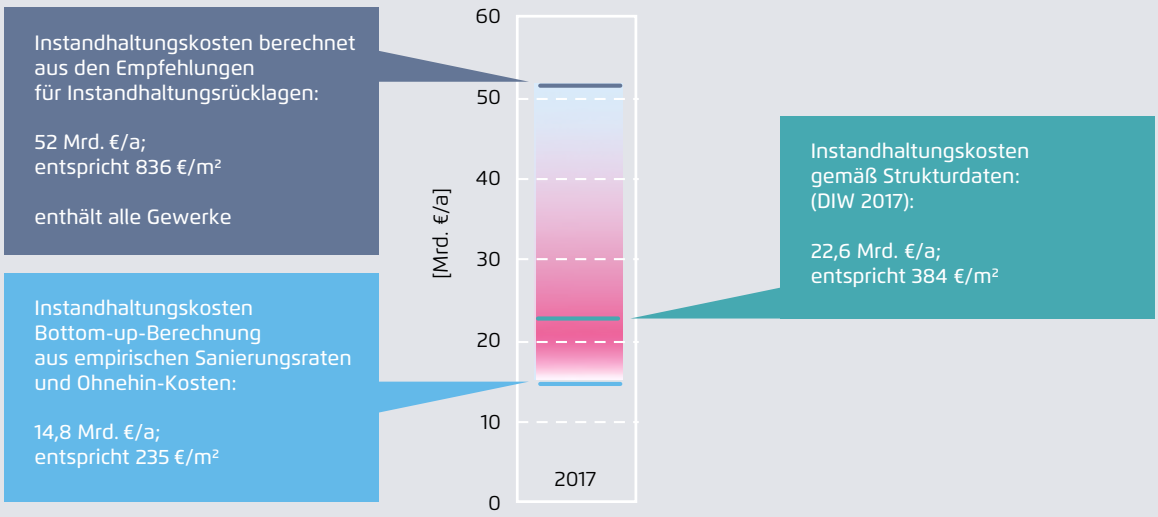
Abbildung 28 zeigt die Bandbreite der Instandhaltungskosten im Vergleich zu den Sanierungskosten im Szenario Effizienz². Es zeigt sich ein plausibler Zusammenhang zwischen den Modellberechnungen und den Daten des DIW. Die tatsächlichen Instandhaltungskosten scheinen aber deutlich hinter der theoretischen Summe der Instandhaltungsrücklagen zurückzubleiben. Der Unsicherheitsbereich ist in der Abbildung rot eingefärbt.

Abbildung 29 zeigt die Instandhaltungskosten der Szenarien Effizienz², Effizienz + x und BAU + PtG, wie sie sich im Modell ergeben, im Vergleich. In diesen Kosten sind keine energetischen Sanierungen enthalten. Als Referenzausführung für Heizungsanlagen wurden Gas-Brennwertkessel angesetzt. Die Instandhaltungskosten aller Szenarien liegen innerhalb des zuvor ermittelten plausiblen Bereichs. Es zeigt sich, dass allein der Instandhaltungsaufwand im Szenario Effizienz² rund 30 Prozent über demjenigen der Szenarien Effizienz + X liegt und rund 60 Prozent über dem in BAU + PtG. **Anders ausgedrückt, gehen 4,5 beziehungsweise 7,3 Milliarden Euro der Mehrkosten in Effizienz² nicht auf energetische Verbesserungen zurück, sondern auf eine höherwertige Instandhaltung der Gebäude. Beim Vergleich der Szenarien muss also berücksichtigt werden, dass der Erhaltungszustand der Gebäude in Effizienz² qualitativ wesentlich höher ist als in BAU + PtG, in dem nur das heutige Instandhaltungsniveau fortgeschrieben wird.** Ein reiner Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien lässt diesen Unterschied außer Acht.

99 DIW: *Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe – Berechnungen für das Jahr 2016*, Berlin, 2017

Eingrenzung der ohnehin erforderlichen Instandhaltungskosten für Gebäude in Deutschland

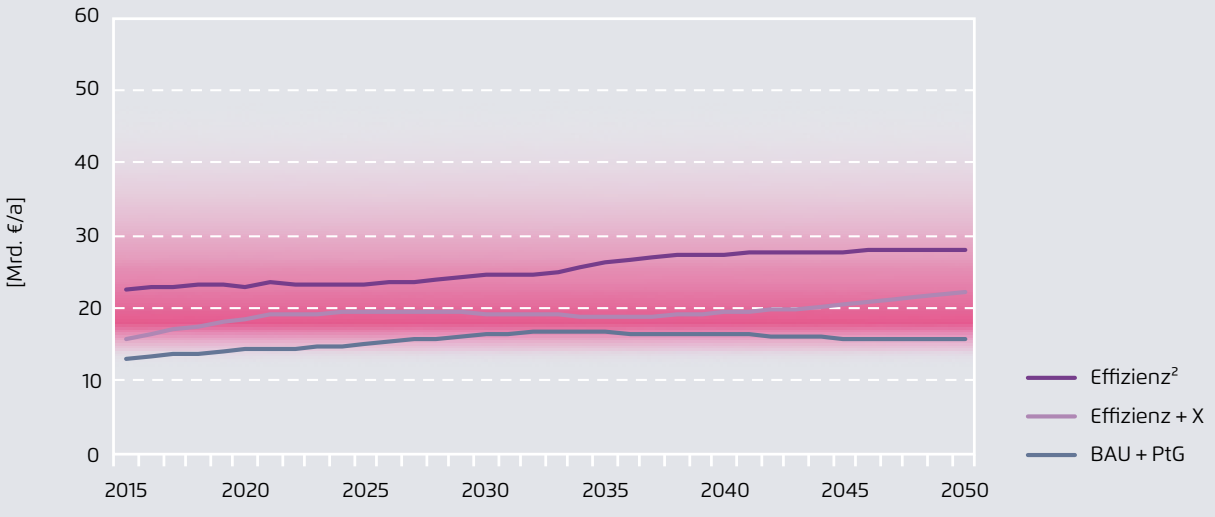
Abbildung 28



ifeu

Höhe der Instandhaltungskosten in den Szenarien Effizienz², Effizenz + X und BAU + PtG

Abbildung 29



ifeu

3.4.8 Weitere Chancen und Risiken der Szenarien

3.4.8.1 Effizienz²

Effizienz vermindert den Energiebedarf. **Jede Kilowattstunde, die nicht gebraucht wird, muss nicht erzeugt, transportiert und bereitgestellt werden.**[100] Insofern unterscheidet sich das Szenario Effizienz² von den anderen Szenarien, die stärker auf die Versorgungsoptionen fokussieren.

Aus architektonischer Perspektive ist der Erhalt der gebauten Umwelt und der Baukultur oft nur eingeschränkt mit zusätzlichen Dämmschichten zu vereinbaren. Die gebaute Umwelt wird optisch und stofflich umfassend verändert. Diese Problematik besteht auch in den anderen Szenarien mit geringeren Dämmstärken, sie wird jedoch mit zunehmender Dämmdicke verschärft. Hier ist besondere Rücksicht auf die Gestaltung der Gebäude zu nehmen. In ifeu et al. 2014 wurde ein Leitfaden für den sensiblen Umgang mit dem baulichen Erbe bei energetischen Sanierungen erstellt.

In der Szenarioberechnung ist berücksichtigt, dass Gebäude mit erhaltenswerten Fassaden nicht oder nur eingeschränkt gedämmt werden können. Es ist allerdings vorgesehen, dass Maßnahmen, die ohne Einschränkung der Architektur möglich sind, auch an diesen Gebäuden durchgeführt werden. Ein weiteres Risiko besteht in der Menge der Dämmstoffe, sobald diese wieder zurückgebaut werden müssen. Die heute verfügbaren Möglichkeiten der Abfallbehandlung – insbesondere des Recyclings – müssen an die zu erwartenden Stoffströme angepasst werden. Die bestehenden Ansätze zur Baustofftrennung, zur Kompostierung oder sonstigen Verwertung müssen in diesem Szenario noch ausgebaut werden. Diese Aufgabe besteht auch in den anderen betrachteten Szenarien, da die bestehenden Verfahren auch für die geringeren Dämmstoffvolumina nicht ausreichen.

3.4.8.2 Effizienz + EE

Zusätzliche Chancen bestehen in diesem Szenario durch Weiterentwicklung der erneuerbaren Wärmetechnologien, die hier besonders stark angereizt wird. So bestehen zum Beispiel Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich von Pellet-Brennwertheizungen, Pellet-BHKW, Kombinationen von Solarthermie mit Wärmepumpen oder saisonalen Speichern. Wärmenetze fungieren grundsätzlich als Hub bei der Nutzbarmachung verschiedenster Wärmequellen und der Verteilung auf unterschiedliche Verbraucher. Somit bieten sie auch die Möglichkeit, künftig weitere erneuerbare Wärmequellen einzubinden.

3.4.8.3 Effizienz + WP

Wärmepumpen funktionieren umso effektiver, je niedriger die Vorlauftemperaturen im Heizungssystem sind. Allerdings können die Vorlauftemperaturen nur bei einem Mindestmaß an Gebäudeeffizienz abgesenkt werden, da sonst die übertragbare Leistung nicht zur Deckung der Heizlast ausreicht. Durch die große Anzahl von Wärmepumpen, die in diesem Szenario installiert wird, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Wärmepumpen auch in weniger geeigneten Gebäuden eingebaut werden und folglich mit ungünstigeren Jahresarbeitszahlen laufen. Dieser Effekt wurde bei der Berechnung bereits berücksichtigt.

100 Das hat die Agora-Vorgängerstudie *Der Wert der Energieeffizienz im Stromsektor* eindrücklich gezeigt, indem erstmalig der Wert effizienter Stromsysteme beziffert wurde. Dabei wurden nicht nur die vermiedenen Brennstoffkosten, sondern auch die systemischen Auswirkungen (weniger konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Stromnetze) berechnet. Kernergebnis: Höhere Effizienz senkt die Kosten des Gesamtsystems im Jahr 2050 deutlich um 28 Milliarden Euro; 6.750 Kilometer neue Stromleitungen im Übertragungsnetz könnten eingespart werden; ebenso wie Kohle- und Gasimporte von bis zu 1,8 Milliarden Euro; vgl. Agora Energiewende: *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor.* Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), 2014.

Die häufig angeführten Risiken von hohen Belastungen für die Stromnetze und Versorgungsengpässen bei Dunkelflaute wurden in den Kapiteln 2.4.2 und 3.3.2 untersucht. Danach liegen die spezifischen Kosten für den Netzausbau pro Wärmepumpe bei rund 150 bis 200 Euro pro Jahr (unter den in diesen Szenarien angesetzten Rahmenbedingungen). Engpässe bei Dunkelflauten sind bei der hier zugrunde gelegten Auslegung der Versorgungsinfrastruktur ebenfalls nicht zu erwarten.

3.4.8.4 Effizienz + PtG, BAU + PtG

Der bedeutendste Vorteil der PtG-Szenarien liegt in der Weiternutzung der bestehenden Gasinfrastruktur. Deutschland verfügt über ein fast flächendeckendes Gasnetz. Für die Gasmengen, die in den betrachteten Szenarien benötigt werden, ist kein zusätzlicher Ausbau der Netze erforderlich. Zusätzlich können in Deutschland rund 240 Terawattstunden in Form von Gasen im Gasnetz und in Gasspeichern kurz- und mittelfristig gespeichert werden. Diese Bevorratung erhöht die Unabhängigkeit von kurz- und mittelfristigen Preisschwankungen. Die Speicherfähigkeit wirkt sich aber nicht senkend auf den erforderlichen Ausbau von EE-Stromerzeugern oder auf die Szenarienkosten aus, da PtG in allen Szenarien nur in geringen Mengen in Deutschland erzeugt wird.

Im Szenario BAU + PtG besteht die Gefahr, dass Deutschland technische Innovationen bei Effizienztechnologien und Wärmeerzeugern weder vorgibt noch nachvollzieht und auch künftig die Vorreiterrolle in den jeweiligen Märkten nicht zurückgewinnt.

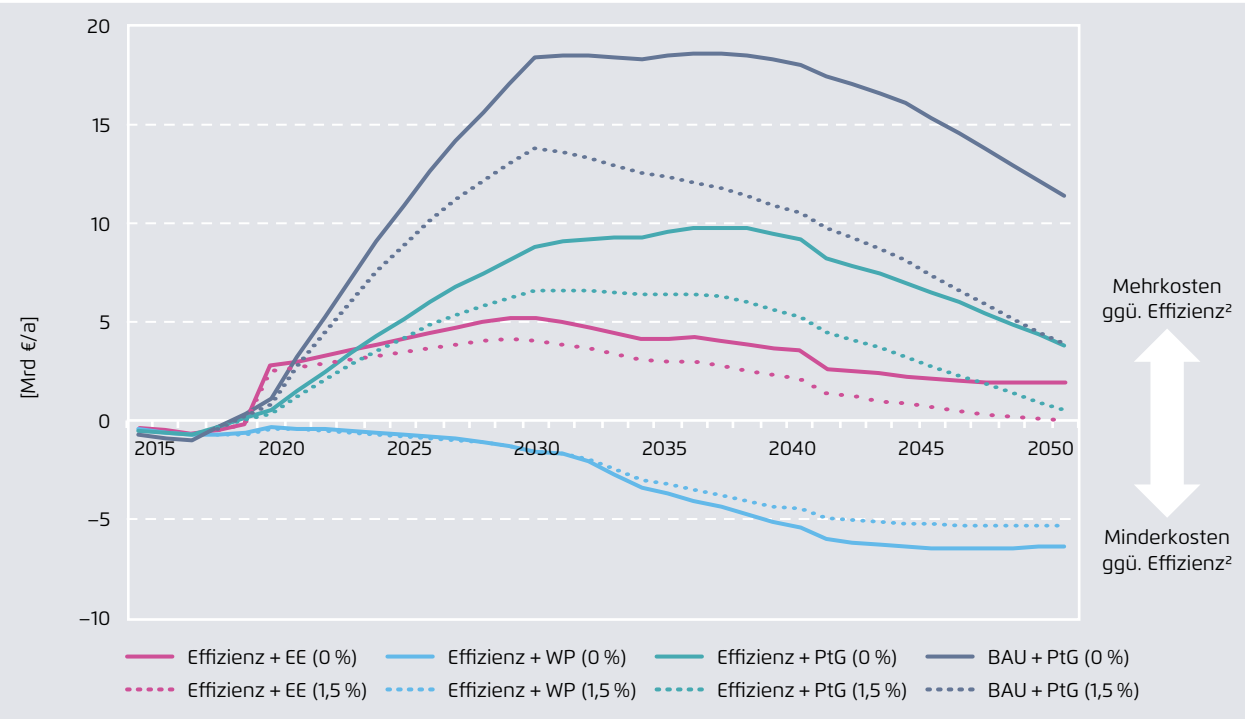
3.5 Sensitivitätsrechnungen

3.5.1 Diskontsatz

In den Kostendarstellungen dieser Studie wurde stets der Zeitpunkt, zu dem die Kosten anfallen, berücksichtigt, indem die Barwerte der Kosten berechnet wurden. Sie wurden mit einem Diskontsatz von 1,5 Prozent auf das Jahr 2015 abgezinst. Um den Einfluss der Barwertmethode auf die Ergebnisse zu prüfen, werden die Kosten mit und ohne Abzinsung gegenübergestellt. Die gepunkteten Linien in Abbildung 30 zeigen den Kostenverlauf mit Abzinsung, die durchgezogenen Linien zeigen ihn ohne Abzinsung.

