



Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3

Treibhausgasneutrale Hauptszenarien
Modul Gebäude

Impressum

Langfristszenarien 3 – Modul Gebäude

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Autoren

Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Julia Lempik, julia.lempik@ifeu.de

Sebastian Blömer, sebastian.bloemer@ifeu.de

Martin Pehnt, martin.pehnt@ifeu.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

Wilckensstraße 3, 69120 Heidelberg

Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

Technische Universität Berlin

Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

Auftraggeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

Veröffentlicht

Oktober 2021

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

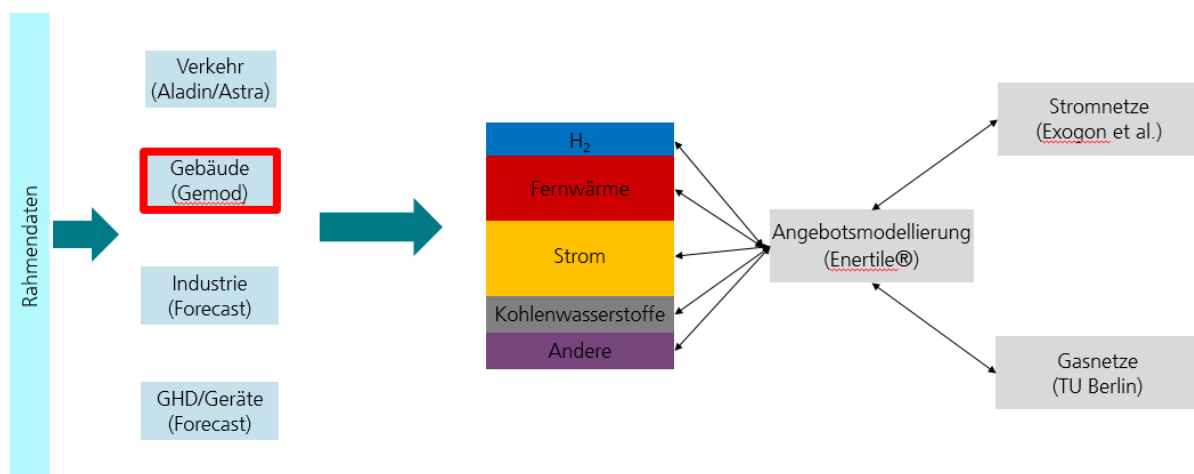
1	Einleitung	4
2	Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude)	5
2.1	Methodik	5
2.2	Sektorspezifische Rahmendaten	7
2.3	Szenario TN-Strom	8
2.3.1	Technologische und energiepolitische Annahmen.....	9
2.3.2	Ergebnisse	11
2.4	Szenario TN-PtG/PtL	14
2.4.1	Technologische und energiepolitische Annahmen.....	14
2.4.2	Ergebnisse	16
2.5	Szenario TN-H ₂ -G.....	19
2.5.1	Technologische und energiepolitische Annahmen.....	19
2.5.2	Ergebnisse	21
2.6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	24
3	Regionalisierung der Nachfrage	27
3.1	Gebäude	27
3.1.1	Datengrundlage und Methodik.....	27
4	Literatur	32

1 Einleitung

Im Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) werden im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Szenarien für die zukünftige Entwicklung eines treibhausgasneutralen Energiesystems modelliert. Die Modellierung umfasst das gesamte Energiesystem, also übergreifend die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff sowie die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte. Die Energieinfrastrukturen (Strom und Gase) werden ebenfalls mit modelliert. Im Fokus der Analyse steht dabei nicht die Entwicklung eines einzelnen „Leitszenarios“, sondern die Untersuchung unterschiedlicher Szenario-welten, um durch die vergleichenden Analysen Erkenntnisse über die Vor- und Nachteile alternativer Pfade für die Transformation des Energiesystems zu gewinnen.

Somit können Pfadabhängigkeiten und robuste Entwicklungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität identifiziert werden. Um die zunehmenden Wechselwirkungen zwischen den Sektoren adäquat zu erfassen, ist der Einsatz eines komplexen Modellverbunds nötig. Im Projekt Langfristszenarien 3 koppeln wir spezialisierte Sektormodelle für Gebäude, Industrie, GHD&Geräte, Energieangebot, Gasnetze und Stromnetze, um eine möglichst hohe Auflösung zu erreichen.

Abbildung 1-1: Modellverbund im Projekt



In einem ersten Schritt werden im Projekt drei Szenarien berechnet, die sich hinsichtlich der Bedeutung der in den Nachfragesektoren eingesetzten Energieträger für die Dekarbonisierung unterscheiden. Das Szenario TN-Strom setzt auf eine starke Elektrifizierung des Energiesystems, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Das Szenario TN-H₂-G setzt auf eine starke Nutzung von grünem Wasserstoff im Energiesystem. Das Szenario TN-PtG/PtL setzt auf eine starke Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen im Energiesystem.

Dieses Berichtsmodul stellt die Methodik und die Ergebnisse für den Bereich Gebäude für diese erste Szenarioanalyse treibhausgasneutraler Szenarien dar.

2 Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude)

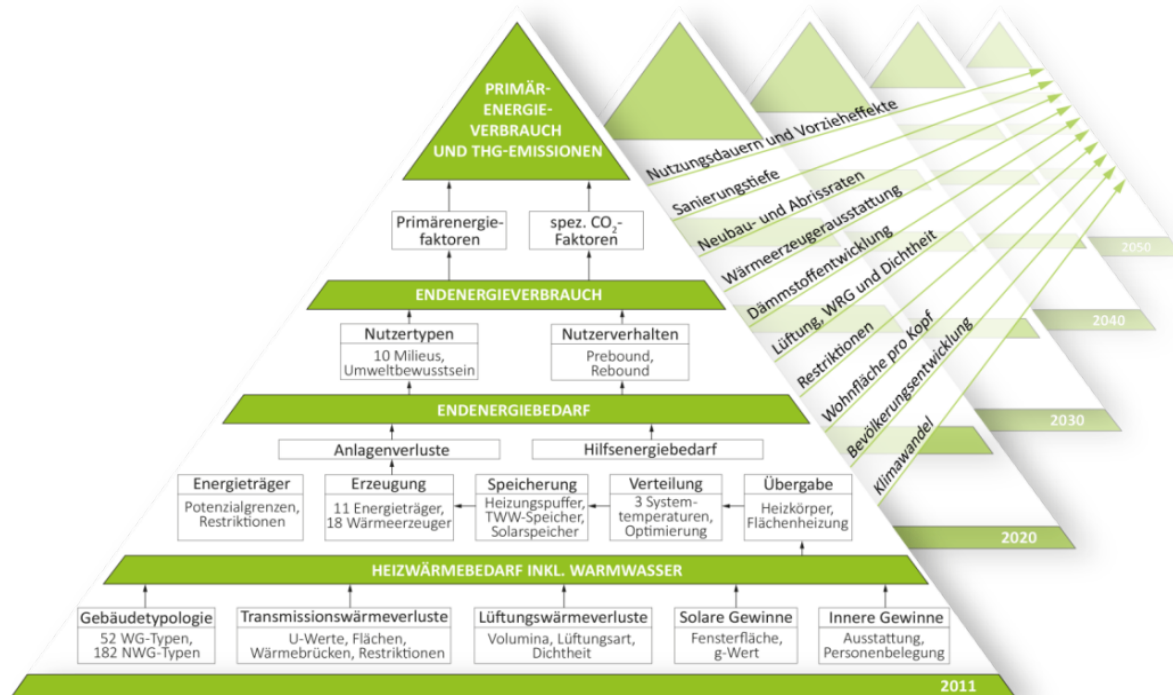
2.1 Methodik

Die Entwicklungen von Nutz-, End- und Primärenergiebedarf sowie von Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden mit dem Bottom-up-Modell GEMOD berechnet. Die Berechnung ist eng an die Verfahren in DIN V 4108-6 und DIN V 4701-10 angelehnt. Der Gebäudebestand wird über eine Gebäudetypologie mit 52 Wohngebäudetypen (angelehnt an die Typologie nach IWU 2015) und 182 Nichtwohngebäudetypen abgebildet. Der Bilanzraum entspricht der Bilanzierung des Klimaschutzplans. Der Gebäudebestand umfasst private Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Industriegebäude sind nicht in der Gebäudebilanz enthalten, sondern werden im Industriesektor bilanziert.

Auf Basis der Gebäudebualter und typischer Verteilung der Nutzungsdauern werden die Sanierungszeitpunkte von Bauteilen und technischer Gebäudeausrüstung berechnet. Nutzungszyklen können verkürzt werden, jedoch sollen Maßnahmen außerhalb der gegebenen Sanierungszyklen vermieden werden. Nach einer Sanierung sind die Bauteile für einen gewissen Zeitraum von weiteren Maßnahmen ausgenommen. Die Sanierungen werden nach verschiedenen Ambitionsgraden unterschieden in konventionelle, ambitionierte und „Pinselsanierungen“. Konventionelle Sanierungen halten die jeweils geltenden Mindestanforderungen ein (EnEV, GEG), ambitionierte Sanierungen erfüllen die (höheren) Anforderungen bestimmter Förderprogramme (CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, BEG). Pinselsanierungen führen nicht zu energetischen Verbesserungen.

GEMOD unterscheidet 15 verschiedene Wärmeerzeuger sowie dezentrale Öfen und thermische Solaranlagen. Wirkungsgrade und Anlagenverluste werden in Abhängigkeit vom Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes berechnet. Welche Wärmeerzeuger installiert werden, entscheidet das Modell endogen. Dabei wird neben den Gestehungskosten auch die Trägheit des Marktes berücksichtigt. Die Potenziale der einzelnen Heizungstechnologien können exogen vorgegeben werden. Damit können auch gewünschte Entwicklungen erzeugt werden, indem zum Beispiel die Potenziale einzelner Technologien künstlich eingeschränkt werden. Die Frage, welche politischen Instrumente – zum Beispiel Fördermittel, Abgaben oder Ordnungsrecht – einzusetzen sind, damit ein bestimmtes Szenario erreicht wird, kann mit dieser rein technischen Herangehensweise jedoch nicht beantwortet werden. Dies ist jedoch auch nicht die Zielsetzung der Langfristszenarien.

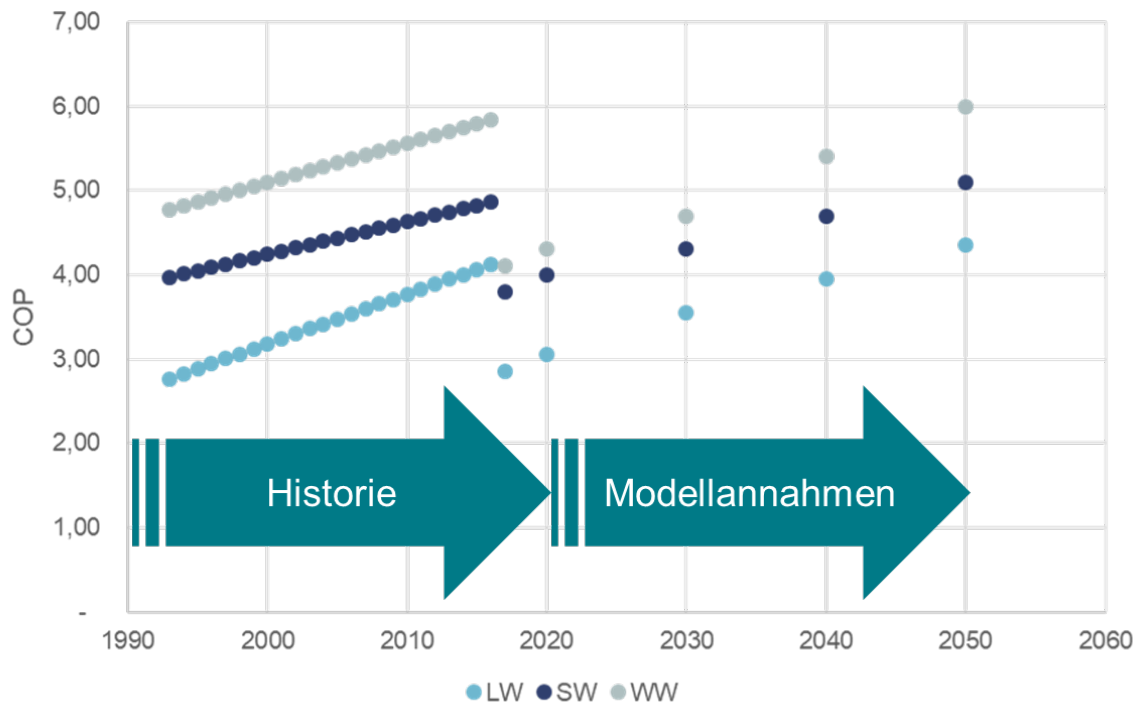
Abbildung 2-1: Übersicht über das Gebäudemodell GEMOD



Die Effizienz von Wärmepumpen hängt einerseits von ihrer Leistungszahl (Coefficient of Performance COP) ab. Sie besagt, wie viele Kilowattstunden Wärme eine Wärmepumpe unter definierten Laborbedingungen aus einer Kilowattstunde Strom bereitstellen kann. Zusätzlich hängt die Wärmepumpen-Effizienz auch stark von dem Gebäude ab, in das sie eingebaut wird. Verfügt es über eine Fußboden- bzw. Flächenheizung, funktioniert die Wärmepumpe effizienter als mit Heizkörpern. Das Gebäudemodell GEMOD berechnet die Effizienz der Wärmepumpen (ausgedrückt in der Jahresarbeitszahl JAZ) in Abhängigkeit von der Leistungszahl und dem Wärmeverteilsystem. Darüber hinaus berücksichtigt GEMOD, dass ungedämmte Gebäude für den Einsatz einer Wärmepumpe eher ungeeignet sind. In Gebäuden, deren Heizwärmebedarf über 120 kWh/m²a liegt, setzt es keine Wärmepumpen ein.

Die Leistungszahlen (COP) der Wärmepumpen werden modellexogen vorgegeben. Dabei wurde eine technische Weiterentwicklung bis zum Jahr 2050 unterstellt. Abbildung 2-2 zeigt die Entwicklung der COP für die Wärmequellen Luft (LW), Sole (SW) und Wasser (WW). Zusätzlich ist die bisherige Entwicklung der COP-Werte bis 2017 dargestellt. Die historischen COP-Werte werden in GEMOD nicht fortgeschrieben, sondern mit einem Sicherheitsabschlag versehen. Der Trend zu einer stetigen Verbesserung der COP-Werte wird jedoch auch im Modell aufgenommen.

Abbildung 2-2: Entwicklung der Leistungszahlen von Wärmepumpen im Gebäudemodell GEMOD im Vergleich zur historischen Entwicklung (eigene Darstellung auf Basis GZB (2017))



Das Gebäudemodell GEMOD berechnet mit den exogenen und endogenen Parametern den Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden, unterteilt nach den eingesetzten Energieträgern. Die Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Verbrauch und dem berechneten Wärmebedarf werden mit Hilfe empirischer Verbrauchsfaktoren (IWU 2015) angepasst. Aus dem Endenergieverbrauch werden in weiteren Schritten Primärenergieverbrauch und THG-Emissionen berechnet. GEMOD berechnet die Kosten für Investitionen in baulichen Wärmeschutz, in Anlagentechnik sowie die Energiekosten.

2.2 Sektorspezifische Rahmendaten

Die Entwicklung der Gesamtwohnfläche in Deutschland hängt direkt von der demografischen Entwicklung und der Pro-Kopf-Wohnfläche ab. Beide Faktoren sind abgestimmt mit dem Nationalen Energie und Klimaplan (NECP). Gegenüber dem NECP wächst die Pro-Kopf-Wohnfläche jedoch etwas langsamer, da ein dämpfender Effekt durch suffizientes Verhalten unterstellt wurde (NECP 4,32 Mrd. m²; Langfrist-szenarien 4,22 Mrd. m²). Treiber für Suffizienz in diesem Zusammenhang können ein einsetzender Wertewandel, punktuelle Wohnraumknappheit und steigende Wohnkosten sein (siehe Kapitel Suffizienz im Bericht Rahmendaten).

Tabelle 2-1: Wohn- und Nutzflächenentwicklung für private Haushalte und GHD

Entwicklung der...	Einheit	2011	2020	2030	2040	2050
Pro-Kopf-Wohnfläche	m ²	44,4	45,7	47,8	51,1	52,6
Bewohnte Wohnfläche abzüglich Leerstand	in 1.000 m ²	3.556.320	3.810.000	3.979.800	4.193.310	4.215.900
Nutzfläche Nichtwohngebäude	in 1.000 m ²	2.580.951	2.989.697	3.305.488	3.710.904	3.477.558

Die Neubaurate von Wohngebäuden fällt bis 2040 um rund 30 Prozent ab. Bei Nichtwohngebäuden fällt die Neubaurate etwas steiler, da sie auf einem höheren Niveau gestartet ist. Der Anteil von Mehrfamilienhäusern am Neubau steigt leicht an. Die Abgangsrate umfasst Leerstand und Abriss. Sie steigt für Wohngebäude um 56 Prozent und für Nichtwohngebäude um 117 Prozent an.

Tabelle 2-2: Neubau- und Abgangsrate für private Haushalte und GHD

		2011-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Private Haushalte	Neubaurate in %/a	1,40	1,20	1,30	1,00
	Abgangsrate in %/a	0,61	0,75	0,76	0,95
GHD	Neubaurate in %/a	2,00	1,70	1,70	1,00
	Abgangsrate in %/a	0,41	0,81	0,63	0,89

2.3 Szenario TN-Strom

Das Szenario TN-Strom wird im Gebäudebereich charakterisiert durch einen hohen Anteil von elektrischen Wärmeerzeugern und durch eine deutliche Steigerung der Gebäudeeffizienz. Damit wird ein typisches Narrativ für stromlastige Gebäudeszenarien aufgegriffen, das bereits in vielen vorherigen Studien dargestellt wurde¹. Elektrische Wärmepumpen erzeugen in diesen Szenarien den überwiegenden Anteil der Gebäudewärme. Sie können aus einer Einheit Strom drei bis vier Einheiten Wärme erzeugen. Wie hoch diese Ausbeute (Wirkungsgrad, JAZ) konkret ist, hängt stark von der Effizienz der Gebäude ab. Vereinfachend kann man sagen: je geringer der Wärmebedarf der Gebäude, desto höher der Wirkungsgrad der Wärmepumpen. In diesem Szenario wird ein hoher Marktanteil von Wärmepumpen mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad angestrebt. Dabei wird beachtet, dass Wärmepumpen nicht in Gebäuden mit hohem Wärmebedarf eingesetzt werden, sondern nur wenn die Gebäude eine gewisse Mindesteffizienz erreichen, zum Beispiel durch eine nachträgliche Dämmung. Zusätzlich wird die Wärmeverteilung in den Gebäuden zum Teil optimiert, zum Teil gegen Fußbodenheizungen ausgetauscht. Durch die niedrigeren Heizungsvorlauftemperaturen steigt die Effizienz der Wärmepumpen. Synthetische Brennstoffe (PtG, PtL, Wasserstoff) werden in diesem Szenario nicht dezentral in Gebäuden genutzt.

¹ ISI, consentec, ifeu (2020), dena (2018), ifeu, IEE, Consentec (2018)

2.3.1 Technologische und energiepolitische Annahmen

Die Anforderungen an die Dämmung der Gebäudehülle (Dach, Fassade, Fenster und unterer Gebäudeabschluss) werden in dem Szenario ab 2021 deutlich angehoben. Sie gelten, wenn ein Gebäude errichtet wird oder sobald eine Sanierung ohnehin durchgeführt wird. Eine Pflicht zu nachträglichen Dämm-Maßnahmen außerhalb der gegebenen Sanierungszyklen entsteht nicht. Die Verschärfung der Anforderungen an die Bauteile findet deshalb in nur einem Schritt statt und nicht in mehreren, weil die Bauteile nach ihrer Errichtung oder Sanierung in dem betrachteten 30-Jahres-Zeitraum nicht mehr nachgebessert werden. Ihre üblichen Nutzungsdauern liegen zwischen 35 und 80 Jahren. Wenn zielkonforme Anforderungen zu spät eingeführt werden, muss außerhalb der Sanierungszyklen nachgebessert werden, um das Ziel zu erreichen, was zusätzliche Kosten verursacht.

Die Anforderungen an die Bauteile von Neubauten werden den Anforderungen an sanierte Gebäude gleichgesetzt. Dabei werden die Anforderungen nicht pauschal angehoben, sondern für jedes Bauteil spezifisch im Rahmen seiner jeweiligen technischen Möglichkeiten angepasst. Die Anforderungen werden durch den maximal zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) beschrieben. Er ist ein Maß für die Dämmqualität der Bauteile. Je kleiner der U-Wert ist, desto besser sind sie gedämmt. Die aktuellen U-Wert-Anforderungen an Neubauten und sanierte Gebäude sind im Gebäudeenergiegesetz (GEG) festgelegt. Sie werden angehoben auf das Niveau der heute ambitioniertesten Förderklasse Effizienzhaus 40. Im Mittel aller Bauteile entspricht das einer Verschärfung um 27 Prozent.

Die Anforderungen an geförderte Sanierungen, die über das gesetzliche Mindestmaß hinausgehen, steigen ebenfalls. Aktuell sind sie in der Einzelmaßnahmenförderung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) geregelt. In diesem Szenario werden sie so verschärft, dass sie die heutigen gesetzlichen Mindestanforderungen nochmals um 12 Prozent unterschreiten. Abbildung 2-3 zeigt die maximal zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten, die diesem Szenario zu Grunde liegen, im zeitlichen Verlauf.

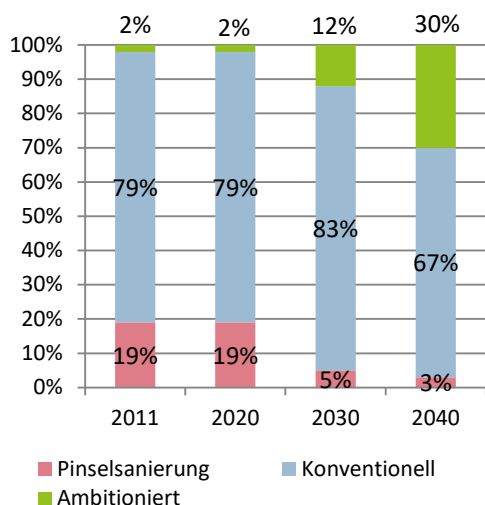
Abbildung 2-3: Anforderungswerte an die Wärmedurchgangskoeffizienten bei Neubau, konventioneller und ambitionierter Sanierung im Szenario TN-Strom



Neben der Verschärfung der technischen Anforderungen wird in diesem Szenario auch eine deutliche Zunahme der tiefen, ambitionierten (geförderten) Sanierungen auf bis zu 30 Prozent aller Sanierungen unterstellt (Abbildung 2-4). Gleichzeitig gehen die „Pinselsanierungen“, die keine energetische Verbesserungen bringen, deutlich zurück. Der überwiegende Anteil der Sanierungen richtet sich nach wie vor nach den gesetzlichen Mindestvorgaben.

Lüftungswärmeverluste stellen neben den Transmissionswärmeverlusten (Wärmeleitung durch die Gebäudehülle) den zweiten wichtigen Einfluss auf die Gebäudeeffizienz dar. In diesem Szenario wird unterstellt, dass bis zum Jahr 2050 37 Prozent der Gebäude mit einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG) ausgestattet sind.

Abbildung 2-4: Anteile der Sanierungstiefen im Szenario TN-Strom



2.3.2 Ergebnisse

Der gesamte Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD geht in diesem Szenario bis 2050 um 47 Prozent gegenüber 2008 zurück. Die fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas werden in 2050 nicht mehr in Gebäuden eingesetzt. Nah- und Fernwärme sowie elektrischer Strom für Wärmepumpen, Direktheizungen, Wasser-Durchlauferhitzer und Hilfsenergie (Pumpen, Regelungen) werden hier zwar als Energieträger für den Gebäudebereich gezeigt, ihre THG-Emissionen werden gemäß Quellenbilanz aber im Umwandlungssektor bilanziert. Nur Biomasseheizungen (Scheitholz, Hackschnitzel, Holzpellets) verursachen noch direkte Emissionen im Gebäudebereich.