Durch die Abzinsung werden die Kosten der Szenarien in einen engeren Bereich gedrängt, da Kosten, die in fernerer Zukunft anfallen, stärker abgezinst werden. Für den Vergleich des realen Geldwertes der Kosten aus heutiger Sicht bietet die Barwertmethode eine stärkere Gewichtung der kurzfristigen Kosten und eine geringere Gewichtung der späteren – weniger gesicherten – Kosten. Für die Beurteilung, wie hoch die tatsächlichen Kostendifferenzen für spätere Generationen sein werden und wie stark die Szenarien sich einander annähern, sind die nicht abgezinsten Kosten aussagekräftiger. Es zeigt sich, dass auch im Jahr 2050 bedeutende Unterschiede zwischen den volkswirtschaftlichen Kosten bestehen. **Einen besonders hohen Einfluss hat der Diskontsatz auf das Szenario BAU + PtG, das rund acht Milliarden Euro teurer wird. Werden die Verläufe über das Jahr 2050 hinaus extrapoliert, zeigt sich, dass die Unterschiede auch in den darauffolgenden Dekaden – wenn auch abnehmend – bestehen bleiben werden.**

Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes auf die Szenarienkosten (1,5 Prozent oder 0 Prozent) Abbildung 30



ifeu

3.5.2 PtG-Preis

In der Kostenberechnung wurden die Preise für den PtG-Import aus einer detaillierten Untersuchung, von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende übernommen.[101] Dort sind die Preise mit einem Referenzwert angegeben sowie jeweils für ein optimistisches und ein pessimistisches Szenario (Tabelle 14). Den Berechnungen in dieser Studie liegen stets die Referenzpreise zugrunde. In Abbildung 31 ist zusätzlich der Unsicherheitsbereich gezeigt, der durch die Bandbreite von optimistischem zu pessimistischem PtG-Preis entsteht. Im Szenario Effizienz + EE beträgt der Unsicherheitsbereich ±0,33 Milliarden Euro bezogen auf die gesamte Kostendifferenz gegenüber Effizienz². Mit ±0,10 Milliarden Euro wird das Szenario Effizienz + WP am wenigsten vom PtG-Preis beeinflusst. **Deutlich höher ist die Unsicherheit in Effizienz + PtG mit ±1,62 Milliarden Euro und BAU + PtG mit ±2,88 Milliarden Euro.**

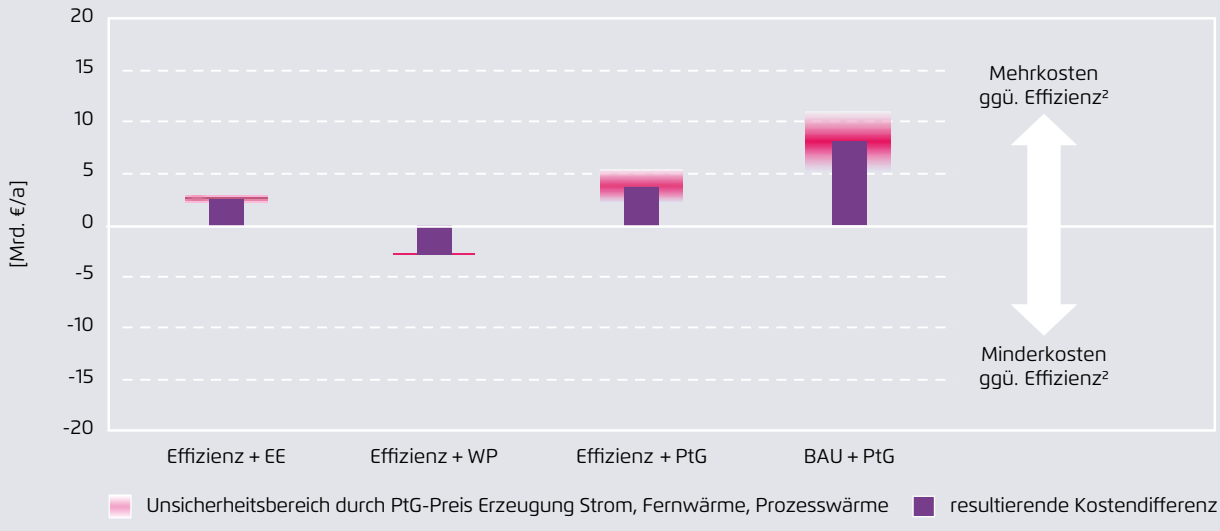
101 Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

Gesamtkosten von importiertem PtG ohne Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Vertriebskosten als optimistischer, pessimistischer und Referenzwert in Eurocent pro Kilowattstunde (bezogen auf den oberen Heizwert) Tabelle 14

	2020	2030	2040	2050
optimistisch	17,52	12,07	9,37	7,65
Referenz	19,32	15,02	12,75	11,20
pessimistisch	21,20	17,98	16,23	14,74

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, 2018

Einfluss der Bandbreite des PtG-Importpreises auf die Gesamtkosten Abbildung 31



ifeu

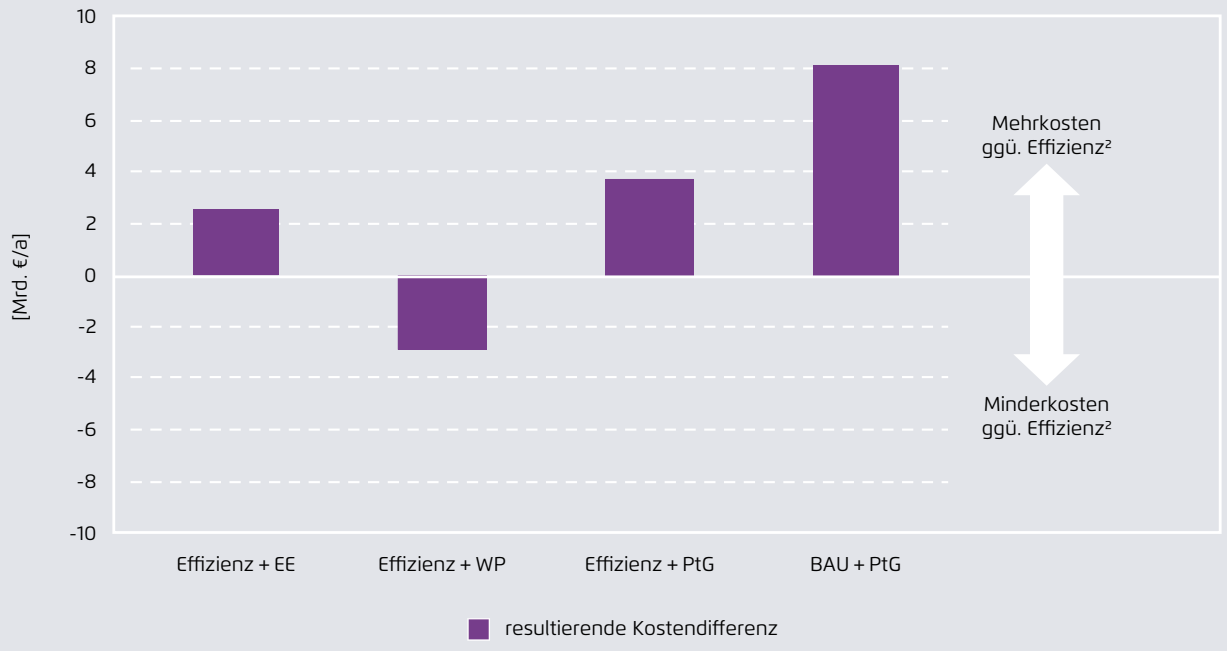
4 Schlussfolgerungen

4.1 Effizienz senkt die Kosten

Effizienz im Gebäudebereich führt zu geringeren volkswirtschaftlichen Kosten als andere THG-Emissionsreduktionspfade. Zwar sind bei einer isolierten Betrachtung des Gebäudebereichs die Kosten für Gebäudesanierung und Anlagentechnik im Szenario Effizienz² um 1,5 bis 7,7 Milliarden Euro höher als in den anderen Szenarien – dem stehen allerdings höhere Brennstoff- und Systemkosten in den anderen Szenarien entgegen. Die Summen der Differenzkosten aller betrachteten Szenarien sind in Abbildung 32 dargestellt. Die jährlichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten betragen im Szenario Effizienz + EE 2,5 Milliarden Euro. Sie werden vor allem verursacht durch den höheren erforderlichen Ausbau von dezentraler erneuerbarer Wärme und den Ausbau von Wärmeinfrastruktur sowie von den Gasnetzen zur Versorgung der weniger effizienten Gebäude.

In den Szenarien Effizienz + PtG und BAU + PtG entstehen die Mehrkosten überwiegend durch den hohen PtG-Bedarf in den weniger effizienten Gebäuden. Sie betragen 3,7 Milliarden Euro (Effizienz + PtG) und 8,2 Milliarden Euro (BAU + PtG). Das Szenario Effizienz + WP ist mit einer Einsparung von 2,9 Milliarden Euro jährlich das einzige, das günstiger ist als Effizienz².

Summe der volkswirtschaftlichen Differenzkosten gegenüber dem Szenario Effizienz² Abbildung 32



ifeu

Zudem ist der Gebäudebestand in Effizienz² in einem besseren Instandhaltungszustand als in den anderen Szenarien. So werden in den Szenarien Effizienz + X jährlich 4,5 Milliarden Euro weniger in die Instandhaltung investiert. Im Szenario BAU + PtG sind es 7,3 Milliarden Euro pro Jahr, die weniger in die Instandhaltung investiert werden. Die Minderkosten in diesen Szenarien werden also nicht vorrangig durch die Vermeidung energetischer Maßnahmen verursacht, sondern durch eine geringerwertige Instandhaltung. Es ist nicht möglich, die höhere Wertsteigerung der Gebäude in Effizienz² monetär belastbar zu bewerten, da die Wertentwicklung in erster Linie von den Marktkräften bestimmt wird. Klar ist jedoch, dass ein reiner Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien diesen Unterschied außer Acht lässt.

4.2 Zusammenspiel der Sektoren

Aus der gemeinsamen Betrachtung der Sektoren in diesem Projekt können die folgenden grundsätzlichen Wirkmechanismen abgeleitet werden:

- **In den betrachteten Szenarien werden die Kosten für die Stromverteilungsnetze auch durch einen starken Ausbau von Wärmepumpen kaum beeinflusst.** Die Versorgungsaufgabe, die die Stromverteilungsnetze abzudecken haben, wird stets von der Gesamtheit der elektrischen Lasten und Erzeuger bestimmt. Wärmepumpen haben einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Gesamtlast.
- **Eine Erzeugung von PtX im Inland findet nur in einer Größenordnung bis 11 Terawattstunden (PtG) statt.** Auch in einem Stromerzeugermix mit hohen Anteilen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien stehen viele kostengünstigere Alternativen für die Nutzung des Stroms in Zeiten mit hoher Erzeugungsleistung zur Verfügung. So kann eine hohe Flexibilität mit *Power-to-Heat*-Anlagen für die zentrale Einspeisung in Wärmenetze zu geringeren Kosten erreicht werden. Die genannte PtG-Menge ist nicht das Ergebnis einer strengen *Merit-Order*, sondern ist bereits für eine möglichst wirtschaftliche Nutzung der PtG-Anlagen optimiert.

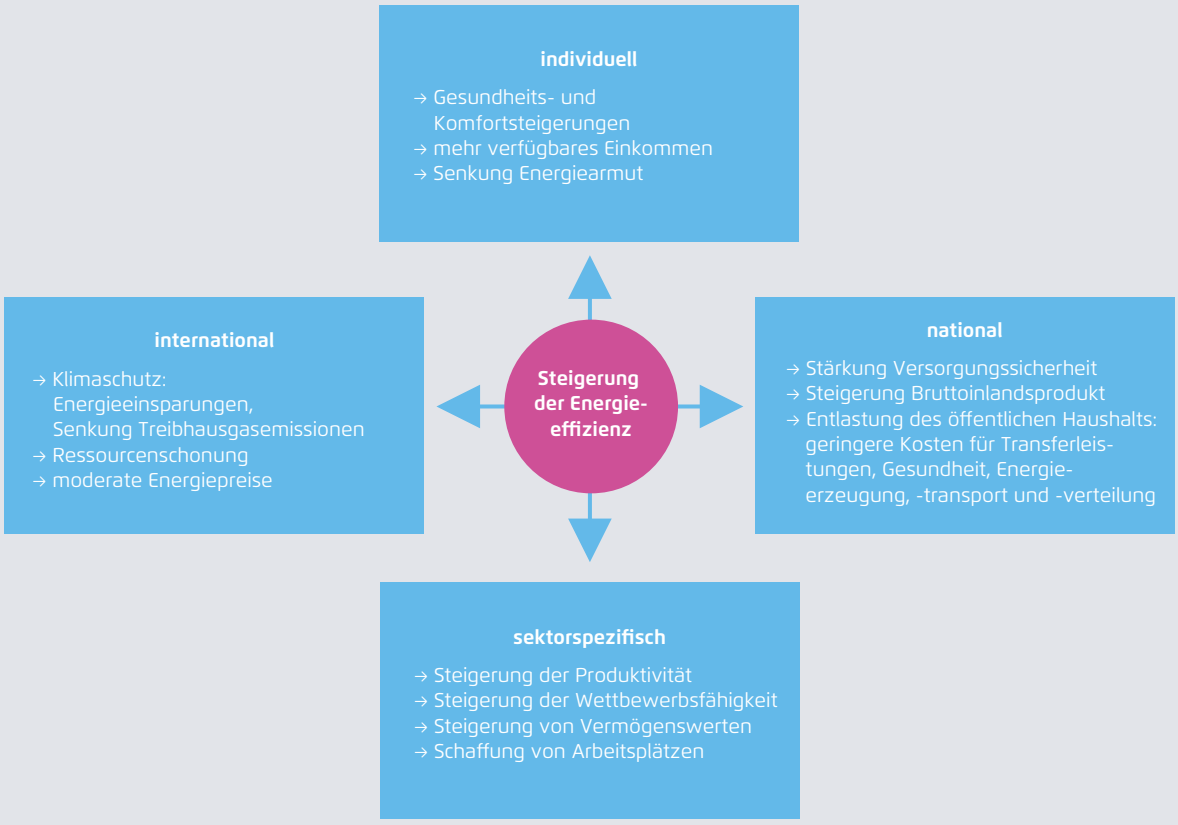
4.3 Effizienz steigert vielfältige Nutzen

Effizienz im Gebäudebereich vermindert die **Abhängigkeit von Energieimporten** und entlastet die nationalen **Potenziale von erneuerbaren Energieträgern**. Die **Wertschöpfung** findet überwiegend im Inland statt und wirkt sich positiv auf das Bruttoinlandsprodukt aus. Die Bereitschaft der Unternehmen, in Forschung und Entwicklung von Effizienztechnologien zu investieren, steigt. Dadurch wird die **führende Rolle von Deutschland** bei innovativen Umweltschutztechnologien gestärkt und Exportmärkte verstetigt oder geschaffen.

Effizienz im Gebäudebereich wird erreicht durch eine hochwertige Dämmung der Gebäudehülle und durch den Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung. Eben diese Maßnahmen wirken sich verbessernd auf die Kriterien der **Komfortbewertung** aus, wie thermische Behaglichkeit, Strahlungsasymmetrie, Temperaturschichtung und Zugluft. Wärmebrückenarme Konstruktionen schützen vor Tauwasseranfall und Schimmelbildung. Durch hohe Behaglichkeit und unbelastete Raumluft werden Gesundheitsrisiken für die Nutzer vermindert und Kosten des Gesundheitssystems reduziert.[102] In effizienten Nichtwohngebäuden steigt die Leistungsfähigkeit der Mitarbeiter.

102 www4.shu.ac.uk/research/cresr/sites/shu.ac.uk/files/fuel-poverty-health-booster-fund-eval.pdf

Zusätzlicher Nutzen einer hohen Energieeffizienz in Gebäuden — Abbildung 33

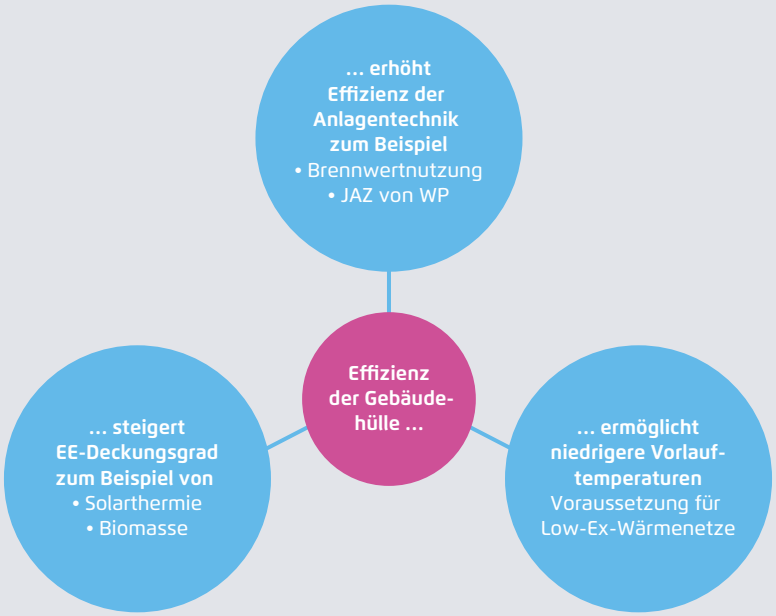


ifeu

4.4 Effizienz ermöglicht Technologieoffenheit

Effizienz ist also der grundlegende Türöffner für die technologieoffene Weiterentwicklung des Gebäudebestands. Fehlende Effizienz schränkt den Handlungsspielraum ein. In Bestandsgebäuden bewirkt eine höhere Effizienz, dass die Vorlauftemperaturen in den Heizungssystemen abgesenkt werden können, und schafft somit die Möglichkeit, den Wirkungsgrad von Brennwertheizungen zu steigern oder Wärmepumpen für die Beheizung einzusetzen. Auch Wärmenetze der vierten Generation können erst durch effiziente Gebäude verlustarm Niedertemperaturwärme liefern. In effizienten Gebäuden können solarthermische Anlagen Deckungsanteile von 30 Prozent und darüber erreichen. Das knappe Potenzial von Holz und anderer Biomasse als Brennstoff wird in effizienten Gebäuden besser genutzt. Die Potenziale der Erneuerbaren Energien reichen nicht aus, um den Wärmebedarf in einem wenig effizienten Gebäudebestand zu decken. Effiziente Gebäude verfügen gleichzeitig über eine luftdichte Gebäudehülle, die ihrerseits die Voraussetzung für den Einsatz von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ist.

Benefits von Effizienz im Gebäudebereich — Abbildung 34



ifeu

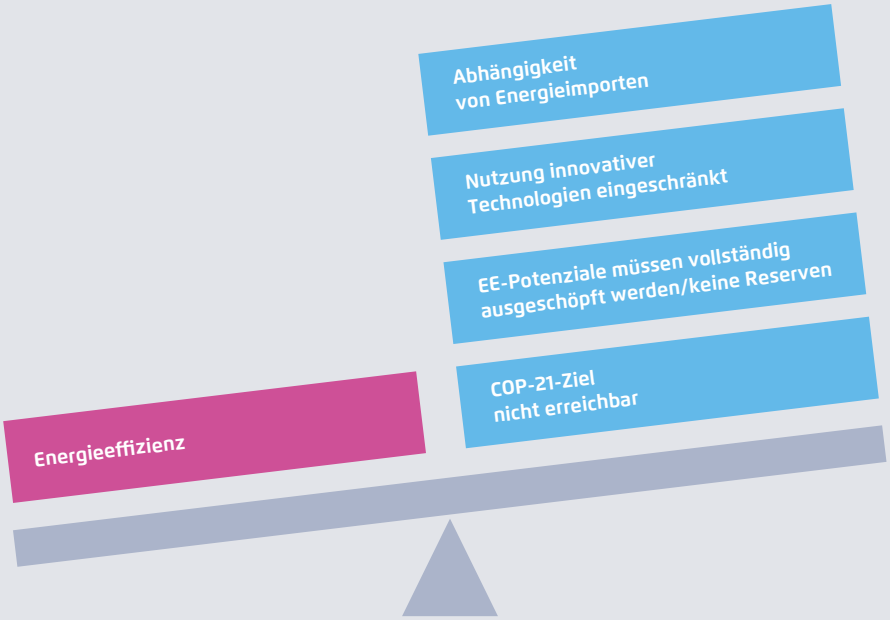
4.5 Effizienz senkt die Risiken

Durch eine Verminderung des Energieverbrauchs sinkt automatisch die Abhängigkeit von jeder Art von Energiequelle. Ein einmal erreichtes Effizienzniveau ist eine langfristige Absicherung gegen alle Veränderungen und Ungewissheiten aufseiten der Energieträger. So kann ein effizienter Gebäudebestand **flexibel auf Pfadänderungen reagieren**, da die Potenziale erneuerbarer Wärme nicht ausgeschöpft beziehungsweise durch die Effizienz erst erschlossen werden.

Die Markthochläufe bei Herstellern und Handwerkern, die zur Umsetzung des Szenarios Effizienz[2] erforderlich sind, sind ambitioniert, aber im Vergleich zu den notwendigen Steigerungen in den anderen Szenarien realistisch zu erreichen.

Auch mit Hinblick auf eine mögliche **künftige Änderung der Klimaschutzziele** bietet Effizienz die höchste Flexibilität. Eine Senkung der THG-Emissionen um 95 Prozent bis 2050 ist nur mit einem hocheffizienten Gebäudebestand zu erreichen, der alle Potenziale der erneuerbaren Wärme nutzt.

Risiken, die durch Energieeffizienz vermieden werden können — Abbildung 35



ifeu

4.6 Zielstrebig handeln

Die Investitionszyklen im Gebäudebereich – insbesondere im Bereich der Effizienz – umfassen stets viele Jahrzehnte. Kurzfristige Änderungen, die keinem Gesamtkonzept folgen, führen hier stets zu hohen Mehrkosten. Nur ein planvolles, zielgerichtetes Vorgehen ermöglicht eine Transformation ohne harte Brüche. **Dazu müssen alle Entscheidungen heute schon mit Blick auf die Zielerreichung getroffen werden.**

Alle in dieser Studie betrachteten Szenarien basieren auf einer Anzahl von Transformationen, die als gegeben vorausgesetzt werden. Sie werden in geringerem Maß behandelt, da sie in allen Szenarien gleich sind und für die Analyse der Unterschiede ohne Einfluss sind. Dennoch müssen auch diese Transformationspfade schon heute verfolgt werden, da sie für das Funktionieren des Gesamtsystems unverzichtbar sind. Jede einzelne Transformation stellt hohe Anforderungen und verlangt ein entschlossenes und planvolles Vorgehen:

- Im Verkehrssektor ist eine hohe Elektrifizierungsrate sowohl beim motorisierten Individualverkehr als auch beim öffentlichen Nahverkehr und Schwerlastverkehr vorgesehen (siehe Kapitel 2.3.4).
- Für den internationalen Flug- und Seeverkehr sowie für die stoffliche Nutzung in der Industrie ist ein jährlicher Import von PtL in Höhe von 450 Terawattstunden im Jahr 2050 vorgesehen (siehe Kapitel 2.3.6).
- In allen Szenarien steigt die nationale Stromproduktion auf rund 800 Terawattstunden pro Jahr. Diese werden zum weit überwiegenden Teil mit PV- und Windkraftanlagen erzeugt (siehe Kapitel 3.3.2).
- In allen Szenarien werden die Investitionen für den Ausbau der Stromverteilungsnetze gegenüber 2017 fast verdoppelt (siehe Kapitel 3.3.3).

Auch im Gebäudebereich wurden in allen Szenarien – außer in BAU + PtG – Entwicklungen vorausgesetzt, die aus heutiger Sicht nicht selbstverständlich sind und für ihre Umsetzung besonderer Aufmerksamkeit bedürfen:

- Die Zahl der Wärmepumpen im Gebäudebestand steigt bis 2030 auf mindestens 3,6 Millionen.
- Die Anzahl der Gebäude, die mit Wärmenetzen versorgt werden, steigt bis 2030 um rund die Hälfte.
- Die Energieeffizienz des gesamten Gebäudebestands steigt bis 2050 mindestens um ein Drittel, im Effizienz²-Szenario um 44 Prozent. Diese Mindesteffizienz darf nicht so ausgelegt werden, dass der Verbrauch jedes Einzelgebäudes um ein Drittel gesenkt werden müsste. Auf Einzelgebäudeebene müssen höhere Einsparungen erzielt werden, weil die gesamte Gebäudefläche bis 2050 um rund 16 Prozent zunimmt. Darüber hinaus müssen Restriktionen, die bei einzelnen Gebäuden eine zielkonforme Effizienz verhindern, kompensiert werden. Für das Effizienz²-Szenario müssen die Anforderungen an sanierte Gebäude auf den Effizienzhaus-55-Standard der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) steigen. Zusätzlich muss der Anteil von noch ambitionierteren, geförderten Sanierungen stark zunehmen. Nicht energetische Pinselsanierungen kann es hingegen nur noch in besonderen Ausnahmefällen geben.

Jeder der genannten Punkte erfordert ein deutlich höheres Ambitionsniveau, als wir es heute bei Politik und Akteuren sehen. Jede Verzögerung beim Einschwenken auf den Zielpfad verursacht zusätzliche Kosten für die nachträgliche Korrektur.

5 Handlungsempfehlungen

5.1 Roadmap für Effizienz

Aufgrund der hohen Trägheit des Gebäudebereichs und der gleichzeitig hohen Einsparpotenziale müssen rasch zielgerichtete Handlungsleitlinien für einen neuen Umgang mit Effizienz im Gebäudebereich festgelegt werden. Auf europäischer Ebene können diese im nationalen Sanierungsfahrplan gemäß der EPBD festgelegt werden. National müssen sie im EnEG beziehungsweise im künftigen GEG Eingang finden. Dies bedeutet vor allem: eine zielgerichtete Festlegung des Neubaustandards, damit nicht die heutigen Neubauten bis 2050 nachsaniert werden müssen, sowie eine Vereinfachung der Anforderungen im Ordnungsrecht. Im Ein- und Zweifamilienhausbereich ist der Effizienzhaus-55-Standard auch kostenoptimal.

5.2 Effizienz in der Kommunikation stärken

Ein eindeutiges und langfristiges Bekenntnis der Bundesregierung zu Effizienzmaßnahmen ist erforderlich, um verloren gegangenes Vertrauen bei den Akteuren wiederzugewinnen. Dies erfordert auch die Stärkung des Vertrauens in die Gebäudedämmung und die Beseitigung von Vorurteilen durch Beratung, Aufklärung, technische Lösungen und Standards.

5.3 Gezielte Förderung von tiefen Sanierungen

Bei einer verengten Sicht, die nur den Gebäudebereich isoliert betrachtet, sind hocheffiziente Gebäude häufig in einer wirtschaftlich schwierigen Position, insbesondere aufgrund der Investitionskostenschwelle zum Sanierungszeitpunkt. Es müssen also die volkswirtschaftlichen Minderkosten, die durch Effizienz erwirtschaftet werden, den Entscheidern zugänglich gemacht werden. Die bestehenden Förderprogramme sind bestens dazu geeignet. Es sollten allerdings künftig keine Standards mehr gefördert werden, die nicht mit dem klimaneutralen Gebäudebestand vereinbar sind. Auch gilt es, durch Kombination aus Sanierungsfahrplan und verbesserter Einzelmaßnahmenförderung stufenweise Sanierungen zielkompatibel zu gestalten.

5.4 Berater und Architekten auf höhere Effizienz vorbereiten

Das hohe Gewicht, das die Effizienz der Gebäude als Voraussetzung für die Zielerreichung hat, muss sich auch in Planung und Beratung verstärkt widerspiegeln. Dazu müssen die Berater in Fortbildungen für das Thema sensibilisiert werden. Auch in den Förderrichtlinien der Beratungsprogramme sollte vertieft darauf eingegangen werden.

5.5 CO_2-Lenkungskomponente in der Energiesteuer

Die Anstrengungen der Bundesregierung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand werden seit 2014 durch niedrige Energiepreise, die die Wirtschaftlichkeit von Sanierungsmaßnahmen schwächen, ausgehebelt. Durch einen Eingriff in die Preisgestaltung durch eine schrittweise Internalisierung der CO_2-Schadenskosten wird die Handlungsfähigkeit für die Ansteuerung des Ziels zurückgewonnen und ein technologieoffener Umstieg auf CO_2-arme Wärmeversorgungslösungen geschaffen.

5.6 Handwerk stärken/ Ausbildungsinitiative

Die Attraktivität des Handwerks für Arbeitskräfte und für den Nachwuchs muss verbessert werden. Betätigungsfelder sind zum einen Löhne und Arbeitsverhältnisse, aber zum anderen auch die gesellschaftliche Reputation.

5.7 Wärmeinfrastruktur stärken

Die Förderung von neuen Wärmeinfrastrukturen, insbesondere Wärmenetze, Wärmespeicher und eine dekarbonisierte Quartiersversorgung, die besonders für eine Integration erneuerbarer Wärme geeignet sind, sowie die Transformation und Dekarbonisierung bestehender Netze gilt es durch eine entsprechende Förderung und eine verursachergerechte Umweltbewertung durch weiterentwickelte Primärenergiefaktoren zu stärken.

5.8 F&E ausweiten

Die Entwicklung neuer Effizienz- und Erneuerbare-Energien-Technologien und die Weiterentwicklung der bestehenden sollte sowohl bei den Herstellern als auch bei unabhängigen Forschungseinrichtungen gestärkt werden.

6 Referenzen

6.1 Quellen

AGFW (2017): *Hauptbericht 2016*, Frankfurt am Main

Agora Energiewende (2014): *Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor*. Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), Berlin

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: Schlussfolgerungen aus Sicht von Agora Verkehrswende und Agora Energiewende*. In: Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, Berlin, 2018

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, Berlin

Beuth HS, ifeu (2012): *Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden*, Berlin

Beuth HS, ifeu (2015): *Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands*, Berlin

Beuth HS, ifeu (2017): *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich*, Berlin

BMW AG et al. (2016): *Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0*, München; www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A871439565/ (Stand: 11.06.2018)

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2013): Merkblatt für Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu den gesetzlichen Regelungen nach §§ 40 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 einschließlich der Regelungen zur Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Energieverbrauchsminderungspotenziale, Eschborn

Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2013): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011 bis 2014 (24. Subventionsbericht), Berlin

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): Fachgespräch zum „Merit-Order-Effekt" im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgestimmtes Thesenpapier, Berlin

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016): *Klimaschutzplan 2050*

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2014): *Verkehrsverflechtungsprognose 2030*. Schlussbericht Los 3 – Erstellung der Prognose der deutschlandweiten Verkehrsverflechtungen unter Berücksichtigung des Luftverkehrs

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): *Der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz*

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

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017a): *Grünbuch Energieeffizienz*

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017b): *Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre – Ergebnisbericht zum Trend 7*: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei"

Bundesregierung (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*

Cambridge Econometrics, Verco (2014): *Building the future: The economic and fiscal impacts of making homes energy efficient*. Final Report for Energy Bill Revolution, London

Co2online, ifeu (2017): *Klimaschutz und Energie—effizienz*. Informationsbroschüre, Berlin

Copenhagen Economics (2012): *Multiple benefits of investing in energy efficient renovation of buildings*, Kopenhagen

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2014): *Steigerung der Energieeffizienz: ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft*. DIW Wochenbericht 2014, Berlin

EBS Universität für Wirtschaft und Recht et al. (2012): *Sustainable Building Certification and the Rent Premium: A Panel Data Approach*

Energetic Solutions et al. (2017): *Building deep energy retrofit: Using dynamic cash flow analysis and multiple benefits to convince investors*. ECEEE Summer Study Proceedings

Fraunhofer ISE (2018): *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*, www.energy-charts.de/power_inst_de.htm (Stand: 02.05.2018)

Fraunhofer ISE et al. (2016): *Die Sanierung des deutschen Gebäudebestandes – eine wirtschaftliche Bewertung aus Investorensicht, aus Energieeffizienz Gebäuden – Jahrbuch 2016*, Berlin

Fraunhofer IWES (2017): *Analyse eines europäischen -95 %-Klimaschutzszenarios über mehrere Wetterjahre – Teilbericht im Rahmen des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT – Entwicklungsoptionen des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung der Rückkopplung des Energie-versorgungssystems in Hinblick auf mittel- und langfristige Klimaziele*, Kassel

Fraunhofer IWES et al. (2015): *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr*, Endbericht, Kassel

GEF et al. (2014): *Digitaler Wärmeatlas für 17,4 Millionen Wohngebäude in Deutschland*

ifeu (2016): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050, Heidelberg

ifeu et al. (2014): *100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand*, Heidelberg

ifeu, Beuth HS (2017): *Die Rolle von Wärmenetzen im Wärmemarkt der Zukunft – GIS-Analyse technisch-ökonomischer Potenziale*, Heidelberg, 2017

ifeu, Wuppertal Institut (2009): *Energiebalance – Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz*, Heidelberg

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2015): *Tabula: Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*, Darmstadt

International Energy Agency (IEA) (2014): *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*, Paris

Konstantin, P. (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft*, Berlin

Maastricht University et al. (2010): *Doing Well by Doing Good? Green Office Buildings*

Miller et al. (2009): *Green Buildings and Productivity*

Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015): *Klimaschutzszenario 2050*, 2. Endbericht, Berlin

Prognos et al. (2017): *Gesamtwirtschaftliche Einordnung der ESG*, Berlin

Prognos et al. (2017): *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014*, 2015

Prognos, EWI, GWS (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*, Basel, Köln, Osnabrück

Prognos, ifeu, IWU (2015): *Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude*, Berlin, Heidelberg, Darmstadt

REHVA (2006): *Indoor Climate and Productivity in Offices*. Guidebook No. 6

Slotsholm (2012): *Socio-economic consequences of better air quality in primary schools*. Copenhagen

Trinity College (Dublin), University of Dublin (2012): *The value of domestic building Energy Efficiency-Evidence from Ireland*

Trost (2016): *Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr: Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem*, Universität Leipzig, Dissertation, Leipzig

Universität Regensburg (2011): *Energizing Property Valuation: Putting a Value on Energy-Efficient Buildings*

Universität Regensburg, IPD (2013): *Green performs better: energy efficiency and financial return on buildings*

University of Cambridge, University of Reading (2014): *Energy performance and Housing Prices: Does higher dwelling energy performance contribute to price premiums?*

University of Otago (2011): *The impact of retrofitted insulation and new heaters on health services utilisation and costs, pharmaceutical costs and mortality*. Evaluation of Warm Up New Zealand: Heat Smart