Abbildung 2-5: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD sowie Nutzwärmeverbrauch für Heizung und Trinkwarmwasser im Szenario TN-Strom

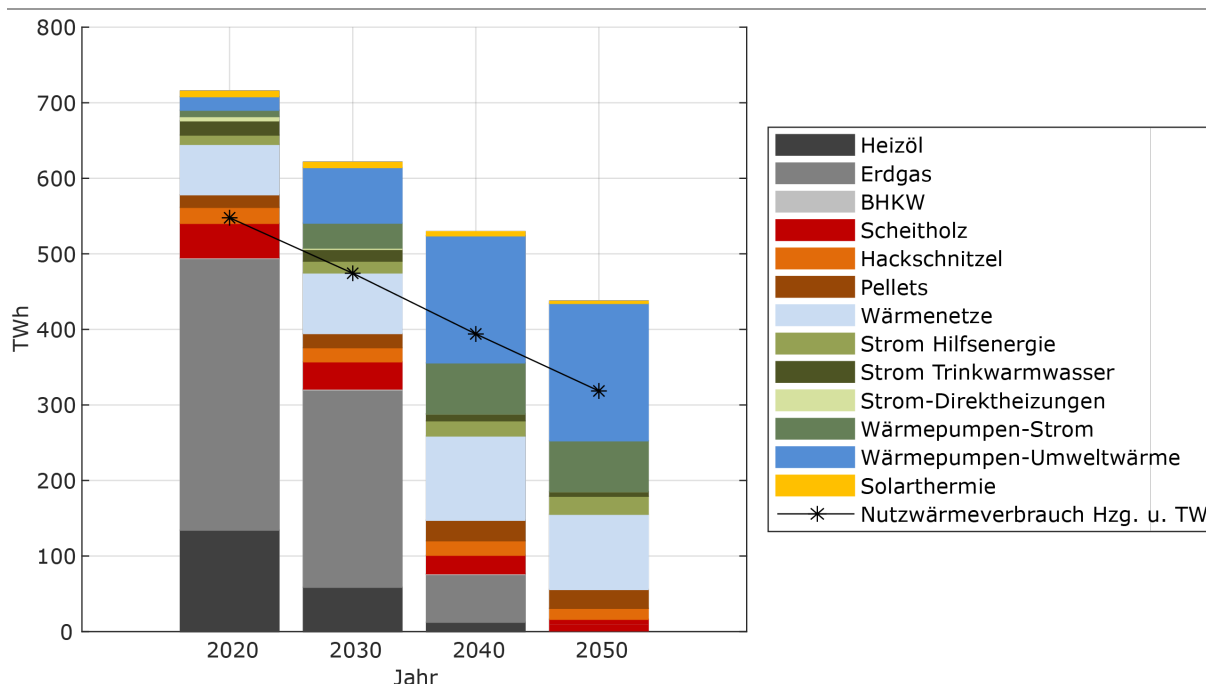


Tabelle 2-3: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD im Szenario TN-Strom in TWh

	2020	2030	2040	2050
Heizöl	144	59	12	0
Erdgas	372	261	63	0
BHKW	1	1	1	0
Scheitholz	47	36	24	15
Hackschnitzel	22	19	19	15
Pellets	18	19	27	25
Wärmenetze	61	80	112	109
Strom Hilfsenergie	12	13	15	16
Strom Trinkwarmwasser	18	16	9	6
Strom-Direktheizung	4	2	0	0
Wärmepumpen-Strom	13	33	68	67
Wärmepumpen-Umweltwärme	21	74	168	182
Solarthermie	9	7	5	3

In diesem Szenario werden ab 2030 keine Heizkessel für Öl oder Gas mehr installiert. Da keine synthetischen Brennstoffe zur Verfügung stehen, müssen diese Technologien auslaufen, damit in 2050 THG-Neutralität erreicht werden kann. Trotz des Verkaufsstopps sind in 2050 noch 400.000 Gas-Heizkessel im Bestand, deren Nutzungsdauer statistisch länger als 20 Jahre wäre. Diese müssen vorzeitig stillgelegt werden.

Der Bestand von Wärmepumpen wächst in diesem Szenario von rund 1 Mio. Einheiten in 2020 auf 5,8 Mio. im Jahr 2030. Das setzt eine kurzfristige Verdreifachung der Produktions- und Installationskapazität – von 120.000 Wärmepumpen in 2020 auf rund 400.000 pro Jahr voraus. Fast jeder zweite installierte Wärmeerzeuger muss also kurzfristig eine Wärmepumpe sein. Da nicht alle Gebäude für den Einbau einer Wärmepumpe geeignet sind, müssen geeignete Politikinstrumente sicherstellen, dass in den geeigneten Gebäuden kein anderer Wärmeerzeuger installiert wird. Dieser steile Aufwuchspfad der Wärmepumpen ist als Maximalverlauf einzustufen und stellt eine der zentralen Herausforderungen dieses Szenarios dar. Er ist kein endogenes Modellergebnis, sondern exogen vorgegeben. Der gesamte Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser steigt in dem Szenario von 48 auf 89 TWh in 2050. Der Anstieg von Wärmepumpen-Strom wird durch den Rückgang von direkten Stromheizungen und Wassererhitzern um 16 TWh gedämpft.

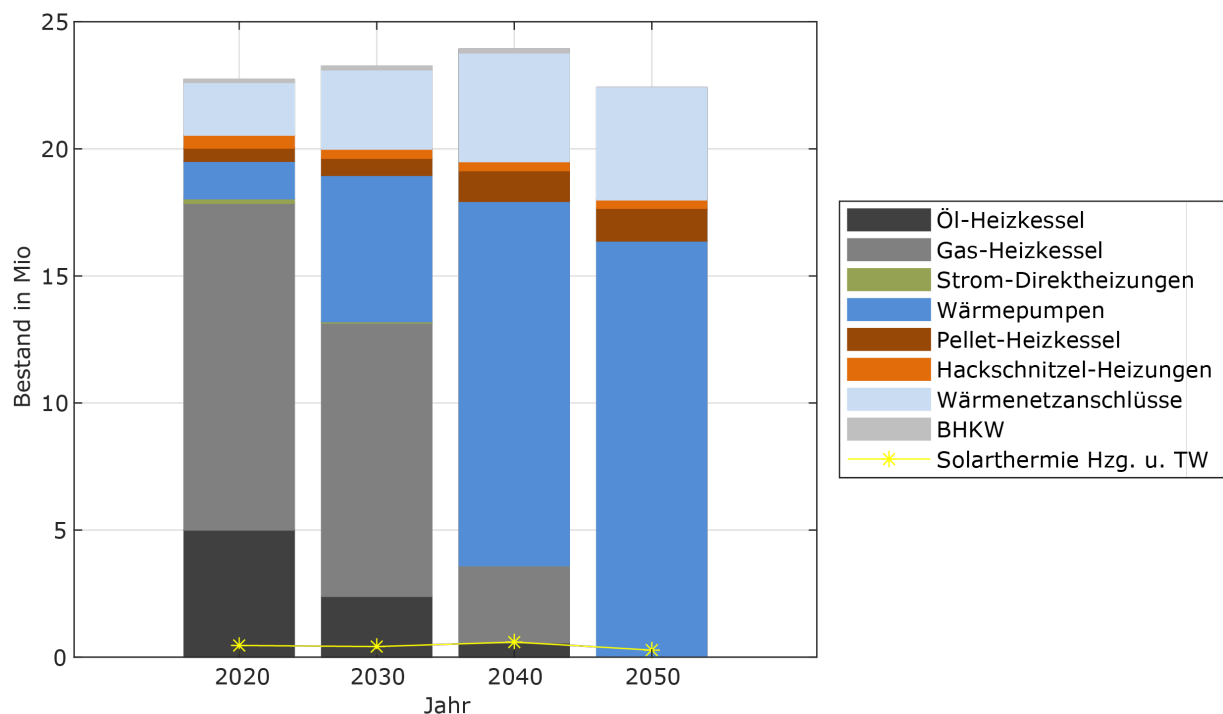
In 2050 werden 71 Prozent der Wärmepumpen mit Außenluft als Wärmequelle betrieben. Sole-Wärmepumpen mit Sondenbohrungen machen weitere 26 Prozent aus. Restriktionen für Wärmepumpen bestehen insbesondere in Gebieten mit dichter Bebauung. Diese Gebiete sind jedoch ohnehin sehr gut für eine Versorgung mit Nah- oder Fernwärme geeignet. Wärmepumpen und Wärmenetze ergänzen sich in diesem Szenario in Hinblick auf die regionale Verteilung.

Die Anzahl der über ein Wärmenetz versorgten Gebäude steigt um das 2,4-fache auf 4,4 Mio. Gebäude. Die Wärmemenge, die mit Wärmenetzen bereitgestellt wird, steigt gleichzeitig aber nur um den Faktor 1,6. Das bedeutet, dass die Wärmedichte in den versorgten Gebieten beständig abnimmt, da der Wärmebedarf der Gebäude durch Sanierungen vermindert wird. Aus Sicht der Wärmenetzbetreiber führt dieser Umstand zu höheren Wärmepreisen.

Auch die Anzahl der Holzpellet-Heizkessel wächst um einen Faktor 2,6. Die Zahl der Holzöfen, Kaminöfen und Holzhackschnitzel-Heizungen bleibt nahezu konstant. Durch die effizienter werdenden Gebäude sinkt der Verbrauch von Biomasse in Gebäuden jedoch um 43 Prozent. Der Zuwachs der Holzheizungen geht auf die effizienteren Pellet- und Hackschnitzel-Heizungen zurück. Scheitholz wird in Öfen und Kaminöfen verbrannt, die zusätzlich zu einem Hauptwärmeerzeuger betrieben werden. Ihre Anzahl bleibt annähernd konstant. Holzheizungen werden vorrangig in älteren Gebäuden eingesetzt, die Dämmrestriktionen aufweisen, und in Betrieben im ländlichen Raum, wo sie bereits traditionell vorhanden sind.

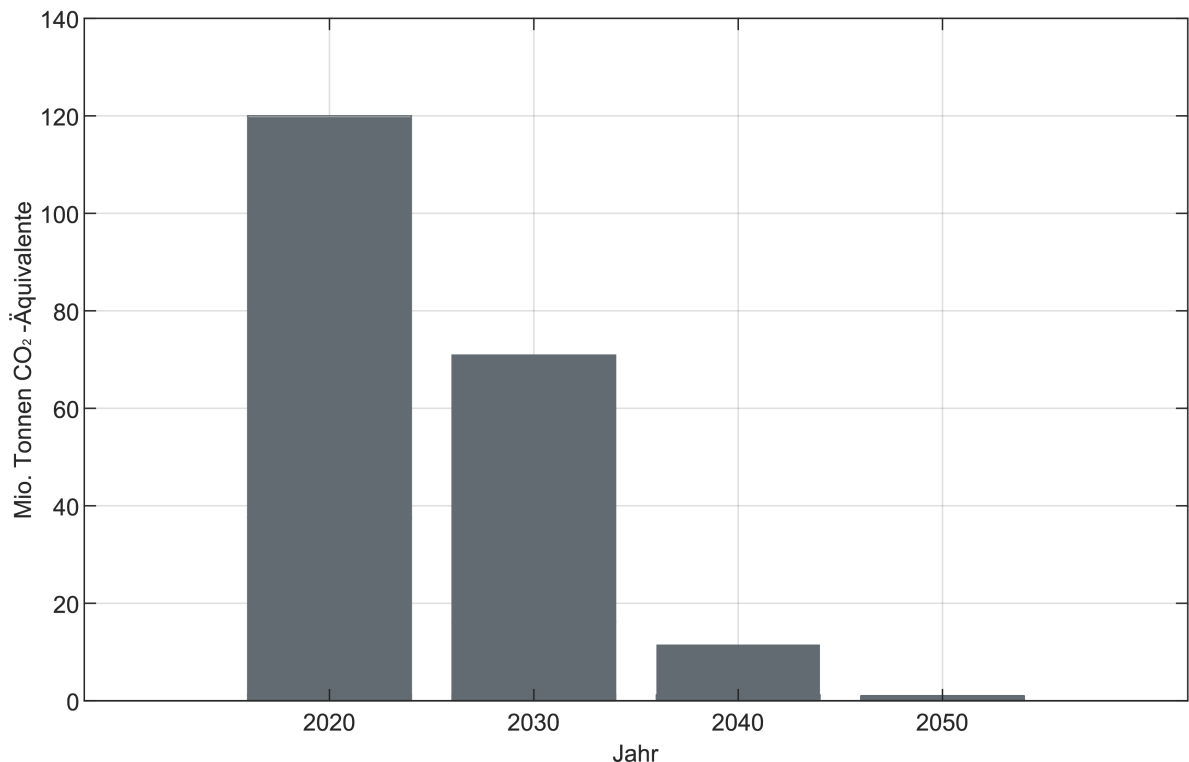
Thermische Solaranlagen leisten in diesem Szenario nur einen geringen Beitrag. Die bereitgestellte Wärmemenge steigt mittelfristig an, fällt bis 2050 jedoch unter das heutige Niveau. Das liegt auch daran, dass Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen als Hauptwärmeerzeuger weniger wirtschaftlich ist, da die operativen Wärmebereitstellungskosten bei Wärmepumpen niedrig sind. Dadurch können Solarthermieanlagen sich schlechter amortisieren. Für die Kombination mit Wärmepumpen sind Photovoltaik-Anlagen attraktiver. Dies ist jedoch stark von den politischen Rahmensetzungen abhängig.