University of Oxford (2000): *Making cold homes warmer: the effect of energy efficiency improvements in low-income homes*. A report to the Energy Action Grants Agency Charitable Trust

University of Wisconsin et al. (2012): *Economic returns to energy-efficient investment in the housing market: Evidence from Singapore*

Wuppertal Institut, ABUD, Copenhagen Economics, University of Antwerp, University of Manchester (2018): *COMBI – Calculating and Operationalizing the Multiple Benefits of Energy Efficiency in Europe*

6.2 Daten

AG Energiebilanzen: *Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland*

AG Energiebilanzen: *Stromerzeugung nach Energieträgern, Deutschland insgesamt*

Branchenradar (2017): *Dämmstoffe in Deutschland 2017*, www.marktmeinungmensch.de/studien/branchenradar-daemmstoffe-in-deutschland-2017/ (Stand: 11.05.2018)

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2015): *Eigentümerquote und Pro-Kopf-Wohnfläche*, Berlin

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) (2017): *Nutzungsdauern von Bauteilen für Lebenszyklusanalysen nach Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB)*

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2018): *Energiedaten*: Gesamtausgabe

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) (2016): *Gesamtbestand zentraler Wärmeerzeuger 2016*, Köln

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) (2018): *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*, Berlin

Bundesverband Wärmepumpen (BWP) (2018): *Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2011–2017*, Berlin

Destatis/Statistisches Bundesamt: *Daten zur Energiepreisentwicklung*, Lange Reihen, Tabelle 5.2.2, Preise Dieselkraftstoff bei Abgabe an den Großhandel (min.100 hl), Wiesbaden

Destatis/Statistisches Bundesamt: *Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung* (Tabelle 066, endgültige Ergebnisse), Wiesbaden

Destatis/Statistisches Bundesamt (2015): *Bevölkerung Deutschlands bis 2060*. 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, Wiesbaden

Destatis/Statistisches Bundesamt (2018): *Energie: Importabhängigkeit 2016*

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2017): *Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe – Berechnungen für das Jahr 2016*, Berlin

Energy Brainpool (2013): *Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018*. Gutachten für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TransnetBW GmbH

ICAO (2016): *Environmental Report 2016 – Aviation and climate change*, Montreal

IEA (2016): *World Energy Outlook 2016*, Paris

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2010): *Datenbasis Gebäudebestand*, Darmstadt

Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2015): *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten*, Darmstadt

Interconnection (2016): *Europas Dämmstoffmarkt verharrt im Winterschlaf*, www.interconnecti-onconsulting.com/news/140 (Stand: 11.05.2018)

Prognos (2012): *Letztverbrauch bis 2017*. Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose (Studie für die Übertragungsnetzbetreiber)

Umweltbundesamt (2018): *Primärenergiegewinnung und -importe*, www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe (Stand: 07.05.2018)

6.3 Rechtsvorschriften

AusglMechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung – AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754)

DIN ISO 15686-1: 2011-05: Hochbau und Bauwerke – Planung der Lebensdauer – Teil 1: Allgemeine Grundlagen und Rahmenbedingungen, 2011

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730)

European Commisson (2016): Directive of the European Parliament and of the council amending Directive 2012/21/EU on energy efficiency

Secretary-General of the European Commission (2016): Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 for a resilient Energy Union and to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation No 525/2013 of the European Parliament and the Council on a mechanism for monitoring and reporting greenhouse gas emissions and other information relevant to climate change

Anhang 1: Rahmendaten

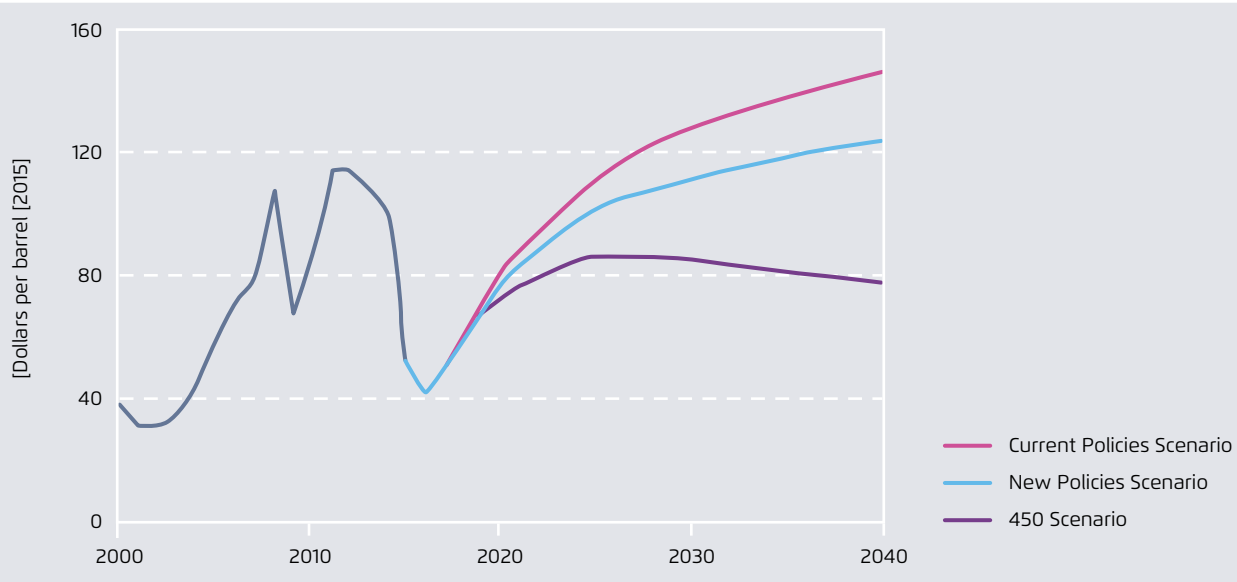
Alle Kosten werden angegeben in Euro bezogen auf das Jahr 2015. Sie werden kontinuierlich fortgeschrieben für den Zeitraum von 2017 bis 2050. Für alle Kosten wurden die Barwerte mit einer Abdiskontierung auf das Jahr 2015 in Höhe von 1,5 Prozent pro Jahr berechnet. Alle Investitionen wurden über ihre spezifische Abschreibungsdauer annuisiert.

Brennstoffpreise Öl/Gas

Grundlage für die Brennstoffpreise ist der IEA World Energy Outlook von 2016 mit dem globalen Klimaschutzszenario 450 ppm. Dabei wird unterstellt, dass die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen nachlassen wird und deswegen bereits erschlossene Quellen zu Grenzkostenpreisen weiter ausgebeutet werden können. Dies bedeutet, dass fossile Brennstoffe auch langfristig unter den historischen Preisen der letzten Dekade bleiben. Im Folgenden ist dieses Szenario im Vergleich zu Szenarien, die nicht das globale Zwei-Grad-Ziel einhalten, dargestellt.

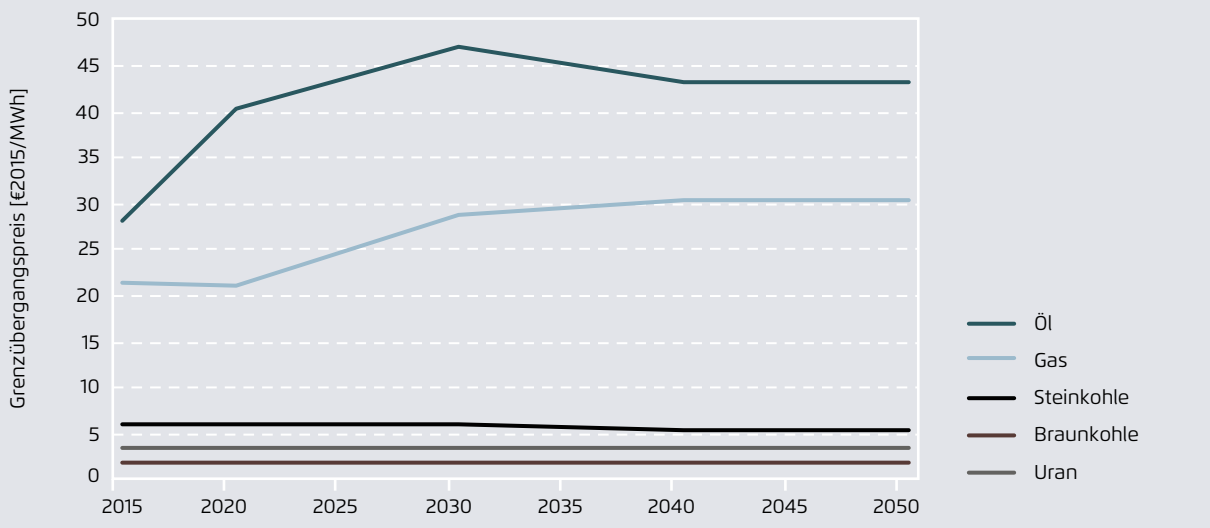
Bezogen auf Europa ergeben sich die im Folgenden dargestellten Entwicklungen der Grenzübergangspreise für Gas, Steinkohle und Öl. Bei Braunkohle werden die langfristigen Betriebskosten (Grenzkosten) des Tagebaubetriebs (Personal, Versicherung, Wartung und Instandhaltung, Umsetzung von Brücken, Bändern und Baggern etc.) angesetzt. Bei Uran erfolgt keine Differenzierung nach variablen und Fixkosten. Zusätzlich werden Transportkosten für Steinkohle von einem Euro pro Megawattstunde unterstellt. Für Gas werden die Gasnetzentgelte auf Basis der Entwicklung der Gasnachfrage abgeleitet und betragen für zentrale Großverbraucher im Jahr 2030 3,8 Euro pro Megawattstunde und im Jahr 2050 5,2 Euro pro Megawattstunde.

Durchschnittlicher Importpreis für Rohöl in drei Szenarien — Abbildung 36



IEA: *World Energy Outlook 2016*, 2016

Grenzübergangspreis Abbildung 37



Fraunhofer IEE

Für Strom werden modellendogen die Vollkosten der Stromerzeugung im Modell SCOPE für jeden Verbraucher spezifisch bestimmt. Inputdaten sind hier die technisch-ökonomischen Annahmen für die einzelnen Technologien. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der langfristige Vollkostenpreis der Stromerzeugung von den Stromgestehungskosten von Windkraft und PV dominiert wird.

Brennstoffpreise Biomasse

Grundsätzlich weist Biomasse geringere Kosten auf als der Import von PtG oder PtL. Dennoch spielen die Brennstoffkosten für den Differenzkostenvergleich unterschiedlicher Sensitivitäten im Gebäudewärmebereich keine Rolle, da immer vom gleichen begrenzten Biomassepotenzial ausgegangen wird. Unterschiede ergeben sich direkt in den Anlagen- und Infrastrukturkosten und indirekt in den Auswirkungen der unterschiedlichen Biomasseallokation in den Sektoren bei gleichem Klimaziel. Im Bereich Biogas wird im Jahr 2030 von Bestandsbiogasanlagen ohne zusätzliche Kosten ausgegangen und 2050 von einer Biomethannutzung, die über alle Sensitivitäten gleich ist und daher keine Differenzkosten verursacht. In den PtG-Szenarien wird frühzeitig der Weg der Biomethannutzung gewählt und Bestandsbiogasanlagen werden schneller zurückgebaut. Hierbei werden vereinfacht keine Kostenunterschiede zwischen den Szenarien unterstellt. Die Kosten für dezentrale Holzheizungen werden im Gebäudebestandsmodell GEMOD erfasst. Für große Holzheizkessel in der Industrie oder Fernwärme werden mögliche Kostendifferenzen gegenüber Gasheizkesseln aufgrund der relativ geringen Kosten vernachlässigt. Geringe Unterschiede ergeben sich aus den Wirkungsgradunterschieden.

Im Fokus steht aber die Effizienz und Effektivität der eingesetzten holzartigen Biomasse 2030 und 2050 im dezentralen (monovalenten) oder zentralen Bereich (Hybridsystem) einerseits und die Rolle von Biogas mit Vor-Ort-Verstromung (Strom + Wärme) im Jahr 2030 gegenüber Biomethan (Gasgutschrift) andererseits. Biokraftstoffe variieren nicht zwischen den Szenarien.

Entsprechend ist es für die Analysen dieser Studie nicht relevant, Brennstoffpreise für Biomasse zu definieren, beziehungsweise werden Null Euro pro Megawattstunde unterstellt und nur die Differenzkosten zwischen den Szenarien bei gleichem Biomassepotenzial ausgewertet.

Brennstoffpreise PtX

Bei der Optimierungsrechnung von Stromerzeugung, Prozesswärme und Wärmenetzeinspeisung wird berücksichtigt, dass überschüssig erzeugte Strommengen unter anderem für die Herstellung synthetischer Brennstoffe genutzt werden können. Synthetische Brennstoffmengen, die über diese Erzeugung hinaus benötigt werden, werden in allen Szenarien stets als importierte Brennstoffe angesetzt. Ein Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung speziell für die Erzeugung von synthetischen Brennstoffen in Deutschland ist nicht vorgesehen.

Preis für importiertes PtG — Abbildung 38

* Kosten des erzeugten synthetischen Methans (Endenergie (Hi), ohne Umlagen/Abgaben)

Frontier Economics

Mengengerüst der Privilegierungstatbestände für die EEG-Umlage, 2003–2015 Tabelle 15

	Istwerte*										Prognose**		
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	TWh												
Energiebilanzdaten													
Stromend-verbrauch gesamt	510,4	510,4	517,7	523,6	526,1	524,3	495,2	527,4	521,2	519,3	n.v.	n.v.	n.v.
Gesamterzeugung Industrie-kraftwerke	47,8	47,8	49,7	50,7	52,8	49,0	45,5	52,5	50,3	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Letztverbrauch im Umwandlungs-sektor*	15,3	15,3	16,5	16,0	14,7	14,1	15,4	13,7	14,0	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Kokereien	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Steinkohlezechen	3,3	3,3	3,9	3,5	1,5	1,7	2,3	2,1	1,9	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Braunkohlegruben	4,7	4,7	4,8	4,9	4,9	5,1	4,8	4,8	4,7	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Erdöl- & Erdgasgewinnung	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Raffinerien	6,4	6,4	6,9	6,8	7,4	6,4	7,6	5,9	6,4	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
sonst. Energieerzeuger	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
Kraftwerks-eigenverbrauch	38,8	38,8	39,0	39,6	38,7	38,3	35,6	36,7	34,8	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
EEG-Abrechnungs- und -Planungsdaten													
erfasster Letztverbrauch	478,1	487,6	491,2	495,2	495,0	493,5	466,1	485,5	484,7	483,0	484,7	482,8	481,5
privilegierter Letztverbrauch	5,8	36,9	63,5	70,2	72,0	78,0	65,0	80,7	107,6	91,7	98,8	112,5	114,3
Industrie & Schienenbahnen	5,8	36,9	63,5	70,2	72,0	78,0	65,0	80,7	85,1	86,1	96,2	106,5	108,4
Grünstromprivileg									22,5	5,6	2,6	6,0	5,9
nicht privilegierter Letztverbrauch	472,3	450,8	427,7	425,0	423,0	415,5	401,0	404,8	377,1	391,3	385,9	370,3	367,1
Eigenerzeugung				44,4	45,8	44,8	43,8	47,1	51,9	53,3	53,9	47,1	50,1

	Istwerte*										Prognose**		
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	TWh												
abgeleitete und Auswertungsdaten													
vom EEG nicht erfasster Verbrauch* **	47,6	38,0	43,0	44,4	45,7	44,9	44,5	55,6	50,5	53,3	53,9	47,1	50,1
privilegierter Anteil des Stromverbrauchs	1 %	7 %	12 %	13 %	13 %	14 %	13 %	15 %	20 %	17 %	18 %	21 %	22 %
Industrie & Schienenbahnen	1 %	7 %	12 %	13 %	13 %	14 %	13 %	15 %	16 %	16 %	18 %	20 %	20 %
Grünstromprivileg	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	4 %	1 %	0 %	1 %	1 %
vom EEG nicht erfasster Anteil des Stromverbrauchs	9 %	7 %	8 %	8 %	8 %	8 %	9 %	10 %	9 %	10 %	10 %	9 %	9 %
privilegierungsbedingter Anteil der EEG-Umlage	10 %	14 %	20 %	21 %	22 %	23 %	21 %	25 %	30 %	27 %	28 %	30 %	31 %

* Istwerte gemäß AG Energiebilanzen und EEG-Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber
** Die Werte für 2013 bis 2015 entstammen den Letztverbrauchsprognosen der Übertragungsnetzbetreiber für 2013 und 2014.
*** ermittelt als Differenz aus dem Stromendverbrauch zuzüglich Letztverbrauch im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch) und dem vom EEG erfassten privilegierten und nicht privilegierten Letztverbrauch

Fraunhofer IEE

Anhang 2: Rahmendaten Gebäude

Wohnfläche

Die Rahmenannahmen für den Gebäudebereich bleiben in allen betrachteten Szenarien unverändert, um Effekte zu vermeiden, die die Ergebnisse überlagern würden.

Der Gebäudebestand bezieht sich auf die Ergebnisse des Zensus 2011. Er ist unterteilt in 18,24 Millionen Wohngebäude mit einer Gesamtwohnfläche von 3,55 Milliarden Quadratmetern Wohnfläche und 3,52 Millionen Nichtwohngebäude mit einer Nettogeschossfläche von 2,35 Milliarden Quadratmetern.

Nach den Angaben des Statistischen Bundesamtes beträgt die Neubaurate bei Wohngebäuden im Durchschnitt der Jahre 2012 bis 2016 0,65 Prozent.[103] In der Modellierung wird unterstellt, dass die Neubaurate bis 2050 unverändert auf diesem Niveau bleibt, da sich auch in der Vergangenheit keine anderen Trends abgezeichnet haben. Für Nichtwohngebäude betrug die mittlere Neubaurate zwischen 2000 und 2016 1,16 Prozent mit leicht fallender Tendenz. Diese wird im Modell fortgeschrieben, bis 2050 eine Neubaurate von 0,9 Prozent erreicht wird.

Die Abgangsrate beinhaltet sowohl den Abriss als auch den Leerstand von Gebäuden. Sie steigt bis 2050 beständig bis auf 0,69 Prozent bei Wohngebäuden und 1,08 Prozent bei Nichtwohngebäuden an, da der Bedarf an Wohnraum ab 2030 abflacht und nach 2040 sogar abnimmt.

Der zusätzliche Energieverbrauch für Kühlung in Gebäuden wächst bis 2030 auf 5,3 Terawattstunden und bis 2050 auf 10 Terawattstunden pro Jahr an.
Er wird zwischen den Szenarien nicht differenziert.

Grundsätzlich ist die Höhe des Anstiegs mit hohen Unsicherheiten behaftet (Klimawandel, steigende Komfortansprüche, Möglichkeiten der Vermeidung wie Verschattung, passive versus aktive Kühlung.
In der Studie wird der Klimatisierungsbedarf dabei hauptsächlich dem GHD-Bereich und dabei vor allem auch inneren Lasten (Personen, elektrische Verbraucher) zugewiesen. Durch Komfortansprüche auch im privaten Bereich könnte der Bedarf auch höher ausfallen. Der Effizienzstandard der Gebäude wirkt sich dagegen nur nachrangig auf die Kühllast aus.
Dies gilt umso mehr, als die Ziel-U-Werte für Dächer zwischen Effizienz- und Alternativszenarien nur um 0,04 Watt pro Quadratmeter und Kelvin differieren. Fensterflächenanteile und Güte der Verschattungseinrichtungen haben hier einen weitaus größeren Einfluss. Auch die Anzahl von Lüftungsanlagen oder Wärmepumpen kann einen Einfluss auf den Kühlenergiebedarf haben, da beide Technologien unter Umständen zusätzlich auch zum Kühlen eingesetzt werden können.
Da hier jedoch keinem Szenario besondere Sonnenschutz- oder Kühlmaßnahmen zugeschrieben werden können, wird die Kühllast in allen Szenarien gleich behandelt.

103 Destatis/Statistisches Bundesamt: *Baufertigstellungen im Hochbau: Deutschland, Jahre, Bautätigkeiten, Gebäudeart, Bauherr*, 2017

Kosten in Gebäuden

Sanierungskosten

Die Sanierungskosten in Gebäuden wurden großteils aus einer empirischen Untersuchung des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) übernommen und durch eigene Daten ergänzt.[104] Für Dämmmaßnahmen bestehen die Kosten aus einem Basisanteil und variablen Kosten, die von der Dämmstärke abhängen.

Die Kosten für Wärmeerzeuger werden in Abhängigkeit der Heizlast der jeweiligen Gebäude bestimmt. Dabei wird berücksichtigt, dass die spezifischen Kosten je Kilowatt bei geringer Leistung höher sind als bei größerer.

104 IWU: *Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten*, Darmstadt, 2015

Sanierungskosten im Gebäudemodell GEMOD — Tabelle 16

Sanierungsmaßnahmen	Basiskosten b in €/m²	Variable Kosten a in €/cm	Formel
Außenwand WDVS	70,34	2,36	a [€/cm] * X [cm Dämmstoff] + b[€]
Flachdach	75,61	3,45	a [€/cm] * X [cm Dämmstoff] + b[€]
Kellerdecke, Dämmung von unten	39,39	1,3	a [€/cm] * X [cm Dämmstoff] + b[€]
Fenstersanierung (U_w= 1,34 W/m²K)	180,08		
Fenstersanierung (U_w= 0,93 W/m²K)	205,98		
Anlagentechnik	**Basiskosten b in €**	**Faktor a**	**Formel**
Ölkessel	2691,48	-0,54	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Gaskessel	2111,48	-0,52	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Pelletkessel	5037,73	-0,52	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Hackschnitzel	1912,97	-0,4	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Stückholz	2268,28	-0,77	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Sole-Wasser-Wärmepumpe	5962,11	-0,63	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Wasser-Wasser-Wärmepumpe	6009,01	-0,68	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Luft-Wasser-Wärmepumpe	2550,47	-0,4	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Erdkollektor-Wärmepumpe	5962,11	-0,63	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Fernwärme	1660,84	-0,49	(a * (X[kW]^n)) * X[kW]
Solarthermie	1088,16	-0,26	(b €/m² * (X [m²]) +a
RLT mit WRG	57,67	1	(b[€/m²] * X[m²/Wohneinheit] ^ -a) * X[m²]

ifeu, zum Teil auf Grundlage von IWU 2015

Lernkurven

Die Lernkurven durch Skaleneffekte wurden für alle Szenarien auf Grundlage von ifeu et al. 2014 berechnet.[105] Dort wurden die Lernraten für einen Trend und vier Zielerreichungsszenarien ermittelt (siehe Tabelle 17 und Tabelle 18). Sie wurden getrennt ausgewiesen nach Materialanteil und restlichen Kosten. In der vorliegenden Studie wurden die eingesetzten Massen für jedes Szenario mit dem Gebäudemodell ermittelt und die entsprechenden Lernraten interpoliert.

Für Biomasseheizkessel werden die Lernraten von Solarthermie übernommen.

105 ifeu et al.: *100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand*, Heidelberg, 2014

Lernraten und Kostenentwicklungen im Szenario BAU + PtG — Tabelle 17

Technologie	Einheit	Kum. Menge Ende 2012	Material-anteil	Lernrate Material	Lernrate „Rest"	Kum. Menge 2050	Materialkosten 2050	Kosten „Rest" 2050	Gesamtkosten 2050
Wärmepumpen	Stück	500.000	42 %	85 %	95 %	4,52 Mio.	60 %	85 %	74 %
Lüftungsanlagen	Stück	700.000	40 %	80 %	90 %	3,98 Mio.	57 %	77 %	69 %
Fenster	m²	498 Mio.	60 %	90 %	100 %	1,44 Mrd.	85 %	100 %	91 %
Dämmung	m³	899 Mio.	34 %	95 %	95 %	1,81 Mrd.	95 %	95 %	95 %
Solarthermie	m²	16,5 Mio.	25 %	80 %	90 %	32,82 Mio.	80 %	90 %	88 %

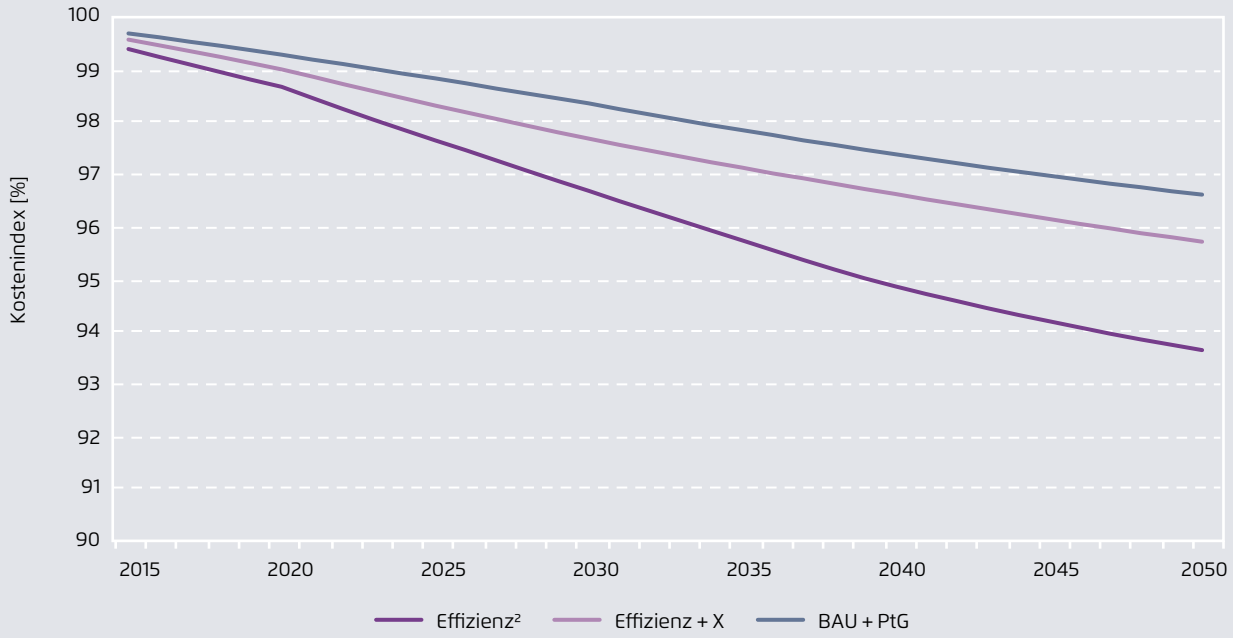
ifeu, eigene Berechnung auf Grundlage von ifeu et al. 2014

Lernraten und Kostenentwicklungen in den Szenarien Effizienz + EE und Effizienz + WP — Tabelle 18

Technologie	Einheit	Kum. Menge Ende 2012	Material-anteil	Lernrate Material	Lernrate „Rest"	Kum. Menge 2050	Materialkosten 2050	Kosten „Rest" 2050	Gesamtkosten 2050
Wärmepumpen	Stück	500.000	42 %	85 %	95 %	10,19 Mio.	49 %	80 %	67 %
Lüftungsanlagen	Stück	700.000	40 %	80 %	90 %	9,98 Mio.	43 %	67 %	57 %
Fenster	m²	498 Mio.	60 %	90 %	100 %	1,82 Mrd.	82 %	100 %	89 %
Dämmung	m³	899 Mio.	34 %	95 %	95 %	3,2 Mrd.	91 %	91 %	91 %
Solarthermie	m²	16,5 Mio.	25 %	80 %	90 %	113,07 Mio.	54 %	75 %	69 %

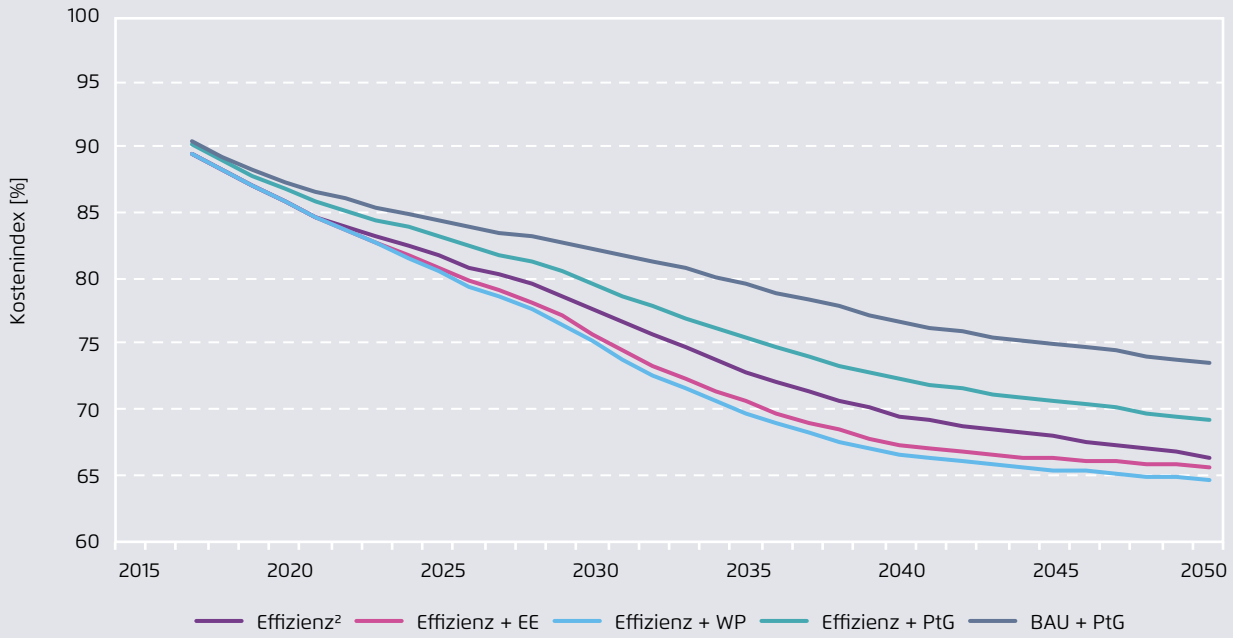
ifeu, eigene Berechnung auf Grundlage von ifeu et al. 2014

Lernkurven für Dämmstoffe — Abbildung 39



ifeu

Lernkurven für Wärmepumpen — Abbildung 40



ifeu

Mehrkosten von Hybridheizungen Tabelle 19

	Effizienz[2]	Effizienz + EE	Effizienz + WP	Effizienz + PtG	BAU + PtG
Mehrkosten Hybrid-WP ggü. Gas-Brennwertkessel 2030	80 %			0 %	
Mehrkosten Hybrid-WP ggü. Gas-Brennwertkessel 2050	60 %			0 %	
Mehrkosten Heizstab ggü. Gas-Brennwertkessel 2030	4 %			0 %	
Mehrkosten Heizstab ggü. Gas-Brennwertkessel 2050	2 %			0 %	

ifeu

In Abbildung 39 und Abbildung 40 sind die Lernkurven für alle Szenarien für Dämmstoffe und Wärmepumpen exemplarisch dargestellt.

Hybridheizungen

Grundsätzlich zeigt sich in Energiesystemmodellen, dass die direkte Stromnutzung zum Heizen (Wärmepumpe, Heizstab) in Zeiten von 100 Prozent EE-Stromerzeugung effizient und wirtschaftlich in Hinblick auf die Reduktion der variablen Kosten ist. Hybridheizungen werden heute vorwiegend in zwei Anwendungsarten diskutiert: einerseits als Kombination von Luft-Wärmepumpen mit Gas- oder Ölheizkesseln, um auch in schlechter gedämmten Gebäuden Wärmepumpen nutzen zu können. Andererseits als elektrische Heizstäbe, die mit fossilen Heizkesseln kombiniert werden, um erneuerbaren Strom zum Heizen zu nutzen, wenn hohe Erzeugerleistungen zur Verfügung stehen.

Beide Hybridheizungsarten wurden bei den Berechnungen berücksichtigt. Es wurde angenommen, dass die Hälfte von ihnen als Luft-Wasser-Wärmepumpe mit Gas-Brennwertkessel ausgeführt wird. Die andere Hälfte wurde als Kombination von Gas-Brennwertkessel und Elektroheizstab angesetzt.

Die Kosten für Hybridheizungen werden als Anteil der Kosten für Gas-Brennwertkessel angegeben. Dabei wird automatisch die Nennleistung in Abhängigkeit der Gebäudeheizlast berücksichtigt. Die Kostenanteile unterliegen einer Degression durch Skaleneffekte. Sie werden zwischen einem Anfangswert im Jahr 2030 und einem Endwert im Jahr 2050 linear interpoliert.