Abbildung 2-6: Bestand an Wärmeerzeugern im Szenario TN-Strom



Die direkten THG-Emissionen im Gebäudebereich betragen im Jahr 2030 73 Mt. Das Sektorziel 2030 des Klimaschutzgesetzes von 67 Mt im Gebäudebereich wird damit in diesem Szenario verfehlt. Im Jahr 2050 sind dem Gebäudesektor noch 0,9 Mt Treibhausgase zuzurechnen. Sie entstehen bei der Verbrennung von Holz.

Abbildung 2-7: Direkte Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser im Szenario TN-Strom



2.4 Szenario TN-PtG/PtL

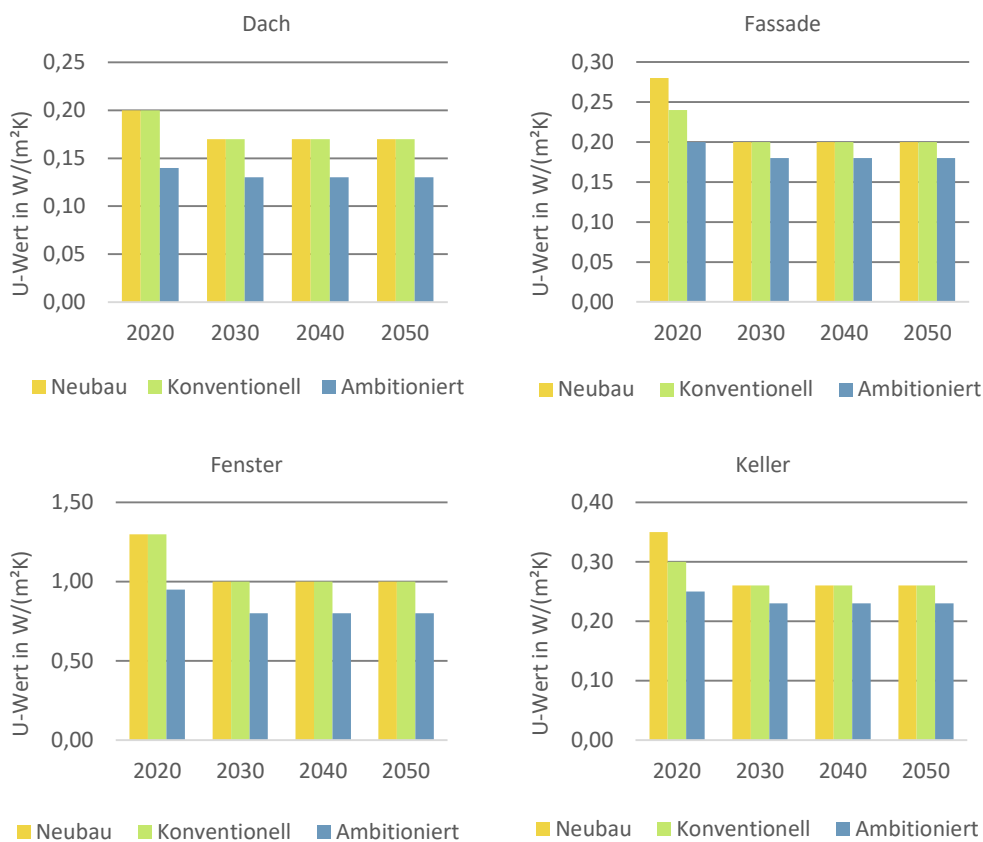
Das Szenario TN-PtG/PtL ist im Gebäudebereich charakterisiert durch eine direkte Verbrennung von synthetischem Methan (PtG) in Heizkesseln sowie durch eine nur leichte Verbesserung der Gebäudeeffizienz durch Dämm-Maßnahmen. Es ist damit der archetypische Gegenentwurf zum TN-Strom-Szenario (siehe Kapitel 2.3). Eine technologische Entwicklung findet in diesem Szenario eher im Bereich der Brennstoff-Bereitstellung statt. Innerhalb des Gebäudesektors werden dagegen die Trends fortgeschrieben, die sich bereits abzeichnen: Gas-Heizkessel versorgen einen Großteil der Gebäude, die Anforderungen an die Dämmung der Gebäudehülle werden dem technologischen Fortschritt der letzten 11 Jahre nachgezogen.

2.4.1 Technologische und energiepolitische Annahmen

Die Anforderungen an die Dämmung der Gebäudehülle werden in dem Szenario ab 2021 angehoben. Sie sind bei der Errichtung von Gebäuden einzuhalten und wenn eine Sanierung ohnehin durchgeführt wird. Eine Pflicht zu nachträglichen Dämm-Maßnahmen außerhalb der gegebenen Sanierungszyklen besteht nicht.

Die Bauteile von Neubauten und sanierten Gebäude müssen die gleichen Anforderungen einhalten. Dabei werden die Anforderungen nicht pauschal angehoben, sondern für jedes Bauteil spezifisch im Rahmen seiner jeweiligen technischen Möglichkeiten verschärft. Die maximal zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) sind in Abbildung 2-8 dargestellt. Zum Vergleich: Das vorgehene Anforderungs-Niveau für Neubau und Bestand ist geringer als in der aktuellen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Im Mittel aller Bauteile entspricht dies einer Verschärfung um 15 Prozent gegenüber heutigen Neubau- und Bestandsanforderungen. Die Anforderungen an geförderte Sanierungen, die über das gesetzliche Mindestmaß hinausgehen, steigen im Mittel um 10 Prozent.

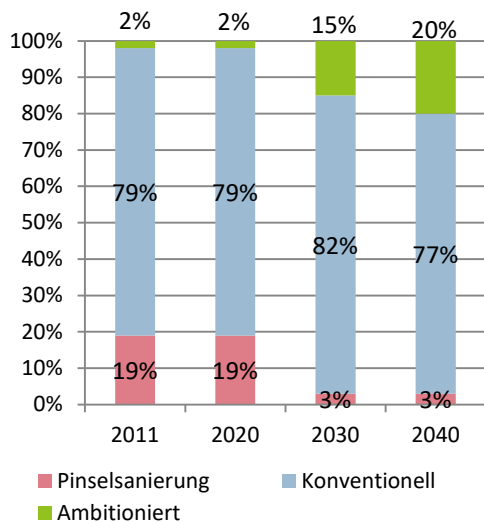
Abbildung 2-8: Anforderungswerte an die Wärmedurchgangskoeffizienten bei Neubau, konventioneller und ambitionierter Sanierung im Szenario TN-PtG/PtL



Anteile Sanierungstiefen

Die so genannten Pinselsanierungen, die keine energetischen Verbesserungen einbringen, gehen auch in diesem Szenario rasch zurück. Das ist wichtig, da sie die Effizienzverbesserung des Gesamtbestands behindern. Ob dieser Rückgang durch einen verstärkten Vollzug oder durch Anreizsysteme erreicht wird, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Mehr als 75 Prozent der durchgeführten Sanierungen halten die gesetzlichen Vorgaben ein. Der Anteil der geförderten Sanierungen, die über das gesetzliche Mindestmaß hinausgehen, steigt weiter an (Abbildung 2-9), beträgt jedoch nur zwei Drittel des Anteils im TN-Strom-Szenario. Bis zum Jahr 2050 sind in diesem Szenario 21 Prozent der Gebäude mit einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG) ausgestattet.

Abbildung 2-9: Anteile der Sanierungstiefen im Szenario TN-PtG/PtL



2.4.2 Ergebnisse

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser geht im Szenario TN-PtG/PtL um 33 Prozent gegenüber 2008 zurück. Fossiles Heizöl wird im Jahr 2050 nicht mehr eingesetzt. Heizkessel für flüssige synthetische Energieträger (PtL) sind ebenfalls nicht im Bestand. Methan bleibt der Energieträger mit dem höchsten Einzelanteil am Energieverbrauch – zunächst als Erdgas, später als synthetisches Methan (PtG). Der Anteil und Zeitverlauf der Beimischung von PtG zum Erdgas ist aus Perspektive der Gebäude ohne Belang. PtG und Erdgas sind chemisch identisch. Anpassungen in den Gebäuden oder an den Anlagen sind für den Wechsel zu PtG nicht erforderlich. Der Gasverbrauch in diesem Szenario ist kein endogenes Modellergebnis, sondern wurde exogen vorgegeben. Bei der aus heutiger Sicht zu erwartenden Preisentwicklung bei Erdgas und PtG würde deren Anteil stärker zurückgehen. Auch wenn PtG im Jahr 2050 nur 43 Prozent der handelbaren Energiemenge ausmacht (Umweltwärme und Solarthermie nicht inbegriffen), ist dies trotzdem als ein ambitioniertes PtG-Szenario zu werten. Zur Erzeugung der hier eingesetzten 176 TWh PtG müssen rund 300 TWh erneuerbarer Strom eingesetzt werden. Das ist mehr als die gesamten handelbaren Energieträger im Gebäudebereich im TN-Strom-Szenario.

Abbildung 2-10: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD im Szenario TN-PtG/PtL