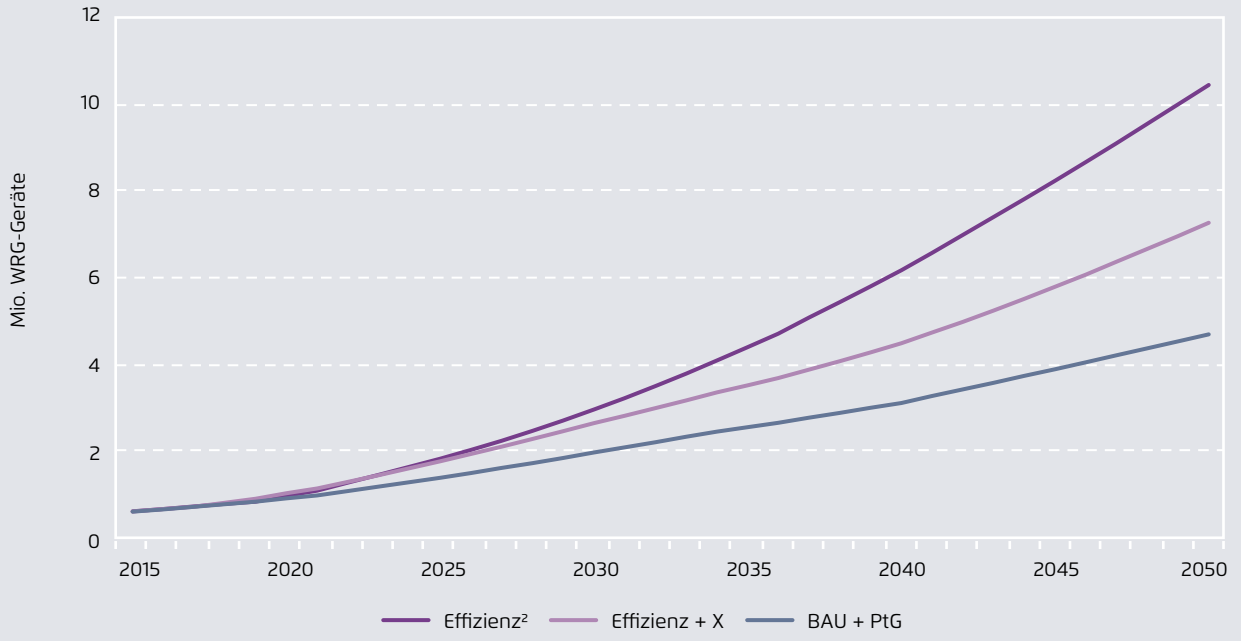
In den Szenarien Effizienz + PtG und BAU + PtG kommen keine Hybridheizungen zum Einsatz. Hier liegt der Schwerpunkt auf einer gasbasierten Wärmeversorgung. Die bestehende Gasinfrastruktur soll weitgehend weitergenutzt und möglichst hoch ausgelastet werden. Auf die Einführung neuer Technologien zur elektrischen Wärmeversorgung wird weitgehend verzichtet.

Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung

Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG) reduzieren den Heizwärmebedarf und erhöhen somit die Effizienz der Gebäude. Ihre Kosten werden innerhalb der Anlagentechnik subsummiert. Der Kostenansatz ist in Tabelle 16 dargestellt.

Abbildung 41 zeigt die unterschiedlichen Entwicklungspfade der Anzahl von WRG-Anlagen in den Szenarien.

Anzahl von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung im Szenarienvergleich — Abbildung 41



ifeu

Spezifizierung der Gebäudeszenarien

Eingabedaten zur Spezifizierung der Gebäudeszenarien — Tabelle 20

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Zeitpunkt der Änderung der Sanierungsanforderungen	2021	2021			2031
U-Wert Mindestanforderung Dach	0,15	0,18			0,19
U-Wert Mindestanforderung Wand	0,16	0,22			0,23
U-Wert Mindestanforderung Keller	0,2	0,27			0,28
U-Wert Mindestanforderung Fenster	1,0	1,1			1,2
U-Wert ambitionierte Sanierung Dach	0,12	0,14			0,14
U-Wert ambitionierte Sanierung Wand	0,15	0,20			0,20
U-Wert ambitionierte Sanierung Keller	0,18	0,24			0,24

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Zeitpunkt der Änderung der Sanierungsanforderungen	2021	2021			2031
U-Wert ambitionierte Sanierung Fenster	0,7	0,90			0,90
charakteristische Nutzungsdauer Dach (Wohngebäude) in Jahren	43	50			60
charakteristische Nutzungsdauer Dach (Nichtwohngebäude) in Jahren	30	40			50
charakteristische Nutzungsdauer Wand (Wohngebäude) in Jahren	40	50			60
charakteristische Nutzungsdauer Wand (Nichtwohngebäude) in Jahren	30	40			50
charakteristische Nutzungsdauer Keller (Wohngebäude) in Jahren	40	50			60
charakteristische Nutzungsdauer Keller (Nichtwohngebäude) in Jahren	35	45			50
charakteristische Nutzungsdauer Fenster (Wohngebäude) in Jahren	35	45			45
charakteristische Nutzungsdauer Fenster (Nichtwohngebäude) in Jahren	35	35			40
mittlerer Anteil Pinselsanierungen 2030	2 %	9 %			18 %
mittlerer Anteil Pinselsanierungen 2050	1 %	6 %			16 %
mittlerer Anteil ambitionierte Sanierungen 2030	30 %	8 %			5 %
mittlerer Anteil ambitionierte Sanierungen 2050	40 %	11 %			6 %
mittlerer Anteil Lüftungsanlagen mit WRG in Wohngebäuden 2050	36,8 %	21,8 %			14,1 %
mittlerer Anteil Lüftungsanlagen mit WRG in Nichtwohngebäuden 2050	72,0 %	69,3 %			44,7 %
Marktanteil Wärmepumpen in Wohngebäuden 2030	30,2 %	31,1 %	50,6 %	22,4 %	15,5 %
Marktanteil Wärmenetze in Wohngebäuden 2030	10,7 %	20,0 %	12,2 %	6,0 %	7,5 %
Marktanteil Biomasseheizungen in Wohngebäuden 2030	13,0 %	18,2 %	12,4 %	8,5 %	5,7 %
Marktanteil Wärmepumpen in Wohngebäuden 2050	74,0 %	40,4 %	80,8 %	51,8 %	36,7 %

	Szenarien				
	Effizienz²	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Zeitpunkt der Änderung der Sanierungsanforderungen	2021		2021		2031
Marktanteil Wärmenetze in Wohngebäuden 2050	13,1 %	17,2 %	3,2 %	1,5 %	4,1 %
Marktanteil Biomasseheizungen in Wohngebäuden 2050	12,2 %	25,9 %	11,6 %	13,1 %	8,5 %
Anteil Wohngebäude mit Solarthermie zur Brauchwasser-erwärmung 2050	6,5 %	6,5 %	6,5 %	5,0 %	5,0 %
Anteil Wohngebäude mit Solarthermie zur Brauchwasser-erwärmung und Heizungs-unterstützung 2050	22,7 %	69,2 %	22,7 %	10,8 %	6,0 %
* Endenergieverbrauch für Raumwärme, Brauchwassererwärmung und Hilfsenergie inklusive Umweltwärme					

ifeu

Anhang 3: Rahmendaten Strom, Prozesswärme, Wärmenetzeinspeisung

Industrie- und GHD-Prozesswärme

Endenergiebedarf für Prozesswärme nach Temperaturniveau — Tabelle 21

	2010 (TWh)	2030 (TWh)	2050 (TWh)
sonstige Prozesswärme	501,3	422,0	333,5
– davon Öl	34,1		
– davon Gas	224,2		
– davon Strom	45,9		
– davon Fernwärme	37,0		
– davon Kohle	108,0		
– davon Erneuerbare	32,3		
– davon Sonstige	19,8		
Temp <100°C (modell-endogen)	59,1	49,7	39,3
- KWK-Potenzial		27,3	21,6
- Kessel/Wärmepumpen/Solarthermie		22,4	17,7
Temp 100–500°C (modell-endogen)	146,3	123,2	97,3
– Gichtgas und Kokereigas	26,0	6,1	4,0
– KWK-Potenzial		66,4	53,0
– Kessel		50,7	40,3
Temp >500°C (exogen)	296,0	249,2	196,9
– davon Kohle		81,4	44,4
– davon Sonstige (Ersatzbrennstoffe)		8,9	4,7
– davon Öl		7,3	1,1
– davon Gas		111,5	109,4
– davon Strom		40,1	37,3

Fraunhofer IEE

Verkehrssektor

Verkehrsaufkommen in den Stützjahren 2030 und 2050 nach Kategorie — Tabelle 22

	Einheit	2010	2020	2030	2040	2050
MIV	Mrd. Pkm	902,4	956,2	992,0	945,1	898,2
– Pkw	Mrd. Pkm	886,1	938,3	974,1	928,8	882,6
– motorisierte Zweiräder	Mrd. Pkm	16,3	17,9	17,9	16,3	15,6
Eisenbahn	Mrd. Pkm	100,2	110,2	117,0	113,2	109,5
ÖSPV	Mrd. Pkm	84,3	94,8	99,6	90,7	87,4
Luftverkehr – Standortprinzip	Mrd. Pkm	193,7	264,4	344,8	382,5	420,2
– inländisch (Kyoto)	Mrd. Pkm	10,5	10,8	12,4	12,8	13,2
– international	Mrd. Pkm	183,2	253,9	332,4	369,7	407
Transportleistung						
– Straße	Mrd. tkm	437,3	518,3	607,4	660,9	714,3
– Schiene	Mrd. tkm	107,6	130,7	153,7	170,0	186,2
– Binnenschiff	Mrd. tkm	62,3	69,4	76,5	75,5	74,4
– Luft national	Mrd. tkm	0,0	0,0	0	0,0	0,0
– Luft international	Mrd. tkm	10,7	14,6	19,2	21,3	23,4

Fraunhofer IEE

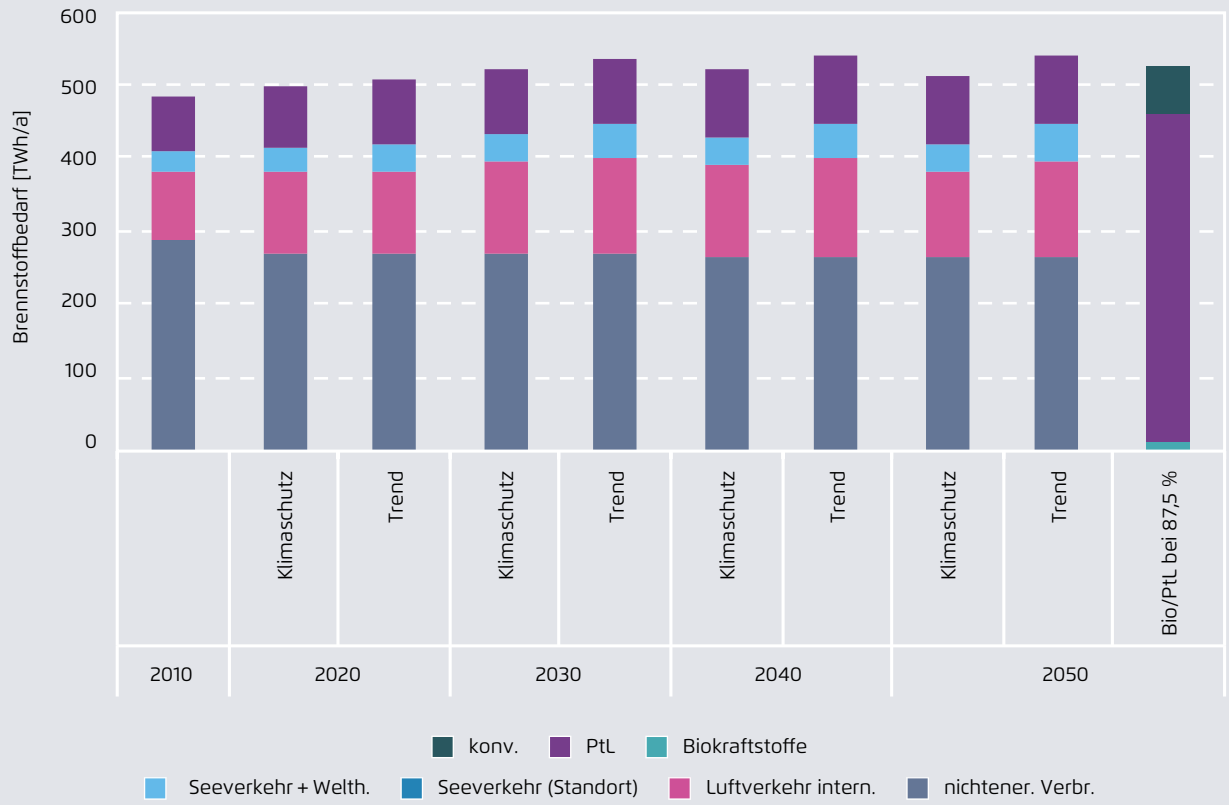
Endenergieverbrauch des nationalen Verkehrs — Tabelle 23

	Energieträger	2010 (TWh)	2030 (TWh)	2050 (TWh)
Pkw				
– elektrisch	Strom		42,7	107,7
– konventionell	Benzin	413,0	94,3	17,6
	Diesel		128,7	17,8
– *Range Extender* und normale Verbrenner	Gas (CNG)	2,4	4,4	0,6
Lkw				
– *Range Extender* und normale Verbrenner	Diesel	157,2	136,0	58,0
– BEV/PHEV	Strom		7,6	15,4
– H0	Strom		1,2	33,0
Bus				
– konventionell	Kraftstoff	13,3	9,9	2,5
– elektrisch	Strom		1,7	5,9
SSU	Strom	1,9	1,8	1,7
Eisenbahn				
– elektrisch	Strom	12,5	12,1	12,0
– konventionell	Kraftstoff	3,8	2,9	2,2
Binnenschifffahrt	Kraftstoff	7,1	6,5	5,2
nationaler Luftverkehr	Kraftstoff	7,9	8,7	7,4

Fraunhofer IEE

Brennstoffverbrauch für See- und Luftverkehr sowie nicht energetischer Verbrauch für zwei Szenarien; Deckung des Verbrauchs in 2050

Abbildung 42



Fraunhofer IEE

Anhang 4: Rahmendaten Stromverteilungsnetze

Eingangsgrößen zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells in einem Teilversorgungsgebiet (in dieser Studie entspricht ein Teilversorgungsgebiet einer Gemeinde) werden die nachfolgend beschriebenen Informationen herangezogen:

Zahl der Verbrauchsanschlusspunkte: Die Zahl der Verbrauchsanschlüsse wird in Anlehnung an die Zahl der Wohngebäude innerhalb einer Gemeinde bestimmt. Konkret wird die Zahl der Anschlüsse mit 105 Prozent der Zahl der Wohngebäude angesetzt, um auch Anschlüsse von Nichtwohngebäuden näherungsweise zu berücksichtigen.

Höchstlast je Anschlusspunkt: Die Höchstlast pro Anschluss für konventionelle Endverbrauchernachfrage wird im Ausgangsjahr mit acht Kilowatt angesetzt. Unter Berücksichtigung der Durchmischung ergibt sich hieraus ein Beitrag zur Systemhöchstlast von circa zwei Kilowatt. Diese Leistungswerte werden auf Basis der Informationen skaliert, die aus den Simulationen zur Stromnachfrage entnommen werden können, die das Fraunhofer IEE durchführt. Dabei wird grundsätzlich angenommen, dass die Veränderung der Höchstlast an jedem einzelnen Anschlusspunkt proportional zur Veränderung der Gesamthöchstlast ist. Ferner wird mit Blick auf neuartige Verbraucher Folgendes unterstellt:

- E-Mobilität: Elektrofahrzeuge werden gleichmäßig im gesamten Bundesgebiet verteilt, das heißt, es wird eine zu den Gebäuden proportionale Verteilung unterstellt. Somit erhöht sich die Höchstleistung der einzelnen Anschlusspunkte in dem Maße, wie die E-Mobilität zu einer Zunahme der Systemhöchstlast beiträgt.
- Strom-Wärmepumpen: Die Anzahl und zugehörige Anschlussleistung der je Szenario installierten dezentralen Strom-Wärmepumpen wird durch ifeu auf Ebene der Kreisgemeinden ermittelt. Innerhalb einer Kreisgemeinde wird die Anschlussleistung homogen auf die vorhandenen Kundenanschlüsse verteilt. Dabei wird jedoch berücksichtigt, dass aufgrund von Urlauben, Defekten oder Ähnlichem maximal 90 Prozent der installierten Leistung als zeitgleiche Leistung auslegungsrelevant für die Netze sind. Weiter wird davon ausgegangen, dass die durch Pufferspeicher gegebene zusätzliche Einsatzflexibilität von zwei mal drei Stunden täglich vollständig netzdienlich verwendet wird.

Die im- wie explizite Annahme einer auch aus kleinräumiger Sicht idealen Steuerung der Ladevorgänge der E-Fahrzeuge beziehungsweise des Einsatzes der Wärmepumpen führt zu einer Minimierung der durch neue Verbraucher entstehenden Netzbelastung. Würde die Steuerung dieser Verbraucher nicht oder nur teilweise unter lokalen Netzgesichtspunkten erfolgen, hätte dies lokal – in einigen Netzbereichen – eine höhere Last und damit einen höheren Netzausbaubedarf zur Folge. Somit ist der im Rahmen dieser Studie bestimmte Netzausbau diesbezüglich als Untergrenze aufzufassen.

Durchmischung von Verbrauch und Einspeisung sowie der Einspeisung verschiedener EE-Technologien: Für die Netzdimensionierung ist letztlich einer der beiden folgenden Belastungszustände relevant: Zum einen der Zeitpunkt der maximalen Rückspeiseleistung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Last zu Zeiten hoher Einspeisung ist, und zum anderen der Zeitpunkt der maximalen Leistung in Lastrichtung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last ist.