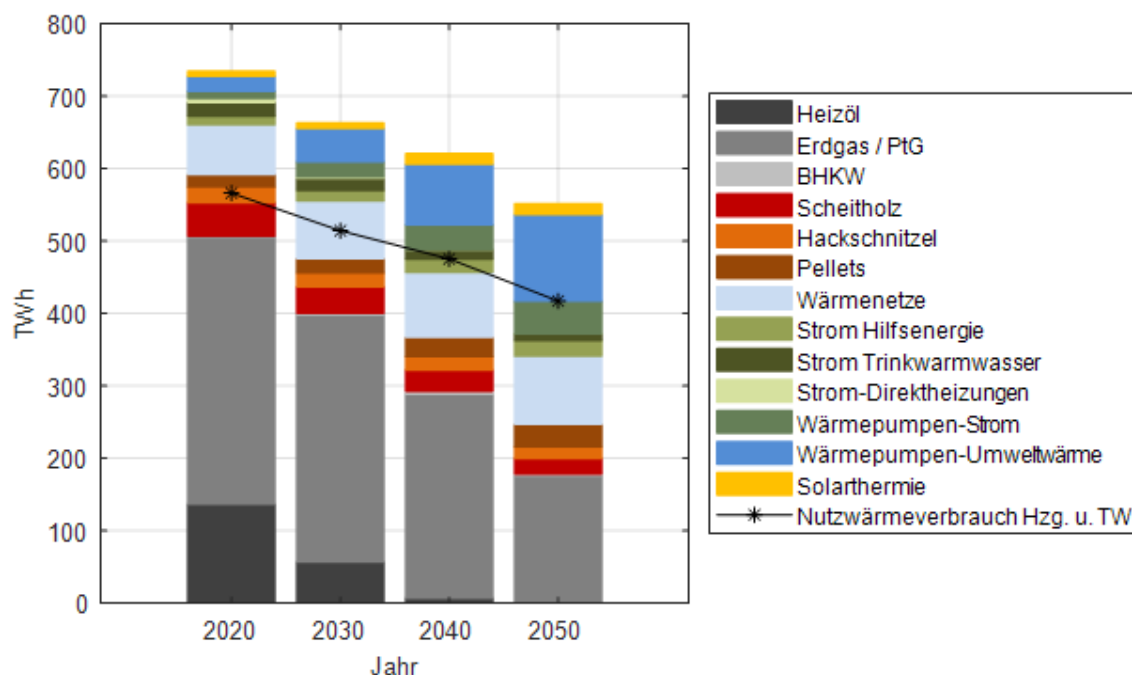


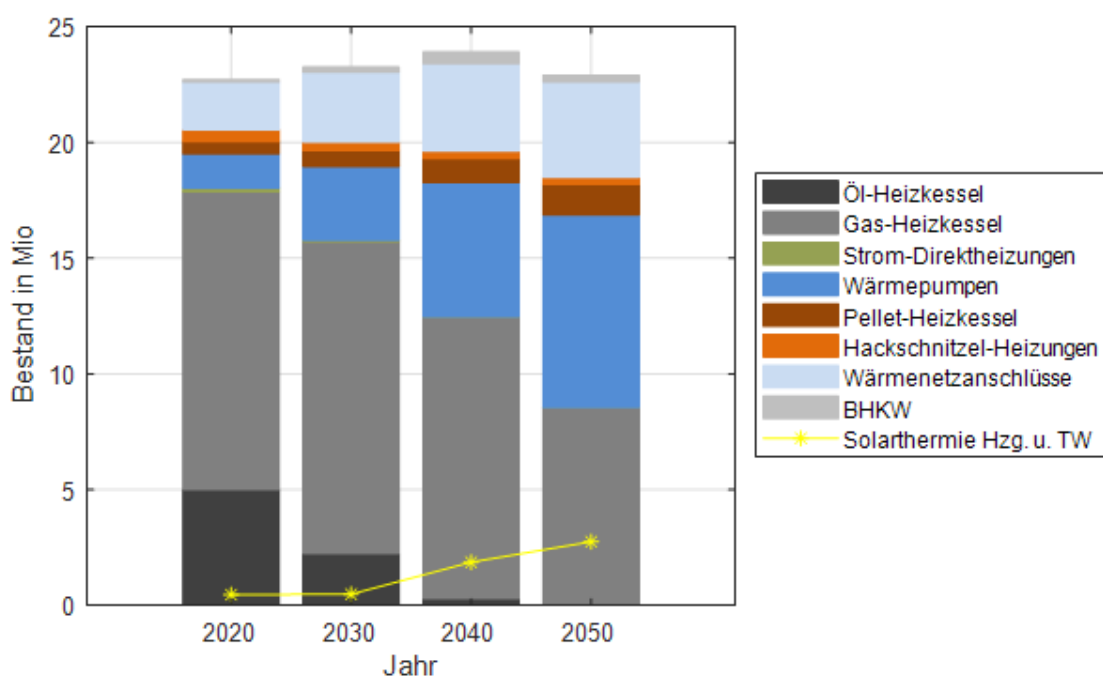
Tabelle 2-4: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD im Szenario TN-PtG/PtL in TWh

	2020	2030	2040	2050
Heizöl	144	57	7	0
Erdgas / PtG	372	342	282	176
BHKW	1	2	4	2
Scheitholz	47	36	29	21
Hackschnitzel	22	19	18	16
Pellets	18	20	27	31
Wärmenetze	61	80	90	94
Strom Hilfsenergie	12	13	16	18
Strom Trinkwarmwasser	18	17	13	9
Strom-Direktheizung	4	2	0	0
Wärmepumpen-Strom	13	21	35	45
Wärmepumpen-Umweltwärme	21	46	83	120
Solarthermie	9	8	15	15

Im Jahr 2050 sind 37 Prozent der Wärmeerzeuger Gas-Heizkessel. Der Bestand von Wärmepumpen wächst auch in diesem Szenario, jedoch weit weniger stark als im Szenario TN-Strom. Sie bleiben mit 36 Prozent knapp hinter den Gas-Heizkesseln. Die Gründe für den Anstieg der Wärmepumpen in diesem Szenario liegen einerseits in der zunehmenden Gebäudedämmung und damit Eignung der Gebäude für

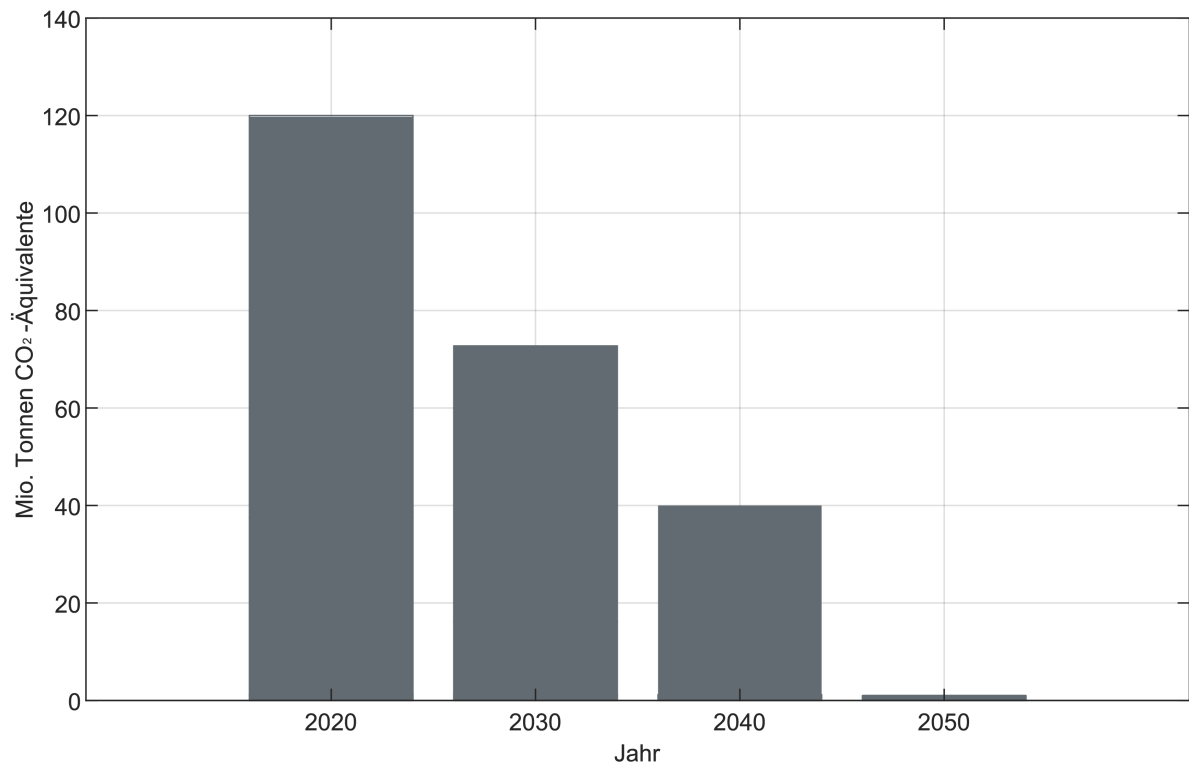
den Betrieb von Wärmepumpen, andererseits in den konkurrenzfähigen Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen. Weiterhin stoßen Holz-Heizkessel und Wärmenetze an ihre Potenzialgrenzen und können den Wegfall der Ölkessel allein nicht auffangen. Die Anzahl der Wärmenetzanschlüsse steigt um den Faktor 2,2 und damit etwas geringer als im Szenario TN-Strom, in dem Wärmenetze fast die einzige Alternative zu Wärmepumpen sind. Holzpelletkessel nehmen gegenüber 2018 um den Faktor 2,7 zu. Sie verbrennen das Holz effizienter als Öfen, Kaminöfen oder Hackschnitzel-Heizungen, deren Anzahl jeweils annähernd konstant bleibt. Solarthermie-Anlagen zur Heizungsunterstützung oder Brauchwassererwärmung sind in Verbindung mit Gasheizungen wirtschaftlich attraktiv – insbesondere bei hohen PtG-Preisen. Ihr Beitrag steigt auf 15 TWh im Jahr 2050.

Abbildung 2-11: Bestand an Wärmeerzeugern im Szenario TN-PtG/PtL



Die direkten THG-Emissionen, die dem Gebäudesektor zuzuordnen sind, sinken bis 2030 auf 85 Mt. Zu diesem Zeitpunkt steht noch kein PtG für die Gebäudewärme zur Verfügung. Die Verminderung geht auf die Entwicklung der anderen Heizungstechnologien zurück. Das Sektorziel für 2030 aus dem Klimaschutzgesetz in Höhe von 67 Mt wird damit verfehlt. Bis 2050 gehen die Emissionen auf 1,2 Mt zurück. Dieser Rest entsteht in den Holzheizungen. Die Emissionen für die Einspeisung in die Wärmenetze und den elektrischen Strom der Wärmepumpen werden dem Umwandlungssektor zugerechnet. Für 2050 wird unterstellt, dass in den Gas-Heizkesseln ausschließlich synthetisches Methan (PtG) verbrannt wird und dass dieses vollständig erneuerbar – also mit einem Emissionsfaktor von Null – bereitgestellt wird. Die Geschwindigkeit, mit der Anteil von synthetischem Methan ansteigt, ergibt sich aus dem Zubau von Anlagen für erneuerbaren Strom und dem Aufwuchs von Elektrolyseuren. Sie sind für das gesamte Energiesystem optimiert und im Bericht Modul Stromerzeugung dargestellt.

Abbildung 2-12: Direkte Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser im Szenario TN-PtG/PtL



2.5 Szenario TN-H₂-G

Im Szenario TN-H₂-G erzeugt Wasserstoff (H₂) einen hohen Anteil der Raumwärme und des Warmwassers. Er wird direkt in Heizkesseln verbrannt. Brennstoffzellen-Heizgeräte kommen nicht zum Einsatz. Sie werden in einem Sensitivitäts-Szenario TN-H₂-G mit Brennstoffzellen untersucht. Die Gebäudeeffizienz verbessert sich durch Dämm-Maßnahmen nur leicht. Im Gebäudebereich werden für das Szenario TN-H₂-G die Entwicklungen des TN-PtG/PtL-Szenarios (siehe Kapitel 2.4) unverändert übernommen und anstelle von synthetischem Methan Wasserstoff eingesetzt. Dadurch können die Unterschiede der beiden Versorgungsoptionen unmittelbar miteinander verglichen werden. Wie im Szenario TN-PtG/PtL werden im Gebäudebereich eher bestehende Trends mit einem nur leicht gesteigerten Ambitionsniveau fortgeschrieben. Die Treibhausgasneutralität wird in erster Linie durch den grundlegenden Umbau der Brennstoff-Bereitstellung erreicht.

2.5.1 Technologische und energiepolitische Annahmen

Die Anforderungen an die Dämmung der Gebäudehülle werden in 2021 auf das Zielniveau angehoben. Sie gelten bei der Errichtung von Gebäuden und bei Sanierungen. Eine Pflicht zu nachträglichen Dämm-Maßnahmen außerhalb der gegebenen Sanierungszyklen besteht nicht.

Die Bauteile von Neubauten und sanierten Gebäude müssen die gleichen Anforderungen einhalten. Die maximal zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) sind in Abbildung 2-13 dargestellt. Im Mittel aller Bauteile entspricht dies einer Verschärfung um 15 Prozent. Die Anforderungen an geförderte Sanierungen, die über das gesetzliche Mindestmaß hinausgehen, steigen im Mittel um 10 Prozent.

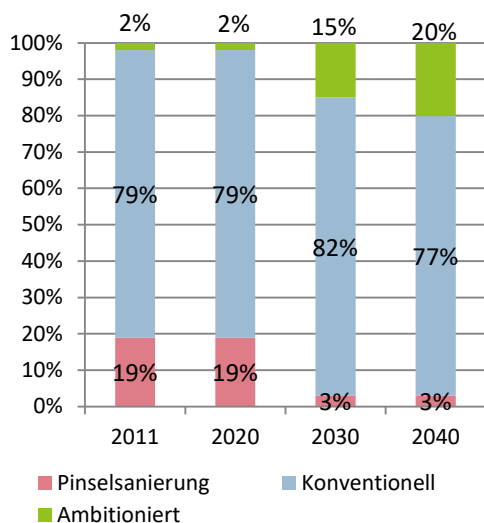
Abbildung 2-13: Anforderungswerte an die Wärmedurchgangskoeffizienten bei Neubau, konventioneller und ambitionierter Sanierung im Szenario TN-H₂-G



Anteile Sanierungstiefen

Mehr als 75 Prozent der durchgeführten Sanierungen halten die gesetzlichen Vorgaben ein. Pinsel-sanierungen, die nicht zu energetischen Verbesserungen führen, gehen rasch zurück. Der Anteil ambitionierter, geförderter Sanierungen steigt bis auf 20 Prozent an (Abbildung 2-14). Bis zum Jahr 2050 sind in diesem Szenario 21 Prozent der Gebäude mit einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG) ausgestattet.

Abbildung 2-14: Anteile der Sanierungstiefen im Szenario TN-H₂-G



2.5.2 Ergebnisse

Wie im Szenario TN-PtG/PtL geht der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im Szenario TN-H₂-G um 33 Prozent gegenüber 2008 zurück. In 2050 wird kein fossiles Heizöl und kein flüssiger synthetischer Energieträger (PtL) eingesetzt. Gase bleiben die Energieträger mit dem höchsten Einzelanteil am Energieverbrauch – zunächst als Erdgas, später als Wasserstoff (H₂). Bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff wird davon ausgegangen, dass eine Wasserstoff-Beimischung bis zu 10 Prozent ohne technische Maßnahmen in den Gebäuden möglich ist. Bei höheren Wasserstoff-Anteilen müssen in den Gebäuden die Heizkessel und ggf. Armaturen und Geräte ausgetauscht werden. Aufgrund des hohen Aufwands für den Austausch in den Gebäuden wird unterstellt, dass in einer Stufe auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt wird und dass es keine zwischenzeitlichen Beimischungen zwischen 10 und 100 Prozent geben wird. Es wird davon ausgegangen, dass die Umstellung schrittweise für bestimmte Versorgungsgebiete vorgenommen wird. Das bedeutet, dass es keine parallele Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff geben wird. Prioritär werden Vorzugsregionen umgestellt, die in die Leitungsstruktur des Wasserstoff-Backbones eingebunden sind. Die weitere Priorisierung der Regionen erfolgt von West nach Ost und von Norden nach Süden (siehe auch Kapitel zu Methoden und Modellen für Gasnetze). Dadurch kann auf die Nutzungszyklen der auszutauschenden Gaskessel in diesen Gebieten keine Rücksicht genommen werden. Bei einer üblichen mittleren Nutzungsdauer der Heizkessel von 20 Jahren sind statistisch nur 5 Prozent der Heizkessel bei der Umstellung ohnehin auszutauschen. Für die übrigen 95 Prozent der Heizkessel werden Kosten für den vorzeitigen Austausch berücksichtigt.

Der zeitliche Ablauf der Wasserstoff-Umstellung ist für das gesamte Energiesystem optimiert. Der Wasserstoff-Anteil am Gasverbrauch in Gebäuden beträgt demnach: 2030 5 Prozent, 2040 25 Prozent, 2050 100 Prozent (Abbildung 2-15).

Abbildung 2-15: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD im Szenario TN-H₂-G

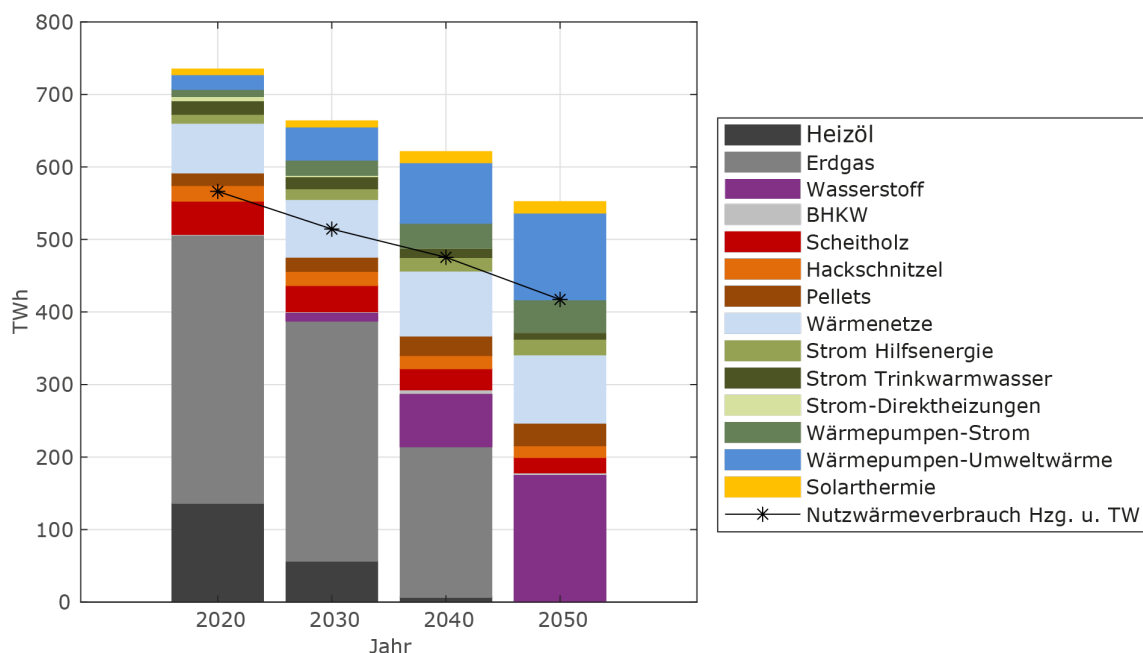


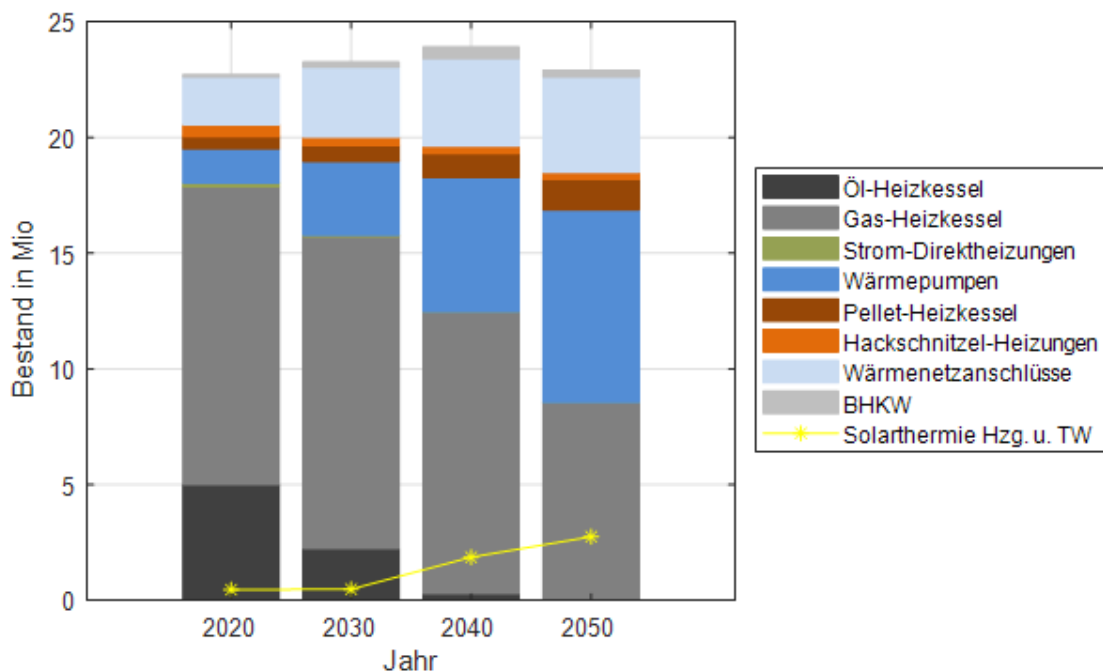
Tabelle 2-5: Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten und GHD im Szenario TN-H₂-G in TWh

	2020	2030	2040	2050
Heizöl	144	57	7	0
Erdgas	372	327	215	0
Wasserstoff	0	17	72	176
BHKW	1	2	4	2
Scheitholz	47	36	29	21
Hackschnitzel	22	19	18	16
Pellets	18	20	27	31
Wärmenetze	61	80	90	94
Strom Hilfsenergie	12	15	19	22
Strom Trinkwarmwasser	18	17	13	9
Strom-Direktheizung	4	2	0	0
Wärmepumpen-Strom	10	21	35	45
Wärmepumpen-Umweltwärme	21	46	83	120
Solarthermie	9	8	15	15

In Abbildung 2-16 sind Heizkessel für Erdgas und Heizkessel für Wasserstoff unter dem Begriff Gas-Heizkessel zusammengefasst. Im Jahr 2050 werden alle Gas-Heizkessel mit Wasserstoff betrieben. Der Bestand von Wärmepumpen wächst auch in diesem Szenario. Im Jahr 2050 sind mehr als ein Drittel aller

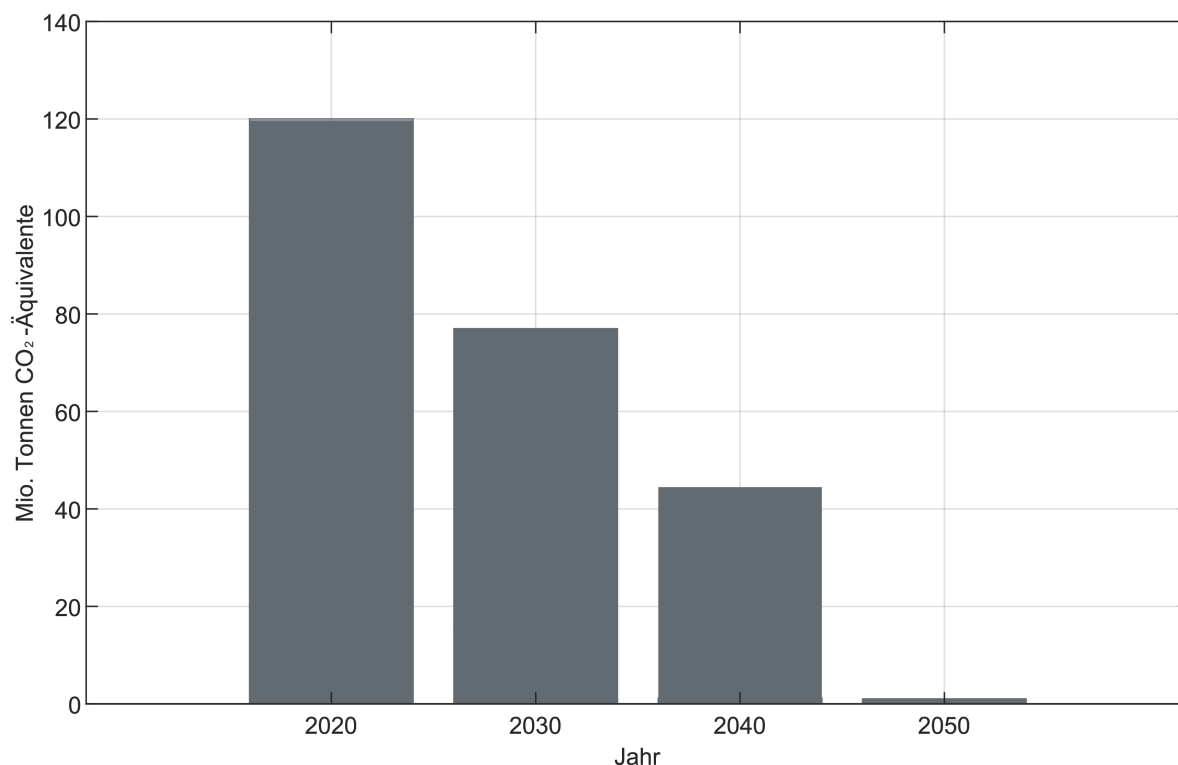
Wärmeerzeuger Wärmepumpen. Die Anteile von Wärmenetzen, Holz-Heizkesseln und -öfen sowie solarthermischen Anlagen wird aus dem Szenario TN-PtG/PtL unverändert übernommen, um die Unterschiede der Brennstoffe PtG und Wasserstoff ohne weitere Überlagerungen abbilden zu können.

Abbildung 2-16: Bestand an Wärmeerzeugern im Szenario TN-H₂-G



Die THG-Emissionen Treibhausgasemissionen des Gebäudebereichs fallen von 120 Millionen Tonnen in 2020 auf 77 Millionen Tonnen in 2030 und weiter auf 1 Millionen Tonnen in 2050. Das Sektorziel für 2030 wird damit deutlicher verfehlt als in den beiden vorigen Szenarien.

Abbildung 2-17: Direkte Emissionen durch Raumwärme und Warmwasser im Szenario TN-H₂-G



2.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Alle drei treibhausgasneutralen Szenarien TN-Strom, TN-PtG/PtL und TN-H₂-G erreichen im Jahr 2050 fast vollständige THG-Neutralität. Die verbleibenden Emissionen in Höhe von rund 1 Mt gehen auf die direkte Verbrennung von Holz zurück. Das Szenario TN-Strom kommt dem Sektorziel 2030 des Klimaschutzgesetzes, das zum Zeitpunkt der Modellierung noch nicht auf 67 Mt verschärft worden und in der Modellierung nicht vorgegeben war, am nächsten und verfehlt dieses nur knapp um 2 Mt. Das liegt daran, dass die strategischen Kernelemente dieses Szenarios – Gebäudedämmung und Wärmepumpen – ab dem Startjahr 2021 zur Verfügung stehen. In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G stehen die jeweiligen erneuerbaren Brennstoffe für den Gebäudesektor bzw. im erforderlichen Umfang voraussichtlich erst nach dem Jahr 2030 zur Verfügung. In diesen Szenarien erscheint es nicht sinnvoll, das Klimaziel in 2030 mit anderen Technologien erreichen zu wollen. Weder hohe Gebäudeeffizienz noch ein massiver Ausbau anderer Heizungstechnologien sind mit der strategischen Ausrichtung dieser Szenarien vereinbar. Obwohl alle Szenarien in 2050 klimaneutral sind, ist die Gesamtsumme der Emissionen in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G im Zeitraum von 2021 bis 2050 um 33 Prozent höher als im Szenario TN-Strom.