Da der weitaus größte Teil der in den Verteilungsnetzebenen angeschlossenen Erzeugungsanlagen dargebotsabhängig ist, wird im Rahmen der Analysen für die Netzauslegung davon ausgegangen, dass die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last Null ist. Für die Bestimmung der für die Netzdimensionierung relevanten maximalen Rückspeiseleistung werden folgende Annahmen getroffen:

- Bei PV-Anlagen, deren maximale Einspeiseleistung zur Mittagszeit auftritt, wird angenommen, dass zu Zeiten hoher Einspeiseleistung die Last mindestens 50 Prozent der Höchstlast beträgt. Diese Annahme gilt für die Dimensionierung der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene. Abweichend hiervon wird für die Niederspannungsebene die minimale Last mit Null angesetzt, um zu berücksichtigen, dass bei Niederspannungsabgängen mit geringer Zahl von Hausanschlüssen die Last tatsächlich auch in der Mittagszeit nahe Null sein kann. Die Simulationen zur installierten PV-Leistung, die das Fraunhofer IEE durchführt, liefern einen für Deutschland aggregierten Wert der installierten Leistung, der jedoch die Typen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterscheidet. Da der hier gewählte Teilgebietsansatz der Modellnetzanalyse auf Ebene der Kreisgemeinden aufsetzt, müssen die aggregierten Leistungen regionalisiert werden. Hierzu wird angenommen, dass die Aufdachanlagen proportional zur Gebäudezahl und die Freiflächenanlagen proportional zur Verkehrsfläche homogen über Deutschland verteilt werden, eine zusätzliche großräumige, regionale Differenzierung (zum Beispiel Nord-Süd oder Ost-West) findet nicht statt. Weiter wird praxisnah angenommen, dass Aufdachanlagen in Niederspannungs- und Freiflächenanlagen in der Mittelspannungsebene angeschlossen werden.
- Bei Windenergieanlagen, deren maximale Einspeiseleistung auch in der Nacht und damit zu Zeiten niedriger Last auftritt, wird angenommen, dass zu Zeiten hoher Einspeiseleistung die Last mindestens 30 Prozent der Höchstlast beträgt. Wie schon für PV-Anlagen erläutert, muss auch die vom Fraunhofer IEE ermittelte installierte Leistung für Onshore-Windkraftanlagen regionalisiert werden. Da es ein deutliches Nord-Süd-Gefälle bei den Standortqualitäten gibt, die die regionale Verteilung der aktuell installierten Windenergieanlagen augenscheinlich belegt, wäre ein Verzicht auf eine regionale Differenzierung wie bei den PV-Anlagen nicht plausibel. Daher wurde auf Basis der sich aus den BMWi-Langfristszenarien ergebenden Verteilung installierter Leistung für Onshore-Windkraftanlagen eine grobe regional differenzierte Verteilung abgeleitet und diese dann weiter proportional zur Landwirtschafts- und Waldfläche auf die Kreisgemeinden verteilt. Hinsichtlich der Anschlussnetzebene wird angenommen, dass die Anlagen zu jeweils gleichen Anteilen in der Hoch- und Mittelspannungsebene angeschlossen werden.
- Im Rahmen der hier dokumentierten Analysen wird weiter unterstellt, dass ein Einspeisemanagement mit Abregelungen in einem Umfang von bis zu drei bis fünf Prozent des Jahresenergieertrags zum Einsatz kommt. Vereinfacht wurde im Rahmen der Analysen davon ausgegangen, dass zu Zeiten niedriger Last PV-Anlagen auf 80 Prozent ihrer installierten Leistung und Windenergieanlagen auf 90 Prozent abgeregelt werden können und somit nicht die installierte, maximal mögliche Einspeiseleistung der Einzelanlagen auslegungsrelevant für die Netze ist. Darüber hinaus wird unterstellt, dass die netzseitigen Höchsteinspeisungen von PV-Anlagen und von Windenergieanlagen im jeweils modellierten Netzbereich zeitgleich auftreten. Auswertungen realer Einspeisezeitreihen verschiedener Anlagen zeigen, dass PV- und Windenergieanlagen (ohne Einsatz von Einspeisemanagement) zu wenigen Zeitpunkten eines Jahres gleichzeitig mit ihrer maximalen, das heißt installierten Einspeiseleistung einspeisen. Für die auf Einzelanlagenebene gekappten Einspeisezeitreihen dürfte dies umso mehr gelten, allerdings auch auf eine geringere Anzahl von Zeitpunkten beschränkt sein. Denkbar wäre grundsätzlich, das Einspeisemanagement nicht wie hier durchgeführt auf die Begrenzung der Einspeiseleistung der Einzelanlagen, sondern auf die Begrenzung der Summeneinspeisung des gesamten

Kollektivs der im betreffenden Netzbereich relevanten Erzeugungsanlagen auszulegen. Die Abbildung einer solchen Form des Einspeisemanagements würde eine deutlich detailliertere Modellierung erfordern, bei der zunächst standortabhängige Korrelationen der Einspeiseprofile der EE-Technologien (und sonstigen dezentralen Erzeugungsanlagen) ermittelt werden müssten. Weiterhin wäre der jeweils relevante Netzbereich, auf den hin die Summeneinspeisung minimiert würde, festzulegen, was letztlich Ergebnis einer Optimierung ist (bezogen darauf, auf welchen Netzbereich die stärkste Kostenreduktion erreicht werden kann). Aus Komplexitätsgründen wurde auf die Abbildung dieses Effekts verzichtet und bei der praktischen Umsetzung einer solchen Form des Einspeisemanagements durch die Netzbetreiber erscheinen allenfalls Näherungslösungen realistisch. Nichtsdestotrotz ist damit der ermittelte Netzausbaubedarf im Hinblick auf diesen Effekt als obere Abschätzung zu verstehen.

Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der Modellnetzanalyse (MNA) beruht auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz – von der untersten Ebene ausgehend – Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der Modellnetzanalyse unter den Bedingungen zulässig, dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen, als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen größeren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Für die Netzauslegung ergeben sich beim MNA-Ansatz folgende Berechnungsschritte:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene, also hier die Niederspannungsebene, ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang" bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Netzstation bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Netzstation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Netzstation berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Netzstationen im betrachteten Teilversorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Netzstationen fließt dann – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der überlagerten Mittelspannungsebene ein. Diese folgt ebenso wie die darauffolgende Auslegung der Hochspannungsebene dem gleichen Berechnungsschema.

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so realisiert werden könnten. Die bei der Modellnetzanalyse stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Im Rahmen dieser Studie ist die Grundparametrierung der Modellnetzanalyse anhand des heute in Deutschland tatsächlich vorhandenen Netzmengenbestands parametriert worden. Ungefähre Angaben zum heutigen Bestand finden sich in nachfolgender Tabelle.

Heutiger Netzbestand – ungefähre Angaben — Tabelle 24

Netzebene	Bestandsmenge
NS-Leitungen (km)	1.100.000
MS/NS-Transformatorstationen (Stück)	560.000
MS-Leitungen (km)	510.000
HS/MS-Umspannwerke (Stück)	4.000
HS-Leitungen (km)	95.000
HöS/HS-Umspannstationen (Stück)	355

Consentec

Ausgehend von dem so kalibrierten Modell wurde der künftige Netzausbaubedarf bestimmt. Konkret wurden hierzu die Veränderungen, die sich bei der Versorgungsaufgabe ergeben, also Veränderungen der Anschlusszahlen und Anschlussleistungen, herangezogen, um hieraus den Umfang des erforderlichen Netzausbaus zu bestimmen. In den Umspannebenen ist der Ausbaubedarf näherungsweise linear proportional zur Höchstleistung (last- und/oder einspeiseseitig), während in den Leitungsebenen näherungsweise ein wurzelförmiger Zusammenhang und somit ein unterproportionaler Zusammenhang zwischen der benötigten Leitungslänge und der Anschlusszahl (bei gleichbleibender Größe der Versorgungsfläche) besteht.

Ergebnisgrößen: Annuitätische Netzkosten und zugrunde liegende Netzmengen

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert letztlich ein nach Netzebenen differenziertes Mengengerüst des für die jeweilige Versorgungsaufgabe benötigten Netzes. Konkret wird für jedes Betrachtungsjahr berechnet:

→ Leitungslänge je Netzebene
→ Zahl der Stationen je Umspannebene

Für die monetäre Bewertung des Netzausbaus werden die in Tabelle 25 aufgeführten spezifischen Kostenansätze herangezogen. Die Kosten von Schaltfeldern und sonstigen Schaltanlagenbestandteilen sind anteilig in den genannten Kostenansätzen der Leitungen und der Umspannwerke enthalten. Weiter wird angenommen, dass bei Netzbetriebsmitteln keine von der allgemeinen Inflation abweichenden Preissteigerungen oder -senkungen zu erwarten sind.

Basis der Auswertungen sind zunächst Kennzahlen zum benötigten Netzausbau. Hierzu werden Netzmengen (Leitungslängen und Umspannkapazitäten) ausgewertet.

Auf Basis des Netzausbauumfangs wird im Weiteren unter Berücksichtigung der oben genannten Investitions- und Betriebskostenansätze eine Kostenbestimmung vorgenommen. Hierbei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionen unter Berücksichtigung der genannten Nutzungsdauern und eines Kalkulationszinssatzes von sieben Prozent pro Jahr in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Im Einzelnen werden für jedes betrachtete Stützjahr als kostenbezogene Kennzahlen die Annuitäten des gesamten Netzbestands (auf Basis von Kapital- und Betriebskosten) berechnet.

Spezifische Kostenansätze der Betriebsmittel im Verteilungsnetz — Tabelle 25

Netzebene/Betriebsmittel	Investitionen (€/km bzw. €/Einheit)	Betriebskosten (% der spez. Investitionen pro Jahr)	Nutzungsdauer (Jahre)
HöS/HS-Umspannwerk	30.000.000	0,5	40
HS-Erdkabel (neue Trassen)	500.000	0,1	50
HS-Freileitung (nur Bestand)	220.000	1,0	80
HS/MS-Umspannwerk	2.500.000	0,5	40
MS-Erdkabel	120.000	0,1	60
MS-Freileitung (nur Bestand)	50.000	1,0	40
MS/NS-Transformatorstation	30.000	0,5	45
NS-Erdkabel	100.000	0,1	60

Consentec

Grundsätzlich werden sowohl die Bestandsmengen als auch die Kosten für das jeweilige Betrachtungsjahr bestimmt. Wie bereits beschrieben, wurde das gesamte Rechenmodell für die Verteilungsnetze für den heutigen Netzbestand kalibriert. Durch diesen Kalibrierungsschritt lassen sich aus einem Vergleich der Kennzahlen für verschiedene Betrachtungsjahre Aussagen zur Veränderung der Kennzahlen im Zeitverlauf ableiten. Dies gilt insbesondere hinsichtlich des benötigten Netzausbauumfangs und der hiermit verbundenen Kostenzunahme.

Bei hoher Korrelation des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen und einer ohnehin stattfindenden Netzerneuerung kann die Netzverstärkung im Zuge der altersbedingten Erneuerung erfolgen, sodass lediglich Zusatzkosten für die Netzverstärkung entstehen. Tatsächlich wird sich in der Praxis in einigen Fällen auch die Notwendigkeit ergeben, bestehende Netze vorzeitig um- und/oder auszubauen. Die hierbei anfallenden Kosten für den vorzeitigen Ersatz, gegebenenfalls sogar verbunden mit Sonderabschreibungen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings nicht berücksichtigt. Dies ist konzeptgemäß im Hinblick auf die Ermittlung annuitätischer Kosten für den jeweiligen Netzbestand im betrachteten Stützjahr und auf Basis von Tagesneuwerten.

Abschließend sei betont, dass die dargestellten Kostenwerte nicht mit heutigen regulatorischen Kosten (zum Beispiel aus Netzentgelten hochgerechneten Werten) verglichen werden können. Wesentliche Gründe hierfür sind: Unterschiede in der Abschreibungspraxis, Nichtberücksichtigung der tatsächlichen Altersstruktur, Abweichungen der hier verwendeten Kostenansätze von den tatsächlichen historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten, Zinssatzunterschiede etc.

Anhang 5: Rahmendaten Wärmenetze

Das Vorgehen der Kostenbilanzierung wird im Folgenden getrennt für den Wärmenetzbestand und für neue Wärmenetze dargestellt.

a) Wärmenetzbestand

Für den Wärmenetzbestand wird aufbauend auf den Statistiken des AGFW zum aktuellen Fernwärmebestand und den Analysen von Beuth HS und ifeu zur Entwicklung in den Szenarien ein weitgehend konstanter Wärmeabsatz angenommen.[106,107] Der Rückgang des Wärmebedarfs durch energetische Sanierungen wird in den Bestandsgebieten weitgehend durch Nachverdichtung und Neuerschließungen von Randgebieten kompensiert. Die entstehenden Kosten für die Anpassung der Infrastruktur werden anhand pauschaler Investitionskosten pro neu angeschlossenem Gebäude abgeleitet. Die Anzahl neuer Gebäude mit Anschluss an bestehende Wärmenetze wird pro Szenario und Stützjahr aus dem Gebäudemodell GEMOD entnommen. Angelehnt an Konstantin (2013) werden eine mittlere Länge neuer Hausanschlüsse von zehn Metern und spezifische Investitionskosten von 1.000 Euro pro Meter angenommen.[108] Die resultierenden Gesamtkosten von 10.000 Euro pro Hausanschluss werden über einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren und einen Zinssatz von 4,5 Prozent annuisiert:

→ Aufgrund der weitgehend konstanten Entwicklung werden im Bilanzrahmen darüber hinaus keine zusätzlichen laufenden Betriebskosten oder Gewinnabschöpfungen der Wärmenetzbetreiber berücksichtigt. Im Gegenzug werden in den Szenarien mit einem (temporären) Rückgang des Wärmeabsatzes ebenfalls keine sinkenden Betriebskosten berücksichtigt.

b) Neue Wärmenetze

Die Kosten für den Ausbau neuer Wärmenetze umfassen vor allem die Investitionskosten in die Wärmeverteilnetze inklusive der Stichleitungen zu angeschlossenen Gebäuden und nachfolgend die laufenden Betriebskosten und die Gewinnerwartungen der Wärmenetzbetreiber. Die Grundlage der energetischen Modellierung bildet ein GIS-Modell. In diesem wird die Entwicklung der Wärmebedarfsdichten in Gebieten mit bestehender Wärmenetzversorgung und in potenziellen neuen Wärmenetzgebieten dargestellt.[109] Das Modell basiert auf dem Wärmeatlas der GEF Ingenieur AG, Geomer GmbH und Casa Geo, der eine räumliche Verortung von 17,4 Millionen energetisch typisierter Wohngebäude enthält und über eine Kopplung mit dem Gebäudemodell GEMOD eine differenzierte räumliche Analyse der Entwicklung der Wärmebedarfsdichten nach den Szenarienvorgaben ermöglicht.[110]

Gebiete ohne bestehende Wärmenetze werden bundesweit auf Ebene eines 500-mal-500-Meter-Analyserasters abgebildet. Auf dieser Ebene werden neben den kumulierten Wärmebedarfen von Wohngebäuden auch die Wärmebedarfe von Nichtwohngebäuden nach siedlungsstrukturellen Faktoren abgebildet. Zusätzlich wird die Länge des Verteilnetzes anhand von Straßengeometrien und Aufschlägen für Hausanschlussleitungen hinterlegt. Die Kombination

106 AGFW: *Hauptbericht 2016,* Frankfurt am Main, 2017

107 Beuth HS, ifeu: *Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich,* Berlin, 2017

108 Konstantin, P.: *Praxisbuch Energiewirtschaft*, Berlin, 2013

109 ifeu, Beuth HS: *Die Rolle von Wärmenetzen im Wärmemarkt der Zukunft – GIS-Analyse technisch-ökonomischer Potenziale*, Heidelberg, 2017

110 GEF et al.: *Digitaler Wärmeatlas für 17,4 Millionen Wohngebäude in Deutschland*, 2014

von Wärmebedarf und Netzlänge pro Zelle erlaubt die Bewertung der technisch-wirtschaftlichen Erschließbarkeit der Gebiete über die Liniendichte (MWh/m*a). Über diesen Wert erfolgt eine priorisierte Auswahl der Zellen im gesamten Bundesgebiet, bis zum Erreichen der Szenarienvorgaben zum Wärmeabsatz in neuen Wärmenetzen.

Die Hochrechnung der Kosten erfolgt über die Darstellung der annuisierten Refinanzierungskosten (€/MWh*a) für den Bau und den Betrieb der Netze in den ausgewählten Zellen pro Szenario und Stützjahr. Dafür werden folgende Parameter, differenziert nach Netzen in ländlichen und in urbanen Gemeinden, die sehr unterschiedliche Kostenstrukturen aufweisen, im Modell hinterlegt (Tabelle 26):

Die annuisierten Refinanzierungskosten für den Ausbau und den Betrieb eines Wärmenetzes pro Zelle werden nach Formel (1) bestimmt. Über die Aufsummierung der berechneten Refinanzierungskosten in den ausgewählten Zellen pro Szenario und Jahr erfolgt die Bestimmung der Gesamtkosten für den Ausbau und den Betrieb neuer Wärmenetze.

Formel zur Berechnung des realen minimalen Wärmepreises zur Refinanzierung der Netzkosten pro Rasterzelle — Formel 1

$$P_{(x)} = \frac{K_R}{\rho_{real}} + (x \times (1 + L)) + M + O$$

Parameter des Szenarios Effizienz[2]: Nahwärmepotenzialgebiete differenziert nach Gemeindestrukturtypen — Tabelle 26

	Einheit	Gemeindestrukturtyp	
Modellparameter		**1) ländlich**	**2) urban**
Anschlussgrad	%	70	50
spezifische Nutzkosten	€/m	250	400
Zinssatz	%	4,5	4,5
Amortisationszeit	A	20	20
reale annuisierte Netzkosten KR	€/m*a	19,2	30,8
Wärmepreis P	€/MWh*a	90	120
Marge M	€/MWh*a	5	10
***Overhead* O**	€/MWh*a	5	10
Erzeugerkosten x	€/MWh*a	35	45
Netzverluste L	%	15	10
finanzierbare Trassenkosten KF	€/MWh*a	39,75	50,5
Mindestansatzdichte ρ	MWh/m*a	0,48	0,61

ifeu

Szenarienvorgaben zum Wärmeabsatz in Wärmenetzen — Tabelle 27

	Szenarien				
	Effizienz[2]	**Effizienz + EE**	**Effizienz + WP**	**Effizienz + PtG**	**BAU + PtG**
Wärmeabsatz in Bestandsnetzen 2011 (TWh)	80,5	80,5	80,5	80,5	80,5
Wärmeabsatz in Bestandsnetzen 2030 (TWh)	79,2	80,5	80,5	73,9	77,7
Wärmeabsatz in neuen Wärmenetzen 2030 (TWh)	–	53,5	8,9	–	–
Wärmeabsatz in Bestandsnetzen 2050 (TWh)	86,3	80,5	80,5	68,3	80,5
Wärmeabsatz in neuen Wärmenetzen 2050 (TWh)	5,8	65,9	12,1	–	5,2

ifeu

Berechnet wird, welche Wärmekosten sich ergeben, wenn eine vorgegebene Wärmemenge aus neuen Wärmenetzen bereitgestellt wird. Dabei wird der Einspeisepreis vom Fraunhofer IEE vorgegebenen. Aus der Multiplikation von Wärmekosten und Wärmemenge berechnen sich die Gesamtkosten. Marge und *Overhead* sind einkalkuliert. In der Berechnung wird unterstellt, dass die bestehenden Wärmenetze so nachverdichtet werden können, dass der Wärmeabsatz konstant bleibt. Nur wenn der gesamte Wärmeabsatz in Wärmenetzen steigt, wird unterstellt, dass neue Wärmenetze errichtet werden. Diese Annahme wirkt sich aus auf den Einspeisemix, der somit etwas zu ungünstig dargestellt wird, da neue Nahwärmenetze in der Regel einen höheren Anteil erneuerbarer Wärme nutzen. Es wirkt sich ebenfalls auf die Erschließungskosten aus.

Der zusätzliche Wärmebedarf von Nichtwohngebäuden (NWG) wird entsprechend *top down*, nicht linear verteilt. Annahme: Konzentration großer Nichtwohngebäude in urbanen Gebieten. Anteile geschätzt.

Die Anzahl an Nichtwohngebäuden wird wie bei der Verteilung auf Kreise für die Wärmepumpenanalyse *top down* ohne Berücksichtigung des raumstrukturellen Gemeindetyps linear anhand der Anzahl an Wohngebäuden verteilt. Dadurch, dass der Wärmebedarf von NWG nicht linear auf Gemeindetypen verteilt wird, wird die Annahme abgebildet, dass in allen Gebieten ähnlich viele NWG stehen, aber in urbanen Zentren größere NWG mit höheren durchschnittlichen Nutzenergiebedarfen.

Brennstoffkosten in Wärmenetzen

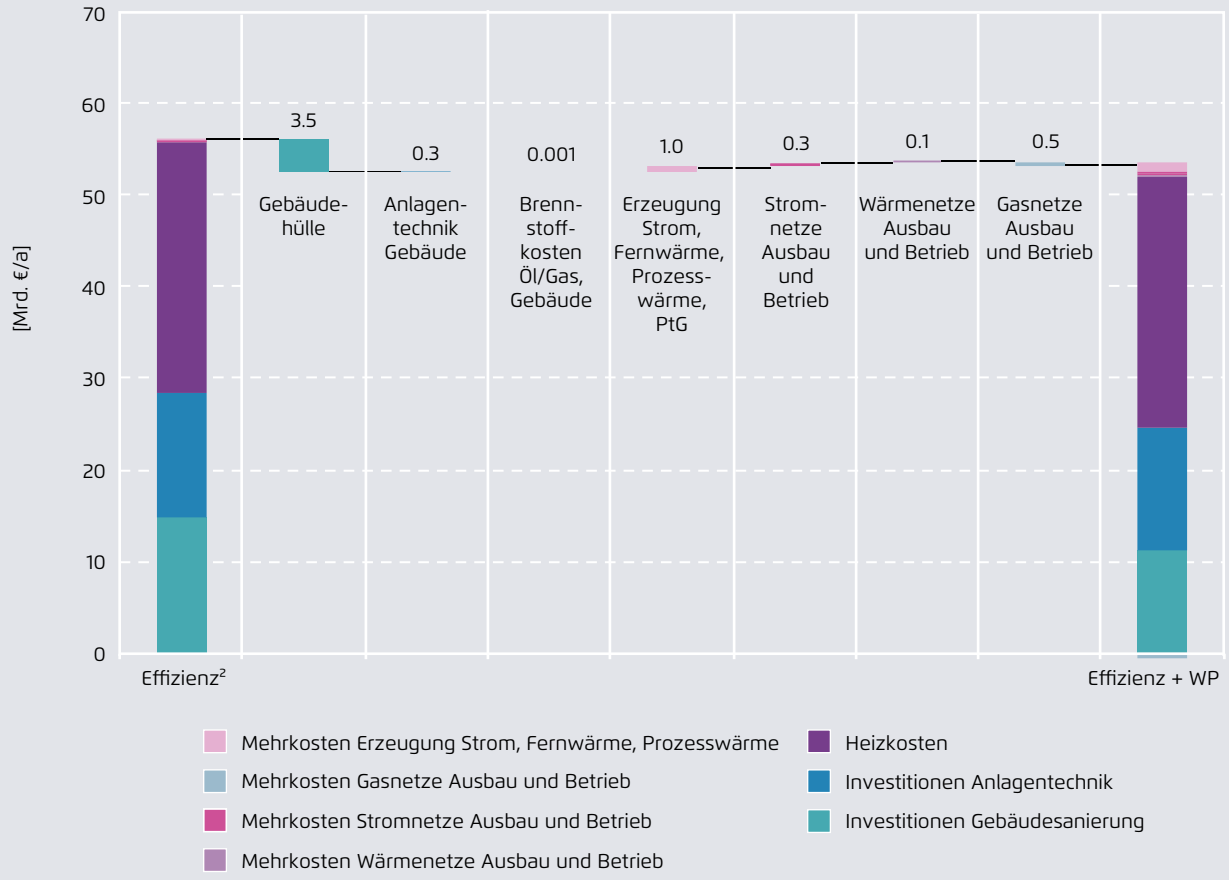
Die Brennstoffkosten für die Speisung der Wärmenetze werden bei der Berechnung des Energieversorgungssystems optimiert. Dabei werden die Potenziale für eine Speisung aus erneuerbaren Energiequellen berücksichtigt.

Anhang 6: Kostenkomponenten im Detail

Um diesen Gesamtvergleich genauer zu verstehen, werden im Folgenden – am Beispiel eines Vergleichs des Effizienzszenarios mit den Szenarien Effizienz + WP, Effizienz + PtG und BAU + PtG – die einzelnen Kostenkomponenten zerlegt und genauer analysiert. Auf diese Weise können die wesentlichen Treiber der Gesamtkosten identifiziert werden.

Ableitung der Differenzkosten des Szenarios Effizienz + WP gegenüber dem Szenario Effizienz²

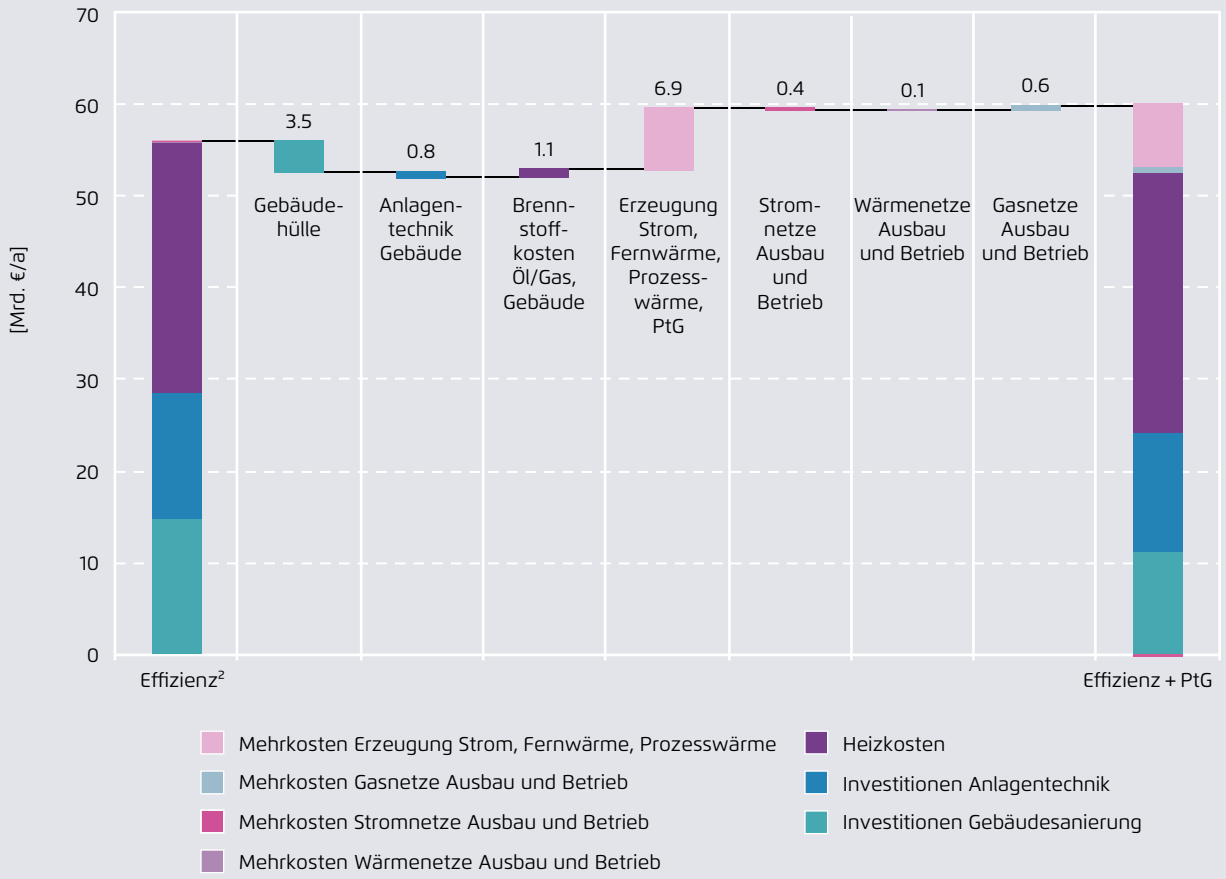
Abbildung 43



ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Ableitung der Differenzkosten des Szenarios Effizienz + PtG gegenüber dem Szenario Effizienz²

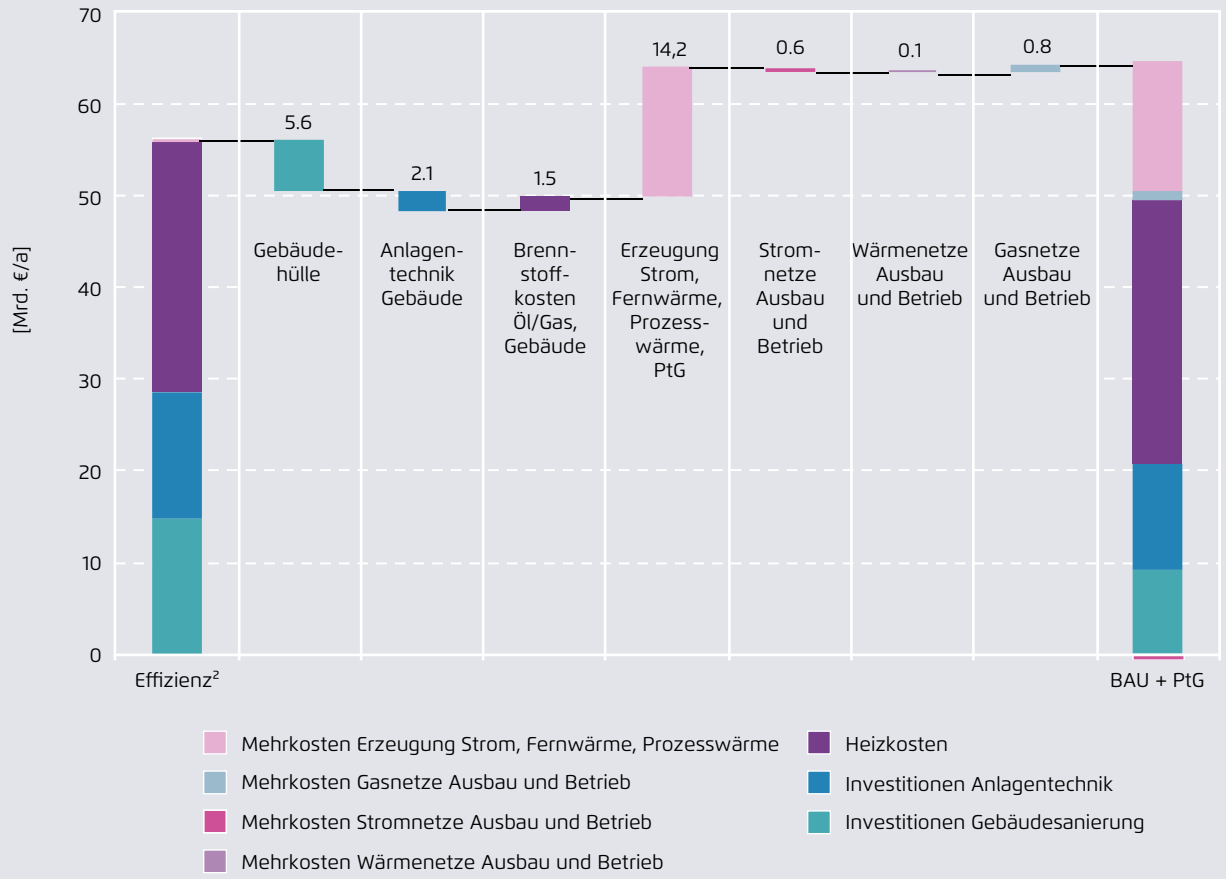
Abbildung 44



ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Ableitung der Differenzkosten des Szenarios BAU + PtG gegenüber dem Szenario Effizienz²

Abbildung 45



ifeu, Fraunhofer IEE, Consentec

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt
Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

Vom Wasserbett zur Badewanne
Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO_2-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030
Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie?
Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie

Toolbox für die Stromnetze
Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement

Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs?
Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016

Eine Zukunft für die Lausitz
Elemente eines Strukturwandelkonzepts für das Lausitzer Braunkohlerevier

Energiewende 2030: The Big Picture
Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft
Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik
Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Neue Preismodelle für Energie
Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetze
Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Publikationen von Agora Energiewende

Energiewende und Dezentralität
Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030
Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich
Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?
Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen
Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

AUF ENGLISCH

A Word on Flexibility
The German Energiewende in practice: how the electricity market manages flexibility challenges when the shares of wind and PV are high

A Word on Low Cost Renewables
The Renewables Breakthrough: How to Secure Low Cost Renewables

The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels

Reducing the cost of financing renewables in Europe
A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Energiewende 2030: The Big Picture
Megatrends, Targets, Strategies and a 10-Point Agenda for the Second Phase of Germany's Energy Transition

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

143/09-S-2018/DE

Wie gelingt uns die Energiewende?
Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Agora Energiewende

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.