Das Szenario TN-Strom wirkt sich auf den Gebäudebestand grundlegend anders aus als die Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G. Investitionen fließen überwiegend in eine hohe Gebäudeeffizienz durch Dämmung und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung sowie in ambitionierte Neubau-Standards. Der Charakter des Szenarios ist damit eher investiv in dem Sinne, dass langfristige Güter geschaffen werden. Der Nutzwärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in 2050 liegt 99 TWh bzw. 26 Prozent unter dem der anderen Szenarien. Heizkessel, deren Wirkungsgrad bei 90 bis 97 Prozent liegt, gehen bis 2050 aus dem Bestand heraus – lediglich Holz-Heizungen und -öfen funktionieren noch mit direkter Verbrennung. An ihre Stelle treten Wärmepumpen, deren Wirkungsgrade über 350 Prozent betragen. Auch die Wärmeverteilungen werden zu großen Teilen auf verlustärmere Niedertemperatur-Systeme (Fußbodenheizungen und optimierte Heizkörpersysteme) umgestellt. Der Fokus liegt im Szenario TN-Strom auf einem hohen Qualitätsstandard der Gebäude und auf effizienter Energieverwendung.

In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G entwickelt sich der Gebäudebestand nur etwas ambitionierter als in der Vergangenheit weiter. Die Investitionen fließen überwiegend in die Bereitstellung von erneuerbaren Brennstoffen. Sie haben damit einen stärker konsumtiven Charakter. Diese Brennstoffe erlauben einen Weiterbetrieb der Heizkessel-Technologie. Technische Fortschritte werden nicht innerhalb, sondern außerhalb des Gebäudesektors gemacht.

Abbildung 2-18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenarienvergleich

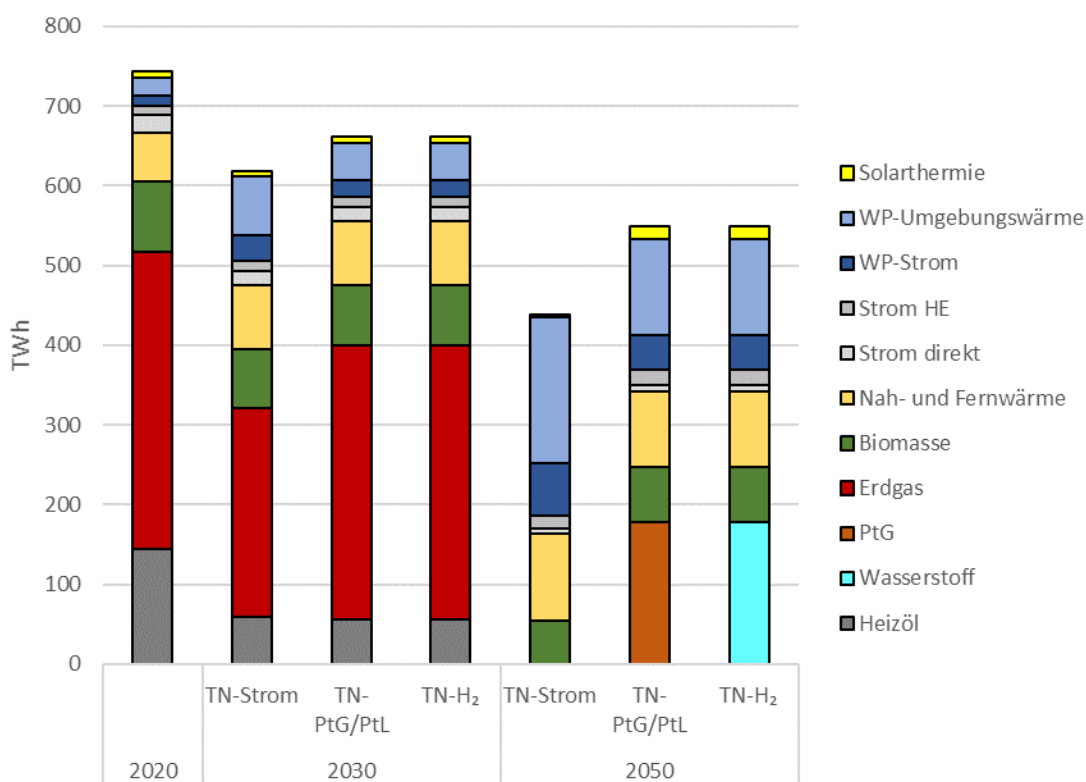


Abbildung 2-18 zeigt, dass die fossilen Energieträger Heizöl und Erdgas bis zum Jahr 2050 auf null reduziert werden und der Gebäudebestand damit klimaneutral ist. Laut Vorgaben des novellierten Klimaschutzgesetzes muss dieses Ziel nun bis 2045 erreicht werden. Wie genau dieses Vorziehen umgesetzt werden kann, wurde bei der Modellierung der Szenarien noch nicht untersucht, da die Zielverschärfung erst nach den Berechnungen beschlossen wurde. Es kann daher noch keine Aussage darüber gemacht werden, wie hoch der zusätzliche Aufwand für die Zielverschärfung im Szenarienvergleich wäre. Im TN-Strom-Szenario verläuft der Rückgang der fossilen Energieträger rascher. In der Summe betragen die gesamten Emissionen bis 2050 hier 1.455 Mt. In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G werden im gleichen Zeitraum 2.263 Mt emittiert.

Der Biomasse-Einsatz in dezentralen Heizungsanlagen unterscheidet sich zwischen den Szenarien nur wenig. Er geht stets gegenüber dem Ausgangszustand leicht zurück. Dies ist auf die begrenzten Biomassepotenziale zurückzuführen bzw. auf die Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren.

Wärmenetze hingegen wachsen in allen Szenarien stark an. Die bereitgestellte Wärmemenge steigt in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G bis 2050 jeweils um 55 Prozent an, im Szenario TN-Strom um 79 Prozent. Die Anzahl der angeschlossenen Gebäude muss jedoch deutlich stärker ansteigen, da der Wärmeverbrauch der Gebäude gleichzeitig sinkt. Im Szenario TN-Strom wächst die Anzahl der Wärmenetzanschlüsse bis 2050 um den Faktor 2,4 gegenüber 2017, in den beiden anderen Szenarien um 2,2. Dies geschieht sowohl durch Nachverdichtung in Gebieten, in denen bereits Wärmenetze vorhanden sind, als auch durch Errichtung neuer Wärmenetze. Angesichts der höheren Trägheit von Wärmenetzen

gegenüber dezentralen Wärmeerzeugern ist diese Aufwuchsgeschwindigkeit als überaus ambitioniert zu bezeichnen. In den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G besteht eine Konkurrenz zwischen der Gasinfrastruktur und den Wärmenetzen. Beide profitieren von einer hohen Wärmedichte in verdichteter Bebauung. Eine parallele Versorgung von Quartieren ist – auch angesichts der sinkenden Wärmeverbräuche – wirtschaftlich nicht vorteilhaft. Die Zuteilung zu Gas- oder Wärmenetzen kann an lokalen Spezifika orientiert werden, etwa vorhandenen industriellen Abwärmequellen, geothermischen Potenzialen oder großen Verbrauchern wie Stahl auf Wasserstoffbasis. Zwischen Wärmenetzen und Wärmepumpen besteht hingegen kaum eine Konkurrenz: Wärmepumpen sind aufgrund von Restriktionen beim Flächenbedarf oder der Leistungsdichte eher für lockere Bebauung geeignet und ergänzen sich daher gut mit Wärmenetzen.

Wärmepumpen wachsen in allen Szenarien stark an. Auch in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H₂-G muss die Zahl der jährlich installierten Wärmepumpen gegenüber dem Status Quo mehr als verdoppelt werden. Hier tragen sie in 2050 mit rund einem Drittel zur Wärmeversorgung bei. Im Szenario TN-Strom stellen sie sogar 58 Prozent der Wärme bereit.

Solarthermieanlagen liefern einen ergänzenden Anteil zur Wärmeversorgung. Sie müssen stets mit einem zweiten Wärmeerzeuger kombiniert werden, der die Spitzenlast bereitstellt. Hier bietet sich besonders die Kombination mit Gasheizkesseln an, die mit erneuerbaren Gasen betrieben werden. Diese haben niedrige Investitionskosten aber hohe Betriebskosten, so dass Solarthermieanlagen sich gut amortisieren können. Kombinationen von Solarthermieanlagen mit Wärmepumpen oder Wärmenetzen sind dagegen weniger verbreitet.

3 Regionalisierung der Nachfrage

3.1 Gebäude

3.1.1 Datengrundlage und Methodik

Wärmeatlas 2.0

Für die Analyse von Wechselwirkungen der Wärmebedarfs- mit der Infrastrukturentwicklung werden die GEMOD-Ergebnisse zur Entwicklung des Nutzwärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser auf Bundesebene in die räumliche Gebäudedatenbank des ifeu-Wärmeatlas 2.0 übertragen (Blömer et al. 2019). Als Schnittstelle wird die Gebäudetypologie des GEMOD verwendet, indem für jeden Gebäudetyp Entwicklungsfaktoren des Heizwärme- und des Warmwasserbedarfs (Nutzenergie) pro Szenarijahren relativ zum Basisjahr 2017 berechnet und auf die Daten pro Gebäude in der Datenbank angewandt werden.

Bei der räumlichen Differenzierung der Wärmebedarfswerte im Basisjahr werden Baualtersklassenanteile aus der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 auf Ebene eines bundesweiten Hektarrasters und Klimadaten auf Ebene von 15 Klimazonen gemäß DIN V 18599-10 berücksichtigt. Für die Szenarijahren erfolgt eine Fortschreibung der Anteile von Baualtersklassen auf Hektarrasterebene gemäß der in GEMOD hinterlegten Abriss- und Neubauraten auf Bundesebene pro Gebäudetyp. Wärmebedarfe von Neubauten werden auf bestehende Gebäudegrundflächen, gewichtet nach Fortschreibung der Baualtersklassen verteilt (=Ersatz im Bestand und Nachverdichtung, keine zusätzliche Siedlungsfläche).

Anschließend erfolgt eine regionale Differenzierung des Nutzwärmebedarfs nach einem aus der BBSR-Wohnflächenbedarfsprognose abgeleiteten Modell auf Kreisebene, um neben der baualtersklassenabhängigen Entwicklung der Bausubstanz auch demographische Einflüsse auf die regionale Entwicklung des Wärmebedarfs zu berücksichtigen (Abbildung 3-1). In einem letzten Schritt können mit dem Bottom-Up-Modell über mittlere spezifische Nutzungsgrade nach Gebäudetyp und Szenarijahren aus der Nutzenergie potenzielle Endenergiebedarfe abgeleitet werden (Abbildung 3-2).

Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der räumlichen Modellierung der GEMOD-Szenarienergebnisse zur Nutzwärmebedarfsentwicklung. Wärmetlas 2.0: ifeu/GEF/Geomer 2019, Hausumringe: © GeoBasis-DE | Geobasis Bayern 2017.

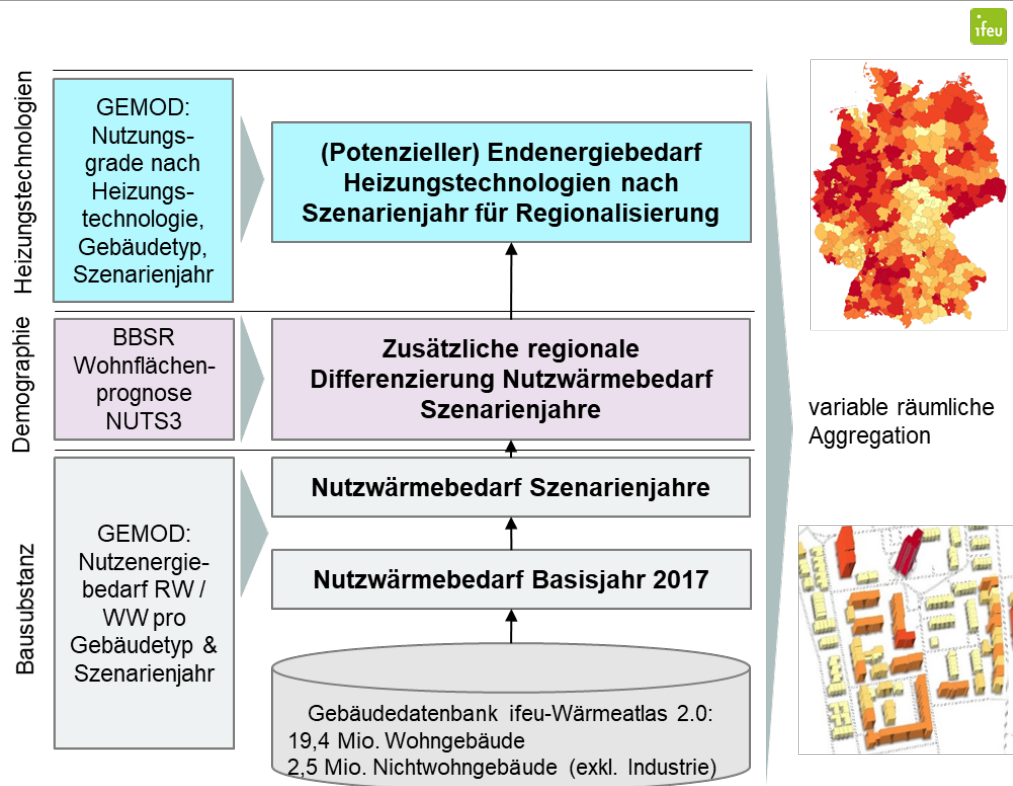
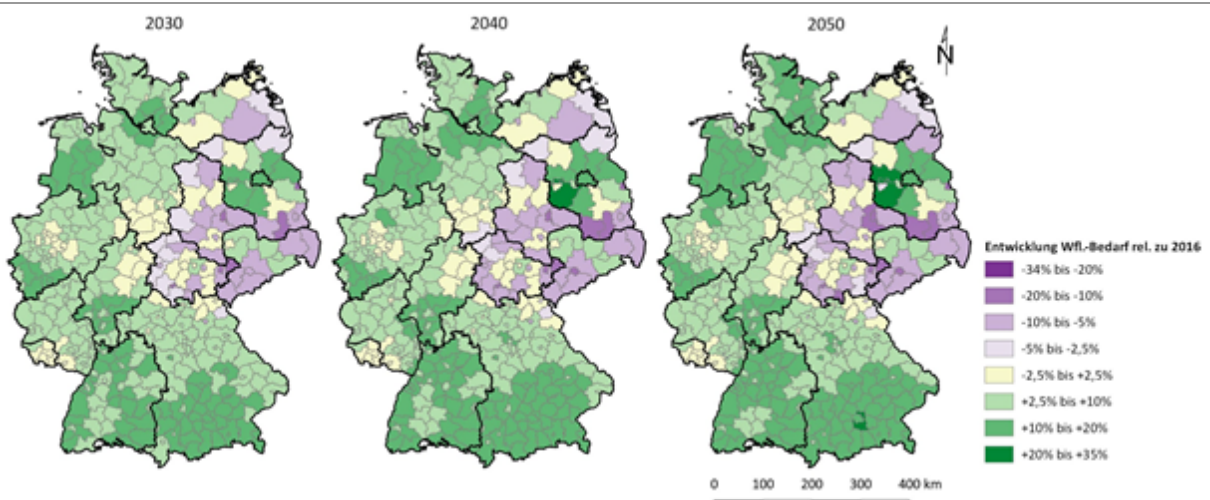


Abbildung 3-2: Modell zur regionalen Differenzierung des Wohnflächenbedarfs, basierend auf BBSR-Wohnflächenbedarfsprognose, als Faktor für die Regionalisierung der zukünftigen Wärmenachfrage.



Wärmenetzmodell

Im ifeu-Wärmenetzmodell werden auf Ebene eines bundesweiten 500m x 500m-Analyserasters die potenziellen Endenergiebedarfe an Fernwärme [MWh/a] aus dem Wärmetlas 2.0 mit Anteilen der Fernwärme [%] und aus Straßengeometrien abgeleiteten Netzlängen [m] verschritten. Im Modell werden aus Publikationen von Wärmenetzbetreibern, Daten des Branchenverbandes AGFW, der Gebäude- und

Wohnungszählung 2011, dem Genossenschaftsregister und Daten der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe Gebiete mit bestehenden Wärmenetzinfrastrukturen erfasst und über den Parameter „Anteil Fernwärme“ energetisch bilanziert.

Im Basisjahr wird im Modell mit 1721 Städten und Gemeinden mit Wärmenetzen, einem kumulierten Fernwärmeabsatz von 66,8 TWh für Raumwärme und Warmwasseranwendungen in Privathaushalten und im GHD-Sektor und rund 26.700 km Wärmenetzen der aktuelle Bestand näherungsweise räumlich abgebildet. Für die Bewertung zukünftiger Entwicklungspotenziale der Fernwärme werden im Modell pro 500m x 500m-Rasterzelle Abschätzungen zu den mittleren Vollkosten frei Endabnehmer getroffen. Dafür werden die potenziellen Endenergiebedarfe pro Szenarijahren mit einem maximal erreichbaren Anteil Fernwärme² und den in Tabelle 3-1 dargestellten Kostenannahmen verschnitten.

In der Kostenberechnung werden typische Auslegungsparameter von Netzen zur kombinierten Raumwärme- und Warmwasserversorgung von Gebäuden mit Vorlauftemperaturen von 70-90 °C angesetzt. Netzverluste werden in Abhängigkeit der mittleren Liniendichte des Wärmeabsatzes [MWh/m*a] pro Rasterzelle und Szenarijahren quantifiziert und als zusätzliche Wärmegestehungskosten berücksichtigt. Die angesetzten Investitionskosten repräsentieren mittlere Werte über das gesamte Verteilsystem (Trassen & Hausanschlussleitungen) und damit über verschiedene kleinräumige Grade der Bodenversiegelung, der Nennweite und der verwendeten Rohrsysteme. Eine regionale Differenzierung erfolgt über raumstrukturelle Stadt- und Gemeindetypen mittels einer logarithmischen Interpolation zwischen den Maximalwerten in großen Großstädten und den Minimalwerten in Landgemeinden. Die Werte sind basierend auf der Verteilung der Netzlängen auf die Stadt- und Gemeindetypen im Basisjahr 2017 auf einen gewichteten Mittelwert von rund 700 €/m kalibriert, was in etwa den mittleren spezifischen Kostenangaben aus der Evaluierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes im Bezugsjahr 2016 entspricht (Wünsch et al. 2019).

² Basierend auf empirischen Erhebungen zu Austauschraten von Hauptwärmeerzeugern in Wohngebäuden von +3,5 % p. a. nach IWU (2016).

Tabelle 3-1: Kostenannahmen Wärmenetz

Kostenkomponente	Investitionskosten ²		Betriebskosten ²	
	Einheit	Werte	Abschreibungszeitraum	
Pumpen	[€/MW]	50.000 €	10 a	3 % der Investitionskosten + Stromkosten Enertile [€/MWh _{el} *a]
Steuerungssysteme	[€/Netz]	480.000 €	20 a	3 % der Investitionskosten
Verteilnetze¹	[€/m]		20 a	2 % der Investitionskosten
Große Großstädte		800 €		
Kleinere Großstädte		760 €		
Größere Mittelstädte		714 €		
Kleinere Mittelstädte		656 €		
Größere Kleinstädte		582 €		
Kleine Kleinstädte		478 €		
Landgemeinden		300 €		
Hausübergabestationen	[€/MW]	70.000 €	20 a	190-250 €/a pro Gebäude
Overheadkosten & Marge EVU				15 €/MWh*a
Wärmeerzeugung	Berechnet in Angebotsmodell Enertile, differenziert nach Szenarienjahr und sechs Regionen [€/MWh _{th}]			

¹ inkl. Hausanschlussleitungen; ² in EURO₂₀₁₇.

Methodik zur Regionalisierung des Endenergiebedarfs nach Energieträgern

Aufbauend auf den Arbeiten im BMWi-Projekt „AIRE-Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende“ erfolgt eine sequenzielle Verteilung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Privathaushalten und im GHD-Sektor nach Energieträgern entsprechend der bundesweiten Szenarienberechnungen auf die Kreise:

1. Fernwärme (ifeu),
2. Gas (differenziert in CH₄ & H₂) (TU Berlin),
3. Strom für Wärmepumpen (ifeu),
4. Sonstige Technologien (ifeu).

Als Zielgröße werden pro Szenarienjahr die Nutzwärmebedarfe pro Kreis und zur Umrechnung in Endenergiemengen die entsprechend gewichteten technologiespezifischen mittleren Jahresnutzungsgrade verwendet.

Hinter der sequenziellen Verteilung der Infrastruktur-relevanten Energieträger Fernwärme, Gas und Strom steht die grundlegende Entwicklungshypothese einer Konzentration von Fernwärme auf Siedlungsgebiete mit hohen Wärmebedarfsdichten bzw. den günstigsten Wärmevollkosten frei Endabnehmer, gefolgt von Gas in verbleibenden Gebieten mit möglichst hohen Wärmebedarfsdichten und Strom

bzw. Wärmepumpen in Gebieten eher niedriger Wärmebedarfsdichte. Diese Hypothese wird für die einzelnen Szenarien in Anlehnung an die spezifischen technologischen und energiepolitischen Annahmen und die Ergebnisse in der Gebäudemodellierung weiter ausdifferenziert.

Zu 1. Fernwärme

Für die räumliche Abbildung von Fernwärme im Wärmenetzmodell werden folgende Szenario-spezifische Annahmen getroffen:

Tabelle 3-2: Szenarien-spezifische Entwicklungshypothesen zur Regionalisierung des Endenergiebedarfs an Fernwärme.

	Zentrale Technologische / Energiepolitische Annahmen & Ergebnisse	Räumliche Entwicklungshypothese
TN-Strom	<ul style="list-style-type: none"> - Keine Konkurrenz zu Gas 2050 - Reduktion Nutzwärmebedarf um - 47 % zwischen 2017 und 2050 	<ul style="list-style-type: none"> - Weitreichende Gesamtsystemoptimierung mit größeren Systembrüchen - Fernwärme fängt Rückgang bestehender Gas- und Ölkessel in verdichteten Siedlungsgebieten auf - Ausbau von Fernwärme ab 2030 in Zellen mit den höchsten Wärmebedarfsdichten im Zieljahr 2050 unter Berücksichtigung von Nachbarschaftseffekten (Cluster-Analyse)
TN-PtG/PtL	<ul style="list-style-type: none"> - Bis 2050 bestehende Konkurrenz zu Gas - Reduktion Nutzwärmebedarf um - 29 % zwischen 2017 und 2050 	<ul style="list-style-type: none"> - Abgeschwächte Gesamtsystemoptimierung ggü. TN-Strom mit Persistenz bestehender Versorgungssysteme - Fernwärme fängt teilweise Gasnetzrückbau auf - Ausbau bestehender Fernwärmenetze inkl. Erweiterung in Randzonen mit hohen Wärmebedarfsdichten
TN-H₂-G	<ul style="list-style-type: none"> - Bis 2050 bestehende Konkurrenz zu Gas - Reduktion Nutzwärmebedarf um - 29 % zwischen 2017 und 2050 - H₂-Netze ersetzen ab 2040 CH₄-Netze in der Gebäudewärme 	<ul style="list-style-type: none"> - Abgeschwächte Gesamtsystemoptimierung ggü. TN-Strom mit Persistenz bestehender Versorgungssysteme - Fernwärme fängt teilweise Gasnetzrückbau auf - Ausbau bestehender Fernwärmenetze inkl. Erweiterung in Randzonen mit hohen Wärmebedarfsdichten

4 Literatur

Deutsche Energieagentur (2018). dena Leitstudie

ifeu, IEE, Consentec (2018). Wert der Energieeffizienz im Gebäudesektor, im Auftrag der Agora Energiewende

Internationales Geothermiezentrum GZB (2017) Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends, Bochum

ISI, Consentec, ifeu (2020). Langfrist- und Klimaszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland