

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IEE

Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors

Endbericht

Datum: 8. Dezember 2022

Impressum

Projektleitung / Kontakt

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79106 Freiburg

Dr. Jessica Thomsen, jessica.thomsen@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Joseph-Beuys-Straße 8, 34117 Kassel

Matthias Lenz, matthias.lenz@iee.fraunhofer.de

Autoren und Autorinnen

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Jessica Thomsen, Nicolas Fuchs, Robert Meyer, Natapon Wanapinit, Bruno Bavia Bampi, Gregor Gorbach, Peter Engelmann, Sebastian Herkel, Christoph Kost

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Jan Ulfers, Daniel Lohmeier, Erik Prade, Natalia Sanina, Martin Braun, Matthias Lenz

Verfasst im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats

DER NATIONALE WASSERSTOFFRAT

Mit der Verabschiedung der Nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung am 10. Juni 2020 den Nationalen Wasserstoffrat berufen. Der Rat besteht aus 26 hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, die nicht Teil der öffentlichen Verwaltung sind. Die Mitglieder des Wasserstoffrats verfügen über Expertise in den Bereichen Erzeugung, Forschung und Innovation, Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Gebäude/Wärme, Infrastruktur, internationale Partnerschaften sowie Klima und Nachhaltigkeit. Der Nationale Wasserstoffrat wird geleitet durch Katherina Reiche, Parlamentarische Staatssekretärin a. D. Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrats ist es, den Staatssekretärsausschuss für Wasserstoff durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie zu beraten und zu unterstützen.

Kontakt: info@leitstelle-nws.de, www.wasserstoffrat.de

Zitierempfehlung

Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer R.; Wanapinit, N.; Ulfers, J.; Bavia Bampi, B.; Lohmeier, D.; Prade, E.; Gorbach, G.; Sanina, N.; Engelmann, P.; Herkel, S.; Kost, C.; Braun, M.; Lenz, M. (2022): Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel: Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE (Hrsg.).

Danksagung

Das Autorenteam dankt den folgenden weiteren Projektmitarbeitenden, die während der Projektlaufzeit einen wertvollen Beitrag zum erfolgreichen Gelingen des Projektes geleistet haben: Dennis Cronbach, Tanja Kneiske, Marie Fischer, Franziska Riedel, Johanna Kucknat, Bertrand Nkongdem und Hans-Martin Henning.

Diese Studie wurde von der Deutschen Energie-Agentur (DENA) im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats (NWR) beauftragt. Das Fraunhofer ISE und das Fraunhofer IEE danken der DENA und dem NWR für das Vertrauen und die Beauftragung mit dieser Studie. Ein besonderer Dank gilt dem Lenkungs- und Arbeitskreis für den kontinuierlichen und konstruktiven Austausch während der Projektarbeit.

Das Projekt wurde außerdem durch die Datenübergaben und den regen Austausch mit den beteiligten Stadtwerken Mainz, Stadtwerken Fellbach, Stadtwerken Burg sowie der EWE für das Netzgebiet in Westerstede bereichert.

Executive Summary

Ausgangslage

Die vorliegende, von der Fraunhofer-Gesellschaft im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates angefertigte Studie stellt sich der Aufgabe, auf Basis lokaler Gegebenheiten an vier Fallbeispielen (Burg bei Magdeburg, Fellbach, Mainz und Westerstede) (Bottom-Up) Pfad-Optionen für eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors aufzuzeigen und dabei die Rolle des Wasserstoffs in einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 zu untersuchen. Um das volle Spektrum von Entscheidungskriterien, Zielsetzungen und ökonomischen Randbedingungen widerspiegeln zu können, die in der Realität vor Ort für die einzelnen Akteure und Entscheidungsträger relevant und handlungsleitend sind, sind im Wärmesektor insbesondere die lokalen Infrastrukturen, die Vielfalt der Gebäudestrukturen und gewerblichen und industriellen Struktur sowie beteiligte Nutzer entscheidende Aspekte.

Ziel und Methodik

Aufgrund der Bandbreite der Einschätzungen zu Entwicklungspfaden der Kosten und Preise unterschiedlicher Energieträger und der oben beschriebenen Differenz zwischen lokaler Situation und Top-Down Lösungspfaden, hat die Bottom-Up Studie zum Ziel, unter Berücksichtigung lokaler Infrastrukturen, geografischer Lage und dem dort real existierenden Gebäudebestand für vier Versorgungsgebiete Transformationspfade hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu bewerten und die Abhängigkeiten der Transformationspfade von bestimmten lokalen Charakteristika zu analysieren. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Fragestellung, welche Technologien in der Raumwärme unter Einbezug der Sanierungs- und Infrastrukturkosten den kostenoptimalen Versorgungsmix bereitstellen können.

Die folgende Abbildung stellt den methodischen Ansatz der Bottom-up-Studie dar.

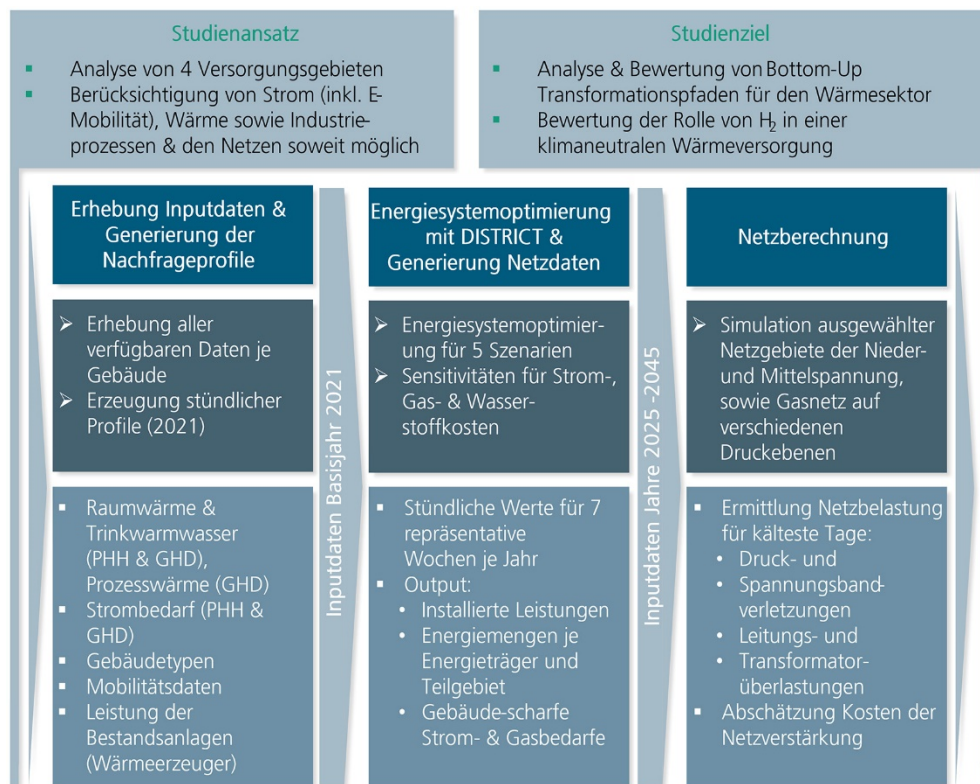


Abb. 1: Methodischer Ansatz der Bottom-up Studie

Die vorliegende Studie wurde in einem Zeitraum erstellt, in dem aufgrund des russischen Angriffskrieges in der Ukraine die Gegebenheiten und der Zustand der Energiemärkte unter erheblichem Druck und Veränderungen unterliegen. Die Themen Energieversorgungssicherheit und Import von Energieträgern wurden neu beurteilt. Gleichzeitig hat sich im Wärmesektor durch die hohen Energiepreise eine neue Dynamik entwickelt, die den Umbau zusehend beschleunigen wird und das Thema Bezahlbarkeit in den Fokus gerückt hat. In der Studie wurden die Annahmen der Energieträgerpreise (insbesondere auch der fossilen Energieträger) als langfristig eher auf Vorkrisenniveau festgelegt. Bei den definierten Szenarien wurden in der Studie zwischen den Szenarien insbesondere die Annahmen in Bezug auf die Verfügbarkeit der Wasserstoffinfrastruktur und Preisannahmen der Energieträger Wasserstoff (H₂) und Strom variiert. Hierbei ist zu beachten, dass in drei Szenarien eine hohe Importverfügbarkeit von Wasserstoff zu Grunde gelegt wird, deren Eintreten mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Alle Pfade mit hoher Wasserstoffnutzung setzen niedrige Wasserstoffendkundenpreise voraus, wofür eine deutliche Reduktion der Erzeugungskosten und ein starker Markthochlauf notwendig sind. Da in der Studie keine Rückkopplung zwischen Angebot und Nachfrage der einzelnen Energieträger vorgenommen wurde, sind die daraus resultierenden Rückkopplungsmechanismen in den Energiemärkten nicht berücksichtigt

Tab. 1: Liste der Ausprägungen der Szenarien

		Szenario				
Dimension		1	2	3	3A	3B
 Sanierungsrate /-tiefe		1,2 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70
H₂-Backbone verfügbar		2030	2035	2030	2030	2035
 H₂-Preise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)		Niedrig 10,8 / 9	Hoch 16,3 / 14,5	Niedrig 10,8 / 9	Niedrig 10,8 / 9	Hoch 16,3 / 14,5
 H₂ Verfügbarkeit DE [TWh/a] (2030/2045)		Hoch 200 / 1000	Niedrig 0 / 150	Hoch 200 / 1000	Hoch 200 / 1000	Niedrig 0 / 150
 Strompreise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)		Mittel 21,8 / 11,6	Mittel 21,8 / 11,6	Mittel 21,8 / 11,6	Hoch 28,1 / 17,9	Niedrig 20,3 / 10,1
 Erdgaspreise 2035 [ct/kWh] (Haushalte /Industrie)		Mittel 5,4 / 3,1	Hoch 6,1 / 3,8	Mittel 5,4 / 3,1	Mittel 5,4 / 3,1	Mittel 5,4 / 3,1
 Verfügbarkeit EE-Strom		Hoch	Mittel	Hoch	Niedrig	Hoch
 Wärmepumpenaustauschrate		Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
 Gaskesselaustauschrate		Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch

Zentrale Ergebnisse

In Abb. 2 werden für die vier Versorgungsgebiete Mainz, Burg b. M., Fellbach und Westerstede für die untersuchten Szenarien die Bereitstellung der Wärme je Energieträger dargestellt.

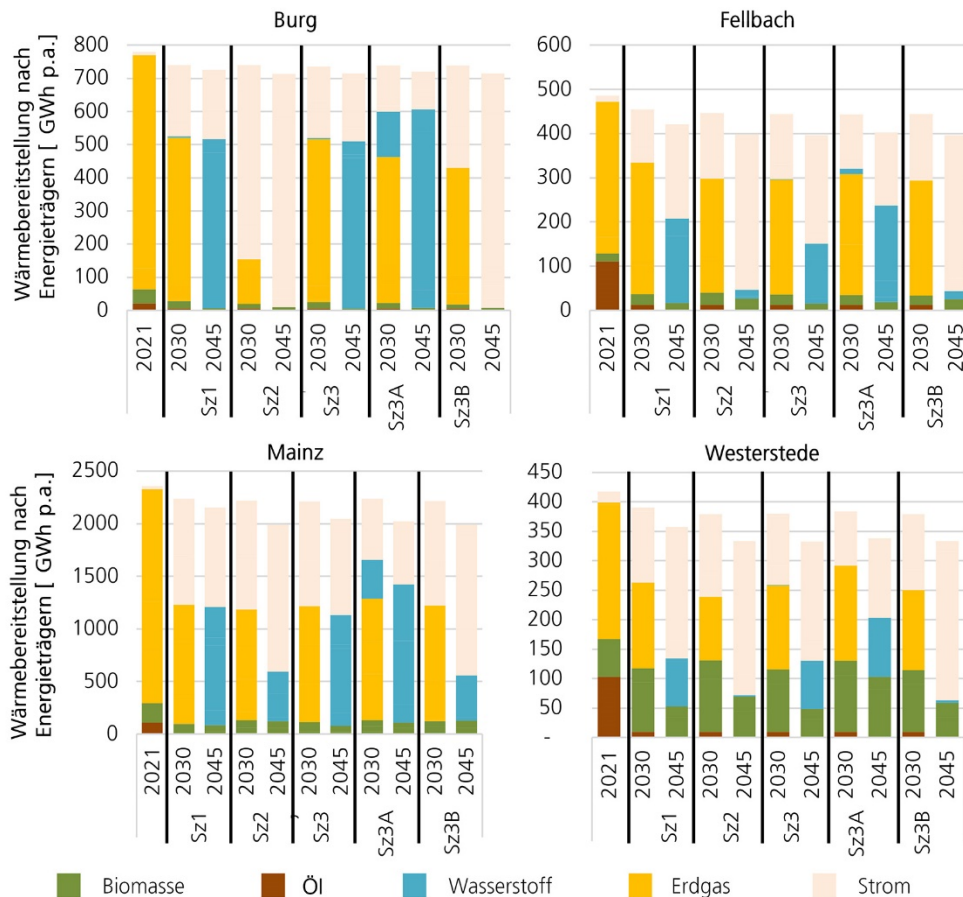


Abb. 2: Überblick zur Wärmebereitstellung nach Energieträgern in allen Versorgungsgebieten

Zentrale Ergebnisse der Studie sind:

- (1) Um eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2045 zu erreichen, werden alle potenziell klimaneutralen Energieträger Strom (Photovoltaik, Windkraft), Fernwärme, Erneuerbare Energien (Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wasserstoff in der Wärmeversorgung benötigt. In den betrachteten Szenarien werden die Anteile der jeweiligen Energieträger wesentlich von der Kostendifferenz zwischen den Energieträgern sowie deren Verfügbarkeit bestimmt. Die Gesamtlösung von jedem Versorgungsgebiet variiert abhängig von dem Anteil der Prozesswärmefachfrage, Einwohnerdichte, Gebäudestruktur und lokalen Potenzialen an Umweltwärme und zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE).

(2) Detailanalyse der Versorgungsgebiete

Fellbach

Der urbane, aber nicht-industriell geprägte Ort Fellbach wird mit Blick auf die Wärmeversorgung vor allem durch den Raumwärmebedarf geprägt, die Prozesswärme ist hier nur von untergeordneter Bedeutung.

In den Szenarien mit niedriger Verfügbarkeit von Wasserstoff zu hohen Preisen (Szenario 2 und 3B), wird die Raumwärme primär durch dezentrale Wärmepumpen bereitgestellt (79 % bzw. 86 %), ergänzt durch Biogasanlagen (8 % bzw. 7 %). In den Szenarien mit hoher Verfügbarkeit von Wasserstoff zu niedrigen Preisen (Szenario 1, 3 und 3A), liegt der Anteil von Wasserstoff an der dezentralen und zentralen Raumwärmebereitstellung bei 43 %, 30 % bzw. 51 %. In den Szenarien 1 und 3 verteilt sich die dezentrale Raumwärmebereitstellung hauptsächlich auf Wärmepumpen (46 % bzw. 59 % der gesamten Raumwärmebereitstellung) und Wasserstoffkessel (39 % bzw. 25 %). Im Szenario 3A steigt der Anteil der Raumwärmebereitstellung aus Nah- bzw. Fernwärme (zentrale Wärmebereitstellung) auf 44 %, davon wird der größte Teil (41 % der Raumwärmeerzeugung) auf Basis von Wasserstoff bereitgestellt. Dezentrale Wasserstoffkessel spielen in diesem Szenario mit 10 % nur eine untergeordnete Rolle, auf Wärmepumpen entfallen 41 %.

Die Prozesswärme in Fellbach wird im Wesentlichen durch direkte Elektrifizierung und Wasserstoff bereitgestellt. Der Anteil von Wasserstoff liegt hier unabhängig vom Szenario bei mindestens 48 % und weist je nach Szenario Anteile von bis zu 96 % (Szenario 3A) auf, der höchste Anteil elektrifizierter Prozesswärmeanlagen liegt im Szenario 2 bei 41 %.

Westerstede

Auch im ländlichen und nicht-industriell geprägten Westerstede entsteht die Wärmenachfrage im Wesentlichen im Bereich der Raumwärme. Westerstede verfügt über ein großes, lokales Biomassepotenzial.

In den Szenarien 2 und 3B wird die Raumwärme mit Anteilen von 66 % bzw. 67 % durch dezentrale Wärmepumpen bereitgestellt, ergänzt um dezentrale Biomassekessel (jeweils 8 %). Der in diesen Szenarien zentral bereitgestellte Anteil der Raumwärme beträgt etwa 25 % und wird zu etwa gleichen Teilen durch Großwärmepumpen und Biomasseanlagen erzeugt. In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil der dezentralen Wärmepumpen bei 54 %, 52 % bzw. 32 %. Ergänzend dazu repräsentieren dezentrale Wasserstoffkessel Raumwärmeanteile von 23 %, 25 % bzw. 21 % und dezentrale Biomassekessel einen Anteil von 6 % (Szenario 1 und 3) bzw. 7 %. Die Bereitstellung der Fernwärme erfolgt in den Szenarien 1, 3, und 3A bei Anteilen von 17 % (Szenario 1 und 3) bzw. 39 % der gesamten Raumwärmebereitstellung über Biomasse (6, 5 bzw. 21 %), Großwärmepumpen in Kombination mit Power-to-Heat (8 bzw. 11 % im Szenario 3A) und in Szenario 3A zusätzlich über Wasserstoff (10 %).

In fast allen Szenarien zeigt sich eine ähnliche Struktur der Prozesswärmebereitstellung. Elektrifizierung mittels Großwärmepumpen und direkte Elektrifizierung repräsentieren dabei Anteile von 33 % bis 42 %. Als Brennstoffe werden Biomassen mit einem Anteil von 50 % bis 57 % sowie Wasserstoff (Anteile von 8 bis 11 %) eingesetzt. In Szenario 3B mit niedrigen Industriestrompreisen überwiegt mit 73 % der Anteil der elektrifizierter Prozesswärmeerzeugungsanlagen.

Mainz

Im städtisch und industriell geprägtem Mainz liegen der Raum- und der Prozesswärmebedarf in einer ähnlichen Größenordnung.

In den Szenarien 2 und 3B wird die Raumwärme zu 89 % durch dezentrale Wärmepumpen, ergänzt um Anteile von 6 % bzw. 7 % für dezentrale Biomassekessel. In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil von Wärmepumpen an der Bereitstellung der Raumwärme bei 73 %, 77 % bzw. 45 %, ergänzt um dezentrale Wasserstoffkessel mit Aufkommensanteilen von 8 %, 5 % und 1 % und zentraler wasserstoffbasierter Wärmeerzeugung von 9 % (Szenario 1 und 3) bzw. 44 %. In allen drei Szenarien werden etwa 7 % des Raumwärmebedarfes in Mainz durch dezentrale Biomassekessel bereitgestellt.

Die Prozesswärme in Mainz wird zum einen durch Großwärmepumpen in Verbindung mit direkter Elektrifizierung und zum anderen durch wasserstoffbasierte Fernwärme und wasserstoffbasierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bereitgestellt. In den Szenarien 2 und 3B liegt der Anteil der elektrischen Prozesswärmebereitstellung bei 48 bzw. 52 %, ergänzt um die wasserstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung mit Anteilen von 46 % bzw. 43 %. In den Szenarien 1, 3 und 3A wird der größte Anteil der Prozesswärme durch wasserstoffbasierte Fernwärmeversorgung (Bandbreite von 76 bis 78 %) bereitgestellt, ergänzt um elektrisch bereitgestellte Fernwärme mit Anteilen von etwa 20 %.

Burg

Im ländlichen, aber industriell geprägten Burg wird der Prozesswärmebedarf primär durch einen einzelnen industriellen Großverbraucher bestimmt, der auch das gesamte Wärmeaufkommen dominiert.

Die Bereitstellung der Raumwärme erfolgt in den Szenarien 2 und 3B mehrheitlich durch dezentrale Wärmepumpen (Anteile von 77 % bzw. 75 %), ergänzt um Fernwärme (16 % bzw. 15 %). In den Szenarien 1, 3 und 3A liegt der Anteil von Wasserstoff an der Raumwärmebereitstellung bei 13 %, 11 % bzw. 23 %. Der Anteil der Wärmepumpen liegt hier bei 66 %, 70 % bzw. 30 %. In Szenario 3A steigt der Anteil der Fernwärme an der Raumwärmebereitstellung auf 64 %, wobei hier 39 % auf erneuerbaren Energien und 23 % auf Wasserstoff entfallen.

- (3) Bei der Annahme niedriger H₂-Endkundenpreise in Höhe von 7 ct/kWh für Industriegas und 9 ct/kWh für Haushaltskunden nach 2035 erfolgt ein nennenswerter Anteil (zwischen 5 und 39 % je nach Versorgungsgebiet) der Raum- und Trinkwasserwärme durch H₂-Kessel in der dezentralen Versorgung. Alle Pfade mit hoher H₂-Nutzung setzen einen massiven Ausbau von Infrastrukturen im europäischen und internationalen Raum sowie niedrige Wasserstoffendkundenpreise voraus. Diese Annahmen sind jeweils in Szenario 1, 3 und 3A inklusive eines Wasserstoff Backbone-Anschlusses ab dem Jahr 2030 zugrunde gelegt. In diesen Szenarien steigen die national hochgerechneten Wasserstoffmengen sowohl in 2035 auf 350 bis 610 TWh als auch in 2045 auf 475 bis 645 TWh für die vor Ort erzeugte Wärme (dezentrale Erzeugung), sowie die zentral erzeugte Wärme (KWK und Fernwärme). Der Wasserstoffbedarf aus der Hochrechnung liegt im Szenario 3A in 2035 über dem definierten Unsicherheitsbereich von 140 bis 440 TWh. Außerdem reagieren die Ergebnisse der Wasserstoffnutzung in der Raumwärme insgesamt sehr sensitiv auf die Preisannahmen, insbesondere auf die Preisdifferenz zwischen Wasserstoff und Strom.

- (4) Der Technologiemix der Fern- und Nahwärme beinhaltet die Nutzung lokaler Quellen durch die Nutzung von Wärmepumpen, Biomasse, sowie die Nutzung von Wasserstoff in KWK-Anlagen. Der Anteil der wasserstoffbasierten Erzeugung hängt sowohl von den lokalen Wärmequellen als auch vom angenommenen Wasserstoffpreis ab. Auch bei höheren Preisen für Wasserstoff (Sz2 und Sz3B) sind Versorgungsanteile in der Fern- und Nahwärme von bis zu 40 % mit Wasserstoff kostenoptimal, wenn andere Versorgungsoptionen in der Fern- und Nahwärme, z.B. durch begrenzte Wärmequellenverfügbarkeit, limitiert sind. Eine weitere wichtige Rolle spielt dabei die Absicherung der Wärmeleistung durch KWK oder Kessel, die mit Wasserstoff oder synthetischen Folgeprodukten angetrieben bzw. befeuert werden. Lokale Erneuerbare Energien-Potenziale wie Solarthermie, Erdwärme und Gewässerwärme befördern die Nutzung von Wärmepumpen auch in der Fern- und Nahwärme.
- (5) Wenn der Prozesswärmebedarf der Industrie den Raumwärmebedarf deutlich übersteigt, ist die Strategie der energiebeziehenden Unternehmen zur Dekarbonisierung entscheidend für den Transformationspfad des Versorgungsgebietes. Die Bedarfsdeckung der Prozesswärme zeichnet sich im Vergleich zur Raumwärme durch höhere Anteile von Biomasse, Biogas und je nach Szenario direkter Elektrifizierung oder Wasserstoff aus. Die optimale Versorgungstechnologien sind sehr prozessspezifisch und bedürfen zur Umsetzung einer detaillierteren Analyse als in dieser Studie möglich, insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Wärmepumpen für Prozesswärme < 200 °C. Die höhere Kostensensitivität in der Industrie und somit in den Gebieten mit höherem Prozesswärmeanteil zeigt, dass insbesondere für die Deckung des Prozesswärmebedarfs eine robuste, längerfristig planbare Lösung für die Versorgungsoptionen notwendig ist, um Standortrisiken zu minimieren.
- (6) Die Ergebnisse sind bei Annahme ähnlicher Energieträger- und Technologiekosten im Wesentlichen konsistent mit denen der großen deutschlandweiten, nationalen Energiesystemstudien (Technologiewahl, Energieträger, Transformationsgeschwindigkeit). Die Bottom-up Perspektive verschafft dabei eine große Bandbreite zusätzlicher Einsichten zur Ausprägung und Vielfalt der Transformationspfade.
- (7) Die Gesamtkosten der Szenarien zeigen in jedem Gebiet geringe Differenzen zwischen den Transformationspfaden und sind geprägt durch die Verbrauchskosten. Liegt einer der Energieträger im hohen Preispfad oder beide im durchschnittlichen, steigen die Gesamtkosten, daher sind in Sz2 und Sz3A die höchsten Gesamtkosten zu beobachten. In den Szenarien 1 und 3 führt der niedrige Wasserstoffpreis zu positiven Effekten bei den Gesamtkosten, dieser wird in Szenario 1 noch durch geringere Investitionen in die Gebäudesanierung verstärkt.
- (8) Die Differenzen der Kosten für die Infrastruktur (Ausbau Stromnetz, Umstellung auf H₂) zwischen den Szenarien sind in Relation zu den Gesamtkosten (und damit den Kosten für die Energieträger, insbesondere Strom und Wasserstoff) gering.
- (9) Der Weg bis 2030 ist in allen Szenarien sehr ähnlich und durch einen starken Hochlauf der Photovoltaik- und Wärmepumpenleistungen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes geprägt. Der Energieträger- und Heizungstechnologiewechsel in Richtung Strom und Wärmepumpen erfolgt in jedem Szenario in allen Bereichen (also Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und auch GHD- sowie Fernwärmeanwendungen). Gleiches gilt für den Beginn des Wasserstoffhochlaufes für die industriellen Anwendungen und die zentrale Wärmeerzeugung, der bis 2030 initiiert wird.

Ableitungen

Bottom-Up Studie zeigt Komplexität des Wärmemarktes bei lokaler Betrachtung und Notwendigkeit von Vor-Ort-Analysen

- (10) Die Bottom-Up Betrachtung weist eine hohe Komplexität auf, die im Hinblick auf die kommunale Wärmeplanung und Klimaschutzmaßnahmen mit ausreichend Ressourcen zu hinterlegen ist. Untersuchungen sind für alle Versorgungsgebiete über alle Bestandsinfrastrukturen regional spezifisch durchzuführen. Eine One-Size-Fits-All-Lösung existiert für den Wärmemarkt nicht, da es innerhalb der vorhandenen Infrastrukturen, der vorhandenen Erneuerbaren-Energien-Potenziale, der Gebäudebestände und Kundenanforderungen an ihre Wärmeversorgung eine große Bandbreite und damit eine Vielfalt an Kombinationsmöglichkeiten gibt.
- (11) Die hohe Kongruenz der Szenarien in der Phase bis 2030 sollte intensiv genutzt werden, um in dieser Zeit alle Vorbereitungen für die Entscheidung zu treffen, mit welchen Verteilnetzinfrastrukturen die Gebiete versorgt werden. Dazu gehören die kommunale Wärmeplanung, Information der Gebäudebesitzer über die verfügbaren Optionen, Herstellung einer Verbindlichkeit für Ausbau, Umstellung oder Rückbau. Dies schafft Raum und Zeit für soziale Akzeptanz, sowie die Möglichkeit der Partizipation bei der lokalen Lösungsfindung.
- (12) Die kommunale Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument, um lokale Gegebenheiten und damit relevante Einflussfaktoren für den Wärmemarkt zu adressieren. Bei der Erstellung von kommunalen Wärmeplänen sollten einheitliche Rahmenbedingungen zu technischen (z.B. Entwicklung von Jahresarbeitszahlen, Temperaturniveaus, CO₂-Emissionsfaktoren für die verschiedenen Energieträger) und ökonomischen Randbedingungen (z.B. Entwicklung von Energieträgerpreisen, Technologie- und Infrastrukturkosten), die in die Berechnung der dezentralen Wärmegestehungskosten eingehen, als Vorgaben fixiert und regelmäßig aktualisiert werden. Hierbei ist es sinnvoll, Bandbreiten zur Abbildung von Unsicherheiten zu berücksichtigen.
- (13) Transformationspfade müssen alle wesentlichen Technologien - sowohl Wärmepumpen (WP) auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien, Fernwärme, Geothermie, Solarthermie, Biomasse und nicht vermeidbare Abwärme, Wasser-/Abwasserwärme, als auch H₂ basierte Strom- und Wärmeerzeuger – als mögliche Lösungsoption beinhalten, um für die lokal/regional sehr unterschiedlich ausgeprägten Versorgungsaufgaben auf Basis der lokalen/regionalen Verfügbarkeiten und Netztopologien unter Einbeziehung aller Gesichtspunkte zu bestmöglichen Lösungen zu gelangen.
- (14) Bei einer Einführung von verpflichtenden kommunalen Wärmeplänen sollten zum jetzigen Zeitpunkt keine Technologieoptionen ausgeschlossen werden, insbesondere die Belange auf Prozesswärme und teilweise auf Prozessgase angewiesenen Industrie- und Gewerbebetriebe sind vor allem mit Blick auf eine frühzeitige Infrastrukturentwicklung zu beachten.
- (15) Der Lösungsraum für die Transformation des Wärmesektors wird maßgeblich von den benötigten Temperaturniveaus der Wärmenachfrage und der Verfügbarkeit lokaler Wärmequellen bestimmt. Daher ist eine genaue Kenntnis dieser Gegebenheiten unabdingbar und sollte bei einer kommunalen Wärmeplanung mit den entsprechenden Ressourcen (sowohl finanziell als auch personell) versehen werden, um die notwendige Datenerhebung zu gewährleisten. Für die Erhebung der Wärmenachfragen, Bestandsanlagen, Potenziale für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärmepotenziale bedarf es zudem eines standardisierten Vorgehens, um eine verlässliche Grundlage für die kommunale Wärmeplanung zu gewährleisten.

Bündel an Technologieoptionen für eine erfolgreiche Wärmewende notwendig – Hauptlösungen: Wärmepumpe, Wärmenetze, erneuerbarer Wärme und Wasserstoff

- (16) Der Ausbau von Wärmepumpen ist in allen Versorgungsgebieten die primäre Dekarbonisierungsstrategie in der Raumwärme bis 2030, aber auch langfristig bis 2045. In verdichteten Gebieten müssen weitere Verbraucher an die Fernwärme angeschlossen werden. Der Ausbau ausreichender Planungs-, Installations- und Produktionskapazitäten ist essenziell.
- (17) Der Einsatz von Wasserstoff sichert das Erreichen der langfristigen Klimaziele (nach 2030) in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab. Sofern die Marktentwicklung zu niedrigen Wasserstoffendkundenpreisen führt, erweitert sie den Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. Die Szenarien zeigen, dass für die ökonomische Attraktivität des Einsatzes von Wasserstoff in der dezentralen Raumwärme die Wasserstoffendkundenpreise höchstens halb so hoch wie die Stromendkundenpreise sein sollten. Zusätzlich zum Hochlauf des Erzeugungsmarktes ist ein vorausschauender Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich.

Integrierte Versorgungsinfrastrukturen müssen weiterentwickelt und ein leistungsfähiger H₂-Backbone mit nachgelagerten Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen aufgebaut werden

- (18) Für eine erfolgreiche Wärmewende ist nach erfolgreich durchgeführter kommunaler Wärmeplanung über geeignete regulatorische Maßgaben eine Verbindlichkeit zur Umsetzung auf der kommunalen Ebene herzustellen, da sonst Interessenskonflikte und anderweitige gesetzliche Verpflichtung, wie z.B. die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei allen Kunden, dazu führen könnten, dass die kommunale Wärmewende unnötig verteuert, verlangsamt oder verhindert wird.
- (19) Das Zusammenspiel mit den Entwicklungsplänen einer nationalen und europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist bei der Entwicklung der regionalen Versorgungsinfrastruktur zur Umsetzung auf der kommunalen Ebene herzustellen. Hierfür ist der Aufbau eines leistungsfähigen H₂-Backbones und nachgelagerte Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen eine zwingende Voraussetzung.
- (20) Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ist die zukünftige lokale Versorgungsaufgabe der Verteilnetze anzupassen bzw. zu beschreiben. Die Entwicklung bzw. Transformation der lokalen Verteilnetzinfrastrukturen sollte dieser Versorgungsaufgabe folgen. Dabei sind Umwidmungen und Stilllegung bestehender Leitungen sowie Anpassung der Netztopologie im Rahmen der Transformation der Gasverteilnetze zu prüfen. In Ergänzung zu den vorbereitenden Maßnahmen muss ein regulatorischer Rahmen hierfür noch geschaffen werden. Die Thematik Transformation des Gasnetzes und Umgang mit sinkenden Gasmengen ist regulatorisch noch nicht adressiert. Energiebedarfe lokaler Industrie- und Gewerbeunternehmen sind zu prüfen, insbesondere dort, wo diese einen starken Anteil am lokalen Wärmebedarf haben. Ein direkter Dialog zwischen Versorgern, Kommune und Unternehmen ist notwendig, um die Dekarbonisierungsstrategien der Unternehmen mit der kommunalen Wärmeplanung und dem Umbau oder Verstärkung sowohl der Gas- als auch der Stromverteilnetze in Einklang zu bringen.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	15
1 Ziel und Aufgabenstellung der Studie	17
2 Methode	18
2.1 Auswahl der betrachteten Versorgungsgebiete	18
2.2 Verwendete Modelle und deren Zusammenspiel	19
2.2.1 Energiesystemmodellierung mit dem Modell DISTRICT	20
2.2.2 Aufbereitung von Eingangsdaten für die Modellierung (Strom und Wärme)	22
2.2.3 Aggregation und Disaggregation der Lastprofile Wärme und Strom.....	33
2.2.4 Ermittlung von Technologiepotenzialen	37
2.2.5 Abschätzung des Ausbaubedarfs der Stromnetze.....	40
2.2.6 Vorgehen bei der hydraulischen Bewertung der Umstellung von Erdgasnetzen auf Wasserstoff.....	43
2.3 Eingangsdaten Optimierung	45
2.3.1 Energienachfrage	45
2.3.2 Erzeugungsleistungen und Technologiepotenziale	45
2.3.3 Auswahl der Zeitschritte und des Betrachtungshorizontes	52
2.4 Eingangsdaten Netzsimulation.....	52
2.4.1 Eingangsdaten Stromnetz	52
2.4.2 Eingangsdaten Gasnetz.....	53
3 Beschreibung der betrachteten Szenarien	56
3.1 Narrative der Szenarien	56
3.2 Preis-, Kosten und CO ₂ -Pfade der Szenarien	59
3.2.1 Energieträgerpreise	59
3.2.2 Kosten und Effizienzen der Versorgungstechnologien	65
3.2.3 Investitionskosten Infrastruktur und Sanierung	66
3.2.4 CO ₂ -Pfade der Versorgungsgebiete	69
3.3 Technische Restriktionen der Szenarien	70
3.3.1 Ableitung von Zubaugrenzen einzelner Technologien	70

4	Ergebnisse der einzelnen Versorgungsgebiete.....	73
4.1	Westerstede	73
4.1.1	Systembetrachtung	73
4.1.2	Netzsimulation	79
4.1.3	Sensitivität	84
4.2	Mainz	86
4.2.1	Systembetrachtung	86
4.2.2	Netzsimulation	93
4.2.3	Sensitivität	99
4.3	Fellbach	101
4.3.1	Systembetrachtung	101
4.3.2	Sensitivität	107
4.4	Burg	110
4.4.1	Systembetrachtung	110
4.4.2	Sensitivität	116
5	Vergleichende Analyse der Versorgungsgebiete.....	119
5.1	Energieträger	119
5.2	Technologien Wärmeversorgung	121
5.2.1	Raumwärme	122
5.2.2	Prozess- und Fernwärme	123
5.2.3	Fazit	125
5.3	Absatzmengen und Infrastrukturen	125
5.3.1	Gasnachfrage und -netze	125
5.3.2	Stromnachfrage, -erzeugung und -netze	127
5.3.3	Fazit	131
5.4	Kosten der Transformation	132
5.5	Wasserstoffbedarf und Verfügbarkeit	135
5.6	Strombedarf	136
5.7	Ausblick auf die Kommunale Wärmeplanung	137
5.7.1	Definition der ökonomischen und technischen Parameter	137
5.7.2	Mögliche Rolle der Kommunalen Wärmeplanung	139
6	Fazit.....	140
7	Literaturverzeichnis	141

8	Anhang	145
8.1	Algorithmus zur Disaggregation der Technologien auf Gebäudeebene	145
8.2	Thermische Erzeugungsleistungen in Mainz, Fellbach und Burg.....	146
8.3	Anhang Kosten und Effizienzen der Versorgungstechnologien	149
8.3.1	KWK	149
8.3.2	Brennwertkessel.....	150
8.3.3	Wärmepumpe	151
8.3.4	Andere Wärmeerzeuger	153
8.3.5	Elektrolyseur	153
8.3.6	Wind.....	154
8.3.7	Photovoltaik und Solarthermie	154
8.3.8	Tiefe Geothermie	155
8.3.9	Speicher.....	155
8.4	Begrenzungen der Zubauleistung	157
8.5	Wertetabellen	158
8.5.1	Westerstede.....	159
8.5.2	Mainz	164
8.5.3	Fellbach	168
8.5.4	Burg.....	174
8.5.5	Gesamtkosten, Wärmebereitstellung, Stromnachfrage aller Versorgungsgebiete.....	184

Abkürzungsverzeichnis

Air GWP PP-IND	Luft-Großwärmepumpe für die Industrie in Burg
COP	Coefficient of Performance
Dena	Deutschen Energie-Agentur
EFH	Einfamilienhäuser
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GWP	Großwärmepumpe
GWP FW	Großwärmepumpe Fernwärme
IND	Industriegebäude bzw. -verbräuche
K. Biomasse FW	Kessel (Biomasse) Fernwärme
K. Gas FW	Kessel (Gas) Fernwärme
K. H ₂ FW	Kessel (Wasserstoff) Fernwärme
K. H ₂ PP-IND	Kessel (Wasserstoff) für die Industrie in Burg
K. Öl FW	Kessel (Öl) Fernwärme
K.Biomasse	Kessel (Biomasse)
K.Gas	Kessel (Gas)
K.H ₂	Kessel (Wasserstoff)
K.Öl	Kessel (Öl)
KWK	Kraftwärmekopplung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung (Gas)
KWK Biomasse	Kraft-Wärme-Kopplung (Biomasse)
KWK Biomasse FW	Kraft-Wärme-Kopplung (Biomasse) Fernwärme
KWK FW	Kraft-Wärme-Kopplung (Gas) Fernwärme
KWK H ₂	Kraft-Wärme-Kopplung (Wasserstoff)
KWK H ₂ FW	Kraft-Wärme-Kopplung (Wasserstoff) Fernwärme
MFH	Mehrfamilienhäuser
Nachfrage Ind	Wärmenachfrage (Industrie)

Nachfrage Res	Wärmenachfrage (Haushalte)
NWG	Nichtwohngebäude
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
PtH	Direkt-Stromkessel (Power-to-heat)
PtH FW	Direkt-Stromkessel (Power-to-heat) Fernwärme
PtH PP-IND	Direkt-Stromkessel für die Industrie in Burg
RLM	registrierende Leistungsmessung
RW	Raumwärme
Sole GWP PP-IND	Sole-Großwärmepumpe für die Industrie in Burg
ST	Solarthermie
Th	thermisch
TWW	Trinkwarmwasser
WG	Wohngebäude
WP	Wärmepumpe (Sole/Luft)

1 Ziel und Aufgabenstellung der Studie

Die Erreichung der CO₂-Reduktionsziele bis 2030 und der Klimaneutralität im Jahr 2045 macht schnelles, aber auch volkswirtschaftliches und energiewirtschaftlich sinnvolles Handeln im Wärmesektor notwendig. Dies führt insbesondere für die benötigte lokale Energieinfrastruktur zu der aktuellen Fragestellung, wie diese im Zuge der Dekarbonisierung im Wärmesektor und speziell in seinen verschiedenen Bereichen Gebäude, Gewerbe und Industrie sinnvoll und zukunftsfähig umgebaut und erweitert werden muss.

Die vorliegende, von der Fraunhofer-Gesellschaft im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates angefertigte Studie stellt sich der Aufgabe, auf Basis lokaler Gegebenheiten an vier Fallbeispielen (Bottom-Up) Pfad-Optionen für eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors aufzuzeigen und dabei die Rolle des Wasserstoffs in einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 zu untersuchen. Um das volle Spektrum von Entscheidungskriterien, Zielsetzungen und ökonomischen Randbedingungen widerspiegeln zu können, die in der Realität vor Ort für die einzelnen Akteure und Entscheidungsträger relevant und handlungsleitend sind, sind im Wärmesektor insbesondere die lokalen Infrastrukturen, die Vielfalt der Gebäudestrukturen und gewerblichen und industriellen Struktur, sowie beteiligte Nutzer entscheidende Aspekte.

Im Projekt wurden als Fallbeispiele Mainz, Fellbach, Westerstede und Burg als typische lokale Versorgungsgebiete ausgewählt, um die Bottom-Up-Analyse durchzuführen.

Aufgrund der Bandbreite der Einschätzungen zu Entwicklungspfaden der Kosten und Preise unterschiedlicher Energieträger und der oben beschriebenen Differenz zwischen lokaler Situation und Top-Down Lösungspfaden, hat die Bottom-Up Studie zum Ziel, unter Berücksichtigung lokaler Infrastrukturen, geografischer Lage und dem dort real existierenden Gebäudebestand für vier Versorgungsgebiete Transformationspfade hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung zu bewerten und die Abhängigkeiten der Transformationspfade von bestimmten lokalen Charakteristika zu analysieren. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf der Fragestellung, welche Technologien in der Raumwärme unter Einbezug der Sanierungs- und Infrastrukturkosten den kostenoptimalen Versorgungsmix bereitstellen können. Dazu arbeitet die Studie mit dem Ansatz über Szenarien mögliche Entwicklungspfade aufzuzeigen und zu vergleichen. Weiterhin kombiniert die Studie ein Energiesystemmodell mit Strom- und Gasnetzmodellen um die resultierenden Auswirkungen auf die Infrastruktur quantitativ und integrativ über die Aspekte Bereitstellung, Speicherung, Verteilung und Bedarf analysieren zu können.

Die vorliegende Studie wurde in einem Zeitraum erstellt, in dem aufgrund des russischen Angriffskrieges in der Ukraine die Gegebenheiten und der Zustand der Energiemärkte unter erheblichem Druck und Veränderungen unterliegen. Die Themen Energieversorgungssicherheit und Import von Energieträger werden neu beurteilt. Gleichzeitig hat sich im Wärmesektor durch die hohen Energiepreise eine neue Dynamik entwickelt, die den Umbau zusehend beschleunigen wird.

2 Methode

Im Folgenden wird die Methodik der Studie beschrieben, beginnend bei der Auswahl der betrachteten Versorgungsgebiete (Kapitel 2.1), über die Modellkette und die darin enthaltenen Modelle (Kapitel 2.2, insb. siehe Abb. 3), bis zur Datenerhebung und -aufbereitung zur Nutzung der angewandten Modelle (Kapitel 2.3 und 2.4).

2.1 Auswahl der betrachteten Versorgungsgebiete

Ziel der Auswahl der Versorgungsgebiete ist es, die heterogene Struktur des Wärmebereichs (in den Sektoren Industrie und Gebäuden) zu berücksichtigen, um möglichst übertragbare Ergebnisse und Aussagen für den gesamten Wärmebereich in Deutschland zu erhalten.

Zunächst wurde für 13 Energieversorgungsunternehmen (EVU), die dem NWR eine Kooperation im Rahmen des Vorhabens angeboten haben, eine Sichtung der Eignung durchgeführt. Diese erfolgte anhand der Kriterien: vorhandene Siedlungsstrukturen, Anteile der Industrie- und Gewerbefläche an der Gemeindefläche und verfügbare sowie bereits vorhandene Daten (z.B. aus Vorstudien). Folgende Stadtgebiete mit ihren Energieversorgern standen zur Auswahl:

- (1) Burg (Stadtwerke Burg GmbH)
- (2) Dortmund (DEW 21)
- (3) Dresden (SachsenEnergie AG)
- (4) Ehingen (Ehinger Energie GmbH & Co. KG)
- (5) Fellbach (Stadtwerke Fellbach GmbH)
- (6) Gießen (Stadtwerke Gießen AG)
- (7) Helmstedt und Umland (Avacon AG)
- (8) Leipzig (Stadtwerke Leipzig GmbH)
- (9) Ludwigsburg (Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim GmbH)
- (10) Mainz (Mainzer Stadtwerke AG)
- (11) Neubrandenburg (Neubrandenburger Stadtwerke GmbH)
- (12) Werra-Suhl-Tal (TEAG Thüringer Energie)
- (13) Westerstede (EWE AG)

Auf Basis dieser Sichtung sowie detaillierten Gesprächen mit den EVU und in Abstimmung mit dem NWR wurden die folgenden vier Versorgungsgebiete als Untersuchungsgebiete ausgewählt, die eine unterschiedliche Konfiguration in Bezug auf ländliche-urbane Gebäude- und Stadtstruktur sowie Wärmenetznutzung vorweisen. Außerdem weisen sie unterschiedliche Energienachfrage der Industrie auf und sind geographisch über Deutschland verteilt:

- Urban mit hoher Energienachfrage durch Industrie: **Stadtgebiet Mainz**
- Urban mit mittlerer Energienachfrage durch Industrie: **Stadtgebiet Fellbach** (bei Stuttgart)
- Ländlich mit hoher Energienachfrage durch Industrie: **Stadtgebiet Burg** (bei Magdeburg)
- Ländlich mit mittlerer Energienachfrage durch Industrie: **Stadtgebiet Westerstede** (bei Oldenburg)

In der nachfolgenden Tab. 2 sind wesentliche Charakteristika der vier Untersuchungsgebiete zusammengefasst.

Tab. 2: Charakteristika der vier Untersuchungsgebiete (Nachfragen und Industrieanteile auf Basis eigener Berechnungen, siehe Kapitel 2.3.1; Bevölkerungsdichte vom statistischem Bundesamt [1])

Stadt	Bevölkerungs- dichte [Personen /km ²]	Stromnach- frage [GWhel]	Industriean- teil Strom [%]	Wärmenach- frage [GWhth]	Industrieanteil Wärme [%]
Mainz	2.226	1.268	42	2.299	32
Fellbach	1.629	193	9	472	6
Burg	136	170	72	754	75
Wester- stede	131	116	24	413	7

2.2 Verwendete Modelle und deren Zusammenspiel

Die verwendete Methodik zur Berechnung und Bewertung von Szenarien zur Transformation des Wärmesektors beruht auf drei zentralen Elementen:

1. Der Berechnung von gebäudescharfen Nutzenergieprofilen für Strom und Wärme und installierten Leistungen der Wärmeerzeuger mit anschließender Aggregation auf Basis der verfügbaren Daten zu aktuellen Verbräuchen und Gebäudestruktur.
2. Die Modellierung im Energiesystemmodell DISTRICT [2] zur Berechnung kostenoptimaler Szenarien, unter Berücksichtigung der in Punkt 1 genannten Eingangsdaten und Setzung von Preispfaden und technischen Restriktionen in Form von Szenarien (siehe Kapitel 3).
3. Die Modellierung der Strom- und Gasnetze mit den Modellen pandapower bzw. pandapipes [3, 4] auf Basis technischer Informationen zum Bestandsnetz der EVU und unter Annahme zukünftiger Ein- und Ausspeisungen auf Basis der Ergebnisse der Szenarien aus Punkt 2 mit dem Ziel, Aussagen zu Netzbelastung und Grenzwertverletzungen sowie (teilweise) zu Ausbaubedarfen zu generieren.

Aufgrund technischer Anforderungen und Limitationen der Modelle wurden die gebäudescharfen Informationen in DISTRICT zu Knoten aggregiert. Für die Modellierung in pandapower und pandapipes erfolgte wiederum eine Disaggregation der DISTRICT Ergebnisse auf Gebäudeebene. Aufgrund der Datenlage und des Zeitrahmens der Studie erfolgt die Netzsimulation für Westerstede und Mainz, jedoch nicht für Fellbach und Burg. Die Methodik der Berechnungen, der Modelle und der (Dis-)Aggregation ist im Folgenden dargestellt und in Abb. 3 zusammengefasst.

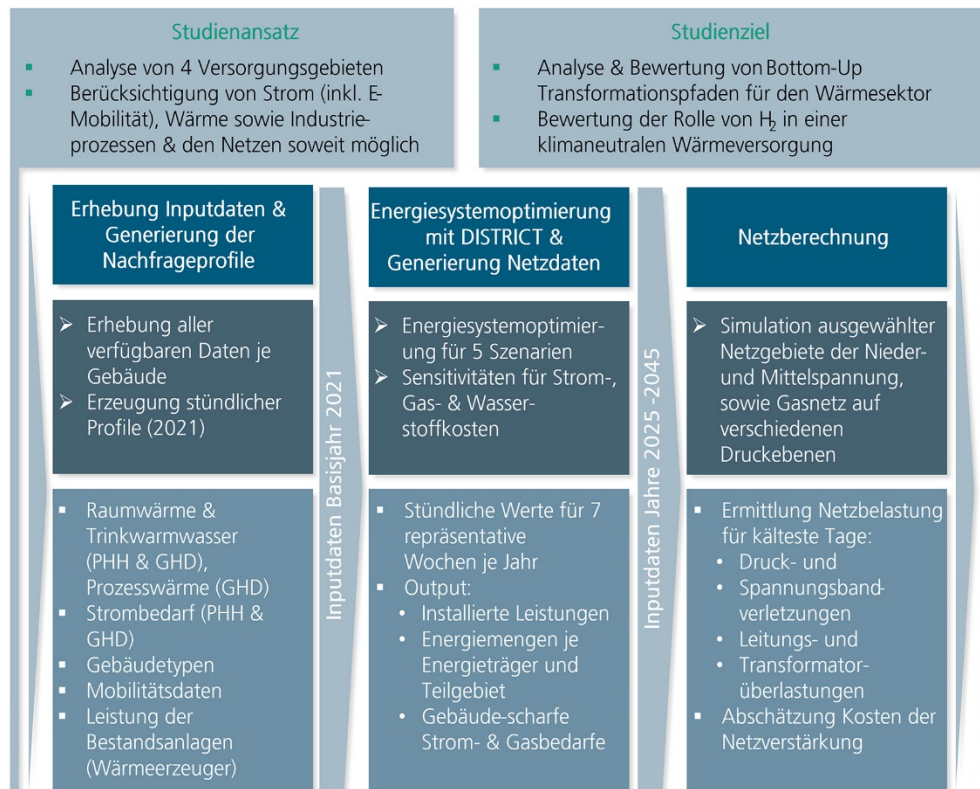


Abb. 3: Schematische Beschreibung des verwendeten Modellframeworks

2.2.1 Energiesystemmodellierung mit dem Modell DISTRICT

Das Modell DISTRICT ist ein intersektorales, regionales Energiesystemmodell, das die kostenminimalen Investitionsentscheidungen und den Betrieb der installierten Technologien eines bestimmten Energiesystems über alle Sektoren optimiert. Die Optimierung erfolgt mit »perfect foresight«. Das heißt, dass jeder Parameterwert dem Modell zu jedem Zeitpunkt bekannt ist und entsprechend alle relevanten Entscheidungen mit »perfektem Wissen« getroffen werden. Das Modell ist eine Eigenentwicklung des Fraunhofer ISE und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Der Fokus des Modells kann durch unterschiedliche Vertiefungsmodule an die spezifischen Anforderungen eines bestimmten, real vorliegenden Energiesystems angepasst werden und erlaubt dadurch die Optimierung von Transformationspfaden für regionale Systeme unter Berücksichtigung unterschiedlicher Restriktionen und Eingangsparameter. Die Transformationspfade können beispielsweise unter Berücksichtigung von jahreszeitlichen Schwankungen der Nachfrage oder erneuerbaren Erzeugung gestaltet werden und für unterschiedliche Szenarien, z.B. mit unterschiedlichen Preispfaden, analysiert werden. Der betrachtete Zeitraum ist flexibel definierbar. Dies beinhaltet sowohl den Zeithorizont, d.h. wie viele und welche Jahre betrachtet werden sollen, als auch die Detailtiefe innerhalb des Zeitraums. Letztere bedeutet, dass entweder jede Stunde oder jede Viertelstunde eines betrachteten Zeitraums modelliert wird. Das Ziel der Modellierung ist ein hoher technologischer Detailgrad bei der Abbildung des Energiesystems kombiniert mit einer großen Gestaltungsfreiheit bei der Systemauslegung. Daher sind nur die Energienachfrage, die verfügbaren Technologien und die unterschiedlichen Energieträger sowie deren Kosten vorgegeben, so dass der Transformationspfad modellendogen optimiert werden kann.

DISTRICT bildet Energiesysteme durch Knoten ab, die einzelne Gebäude oder verschiedene Regionen bzw. aggregierte Gebäude innerhalb des betrachteten Energiesystems repräsentieren. Die Definition der Knoten hängt von der Größe des Versorgungsgebiets und den Einzelgebäuden ab. Zur Abbildung einer Vielzahl von Gebäuden werden mehrere Gebäude zu einem Knoten aggregiert, was allerdings zu Unschärfen führen kann.

Bei der Abbildung des Energiesystems in DISTRIC, unabhängig davon ob das System aggregiert dargestellt wird oder nicht, ist entscheidend, dass die Daten zu dem betrachteten Energiesystem vorliegen. Gewisse Datenlücken bzw. -unschärfen können ausgeglichen werden, allerdings besteht die Gefahr, dass die Aussagekraft mit jeder weiteren Ergänzung von fehlenden Daten abnimmt.

Jedem Knoten kann eine spezifische Wärme-, Kälte- und Stromnachfrage zugeordnet werden, die zu jedem Zeitschritt in jedem betrachteten Jahr gedeckt sein muss. Zur Deckung der knotenspezifischen Energiebedarfe können in DISTRIC alle gängigen und zukünftigen Energieerzeugungstechnologien und -speicher abgebildet werden. Die Technologien werden anhand technischer (bspw. Wirkungsgrad) und ökonomischer (bspw. fixe und variable Kosten) Parameter charakterisiert und mit spezifischen Lebensdauern versehen. Wird die Lebenszeit einer Technologie überschritten, muss diese durch eine neue Technologie ersetzt werden, was mit entsprechenden Investitionskosten einhergeht. Zu Beginn der Optimierung werden jedem Knoten spezifische vorinstallierte Leistungen zugeordnet, die üblicherweise den Status-quo repräsentieren, und Potenziale für jede Technologie definiert. Die einzelnen Knoten können zusätzlich durch Versorgungsnetze miteinander verbunden sein, die jeweils den Transport von Strom, Wärme und Kälte ermöglichen. Das Modell optimiert den Einsatz der Technologien bzw. Versorgungsnetze und kann dafür die bereits installierten Leistungen nutzen, neue Technologien sowie Versorgungsinfrastruktur installieren bzw. alte erweitern. Für jeden Knoten können zusätzlich Energieformen definiert werden, die das Modell importieren kann (bspw. Strom durch das öffentliche Stromnetz). Die Versorgungsinfrastruktur, wie das Strom-, Wärme- und Kältenetz, sind in DISTRIC als Transportmodell mit definierbaren Übertragungskapazitäten und Anschlussleistungen implementiert. Dadurch wird eine Abschätzung des Netzausbaus sowie die Analyse möglicher Wechselwirkungen zwischen den definierten Knoten und der Versorgungsinfrastruktur ermöglicht. Die vereinfachte Darstellung als Transportmodell erlaubt allerdings keine detaillierte Netzauslegung oder -simulation. Im Projekt wurde DISTRIC daher mit Netzmodellen gekoppelt (siehe folgender Abschnitt).

Alle Wärme- und Kältenachfragen werden anhand von Temperaturniveaus charakterisiert und können nur von vorher definierten Technologien gedeckt werden. Dies bedeutet, dass nach Niedrigtemperaturwärme, wie sie z.B. im Neubau mit Fußbodenheizung genutzt wird, Heizkreisläufen mit mittleren bis hohen Vorlauftemperaturen, wie sie heute in vielen Gebäuden mit älteren Heizsystemen üblich sind, und Prozesswärme für die Industrie unterschieden wird. Für jedes Temperaturniveau wird beschrieben, welche Technologie dieses decken kann, da die Prozesswärme zum Beispiel andere technische Anforderungen stellt als die Raumwärme. Die Darstellung der Wärme- und Kältenachfrage anhand von Temperaturniveaus erlaubt die Analyse von Synergieeffekten beim Ausbau und Betrieb der verschiedenen Technologien und den Sanierungsmöglichkeiten. Durch die flexible Darstellung von Energiesystemen über Knoten und Nachfragen inklusive deren Temperaturniveaus können in DISTRIC sowohl Wohngebäude als auch Nicht-Wohngebäude sowie Prozesse in Industrie und GHD abgebildet und optimiert werden. Dafür werden knotenspezifische Prozesse definiert, für die auch Prozessmaßnahmen wie Lastmanagement oder Effizienzmaßnahmen in Betracht gezogen werden können.

Der beschriebene Aufbau des DISTRICT Modells ermöglicht es, Energiesysteme zu analysieren, in denen Wechselwirkungen zwischen einzelnen Knoten oder Energiesektoren entstehen, bspw. bei der dezentralen Erzeugung von erneuerbarer Energie und dem lokalen Ausgleich von Überschusserzeugung. Abb. 4 zeigt schematisch ein Energiesystem, das in DISTRICT abgebildet ist. Die einzelnen Bedarfs- und Versorgungsknoten können durch ein Strom-, Gas- und Wärmenetz verbunden sein.

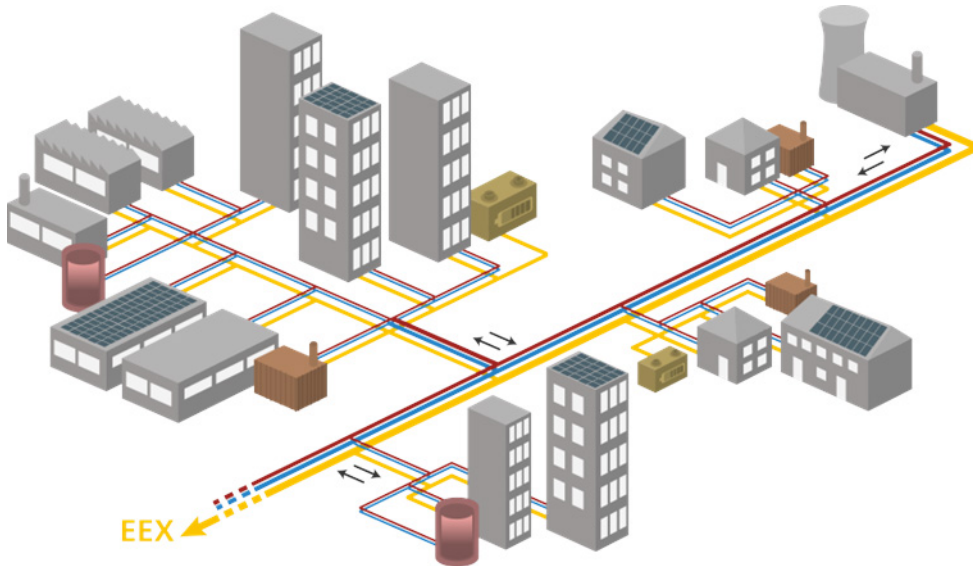


Abb. 4: Beispielhafte Energiesystemabbildung im Rahmen des DISTRICT Modells;
©Fraunhofer ISE

Das Modell DISTRICT ist als lineares Optimiermodell geschrieben, das mit darauf abgestimmten Solvern gelöst wird (bspw. CPLEX oder Gurobi). Als Lösung wird eine Datei erstellt, die sehr detailliert alle Werte für alle Variablen in jedem Zeitschritt enthält. Dadurch kann die Ergebnisanalyse der spezifischen Fragestellung angepasst werden und eine aussagekräftige Ergebnisanalyse durchgeführt werden.

2.2.2 Aufbereitung von Eingangsdaten für die Modellierung (Strom und Wärme)

Zur Modellierung der Versorgungsgebiete in DISTRICT müssen die verfügbaren Informationen zur Energienachfrage und -versorgung der Gebäude aufbereitet werden. Die dabei erfolgten Schritte werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben:

- Kapitel 2.2.2.2: Generierung von Nutzenergieprofilen (Raumwärme, Trinkwarmwasser (TWW) und Strom)
- Kapitel 2.2.2.3: Zuordnung von Wärmeerzeugern zu Gebäuden
- Kapitel 2.2.2.4: Bestimmung der installierten thermischen Leistung von Gebäuden und Industrie

Als Startjahr der Modellierung wird das Jahr 2021 gesetzt. Zum einen sind die Daten für 2021 die aktuellsten, zum anderen sollten Effekte der Corona-Pandemie, insbesondere bei den Industrieprozessen, möglichst wenig Eingang in die Modellierung finden. In Fällen, in denen Verbrauchsdaten der EVU aus anderen Jahren als 2021 verwendet wurden, erfolgte für die Raumwärmebedarfe eine Bereinigung anhand von Gradtagszahlen.

2.2.2.1 Verwendete und verfügbare Informationen zur Modellierung von Lastprofilen für Gebäude und Industrie

Die wichtigsten Daten zur Generierung stündlicher Lastprofile des Wärme- und Stromverbrauchs für jedes Gebäude sind:

- Jährlicher Wärmebedarf (Raumwärme und TWW) und
- Jährlicher Stromverbrauch

Diese Daten wurden für Mainz und Fellbach direkt von den EVU zur Verfügung gestellt auf Basis vorangegangener Studien, die u.a. reale Absatzmengen leitungsgebundener Energieträger berücksichtigen [5]. Für die bekannten jährlichen Verbräuche erfolgte eine stündliche Verteilung der Bedarfe anhand normierter Profile (Beschreibung der Generierung der Profile im Abschnitt 2.2.2.2).

Da in Westerstede und Burg keine Verbrauchs- und Gebäudeinformationen aus vorherigen Studien vorlagen wurden die Verbräuche der Gebäude auf Basis von öffentlich verfügbaren LoD2-Daten (, d.h. vereinfachten 3D-Gebäudemodellen mit Informationen zu Grundriss, Höhe und Dachform der Gebäude) und OpenStreetMap-Daten zur Nutzung mit Hilfe eines KI-Modells abgeschätzt¹ und daraus synthetische Profile für jedes Gebäude mit Hilfe der Programme synGHD [6] und synPro [7] berechnet. Für die Berechnung der Wärmelastprofile wurden die Wetterdaten von 2021 verwendet.

Die geschätzten Profile werden in Westerstede anhand der folgenden realen Verbrauchsdaten, die von den EVU zur Verfügung gestellt wurden, so skaliert², dass sie den realen Verbräuchen entsprechen:

- Gasverbrauch je Abrechnungsstelle
- Stromverbrauch je Abrechnungsstelle

Für die übrigen Energieträger (z.B. Öl und Biomasse) werden direkt die geschätzten Verbräuche verwendet aufgrund fehlender Verbrauchsinformationen zur Skalierung und Validierung.

Für Burg ist nur der kumulierte Gas-, Strom- und Fernwärmeverbrauch des gesamten Versorgungsgebiets ohne geografische Zuordnungen bekannt. Es erfolgte lediglich eine Validierung der geschätzten Daten für das gesamte Versorgungsgebiet, jedoch keine Skalierung. Die Validierung zeigte eine gute Übereinstimmung der Schätzwerte mit den realen Verbräuchen im Bereich der Standardlastprofile. Im Kundensegment mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) konnten die übermittelten Daten des EVU direkt verwendet werden.

In allen Versorgungsgebieten erfolgt die Berücksichtigung der im Marktstammdatenregister geführten installierten Anlagen zur Stromerzeugung. Daraus werden folgende Informationen verwendet:

¹ Die Berechnung der Verbrauchsdaten und Ermittlung der Gebäudeinformationen erfolgte in diesen Fällen durch die greenventory GmbH und wurden an die Auftragnehmer zur weiteren Verarbeitung übermittelt.

² Zu beachten ist hierbei, dass nicht alle Verbrauchsadressen Geokoordinaten von Gebäuden zugeordnet werden konnten. Wo es möglich war, erfolgt jedoch o.g. Skalierung

- KWK:
 - Installierte elektrische Leistung, woraus sich die thermische Leistung über die Stromkennzahl¹ errechnen lässt
 - Geokoordinaten² der KWK. Darüber erfolgt eine Zuordnung zum nächstgelegenen Gebäude, falls es sich nicht um ein Fernwärme-KWK handelt (Information der Fernwärmeanlagen von den EVU lag vor), u.a. um die Größe des notwendigen Gas-Spitzenlastkessel zu berechnen, für den Fall, dass die installierte thermische Leistung laut Marktstammdatenregister geringer ist als die berechnete auf Basis der Verbrauchsdaten (Berechnung dazu siehe Kapitel 2.2.2.4).
- PV:
 - Installierte elektrische Leistung
 - Geokoordinaten zur Zuordnung zu Gebäuden

Bei PV sind maximal die Hälfte der Anlagen im Untersuchungsgebiet mit Geokoordinaten (teilweise < 15 %) versehen, daher erfolgte eine zufällige Verteilung der weiteren Leistungen auf die Gebäude auf Basis der berechneten gebäudescharfen Potenziale, bis die Gesamtleistung eines Untersuchungsgebiets erreicht ist.

Außerdem wurden in Mainz, Westerstede und Burg historische stündliche Strom- und Gasbezugsprofile der größten RLM-Kunden im Versorgungsgebiet verwendet, um Verbrauchsverhalten von Großkunden, insbesondere Industrie, korrekt abzubilden.

2.2.2.2 Generierung Lastprofile Nutzenergie

Grundlegende Informationen für die Generierung der normierten Profile je Gebäude sind:

- Gebäudetyp: Wohngebäude, Nicht-Wohngebäude (NWG) oder Industriegebäude
- Funktion des Gebäudes: Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Krankenhaus, Schule, usw.
- Jahr der Errichtung des Gebäudes

Diese Informationen lagen in Mainz und Fellbach (Nutzungsart NWG nur nach eigener Recherche) vor. In diesen Fällen wurden zunächst normierte Profile, deren Erstellung im Folgenden beschrieben ist, berechnet und dann mit den übermittelten Verbräuchen der EVU (siehe Abb. 5). Für die anderen beiden Untersuchungsgebiete wurden direkt die geschätzten Verbräuche (Methodik siehe Kapitel 2.2.2.1) zur Skalierung verwendet.

¹ Vereinfacht werden alle KWK-Anlagen als Gas-KWK angenommen (keine Unterscheidung in Biomasse, Erdgas und Öl). Fernwärme-KWK werden in DISTRICT berücksichtigt, aber nicht bei der Bestimmung der Nutzenergieprofile und installierten Leistungen je Gebäude, um eine Doppelzählung für Gebäude mit Fernwärmeanschluss zu vermeiden. Bei der Disaggregation zur Netzsimulation wurden jedoch die Biomasse-KWK als solche berücksichtigt, um die Belastung des Gasnetzes korrekt abzubilden.

² Es wurden lediglich Anlagen berücksichtigt, die mit Geokoordinaten versehen sind. Diese stellen jedoch den Großteil der Leistung dar (ca. 90 % in Fellbach, in alle anderen Gebiete > 98 %).

Berechnung der Wärmebedarfsprofile für Wohngebäude

Zur Berechnung der Nutzenergieprofile für Wohngebäude wurde im ersten Schritt der gesamte Nutzwärmebedarf je nach Alter und Funktion des Gebäudes entsprechend der Darstellung in Raumheizung (RW) und Trinkwarmwasserbereitung (DHW bzw. TWW) unterteilt (siehe Abb. 6).

Im nächsten Schritt wurden mit dem Tool synPRO [7] für jedes Gebäude generische Profile für den TWW-Bedarf erstellt. Dazu wurde zunächst ein Datenpool an unterschiedlichen Profilen für jeden Gebäudetyp gebildet. Jeder Pool umfasst ca. ein Fünftel der Gebäude eines Gebäudetyps in einer Region. In Fellbach zum Beispiel betrug die Poolgröße 1463 Profile für 6482 Gebäude. Für jedes Gebäude wurde aus dem Pool seines Gebäudetyps zufällig ein Profil gewählt.

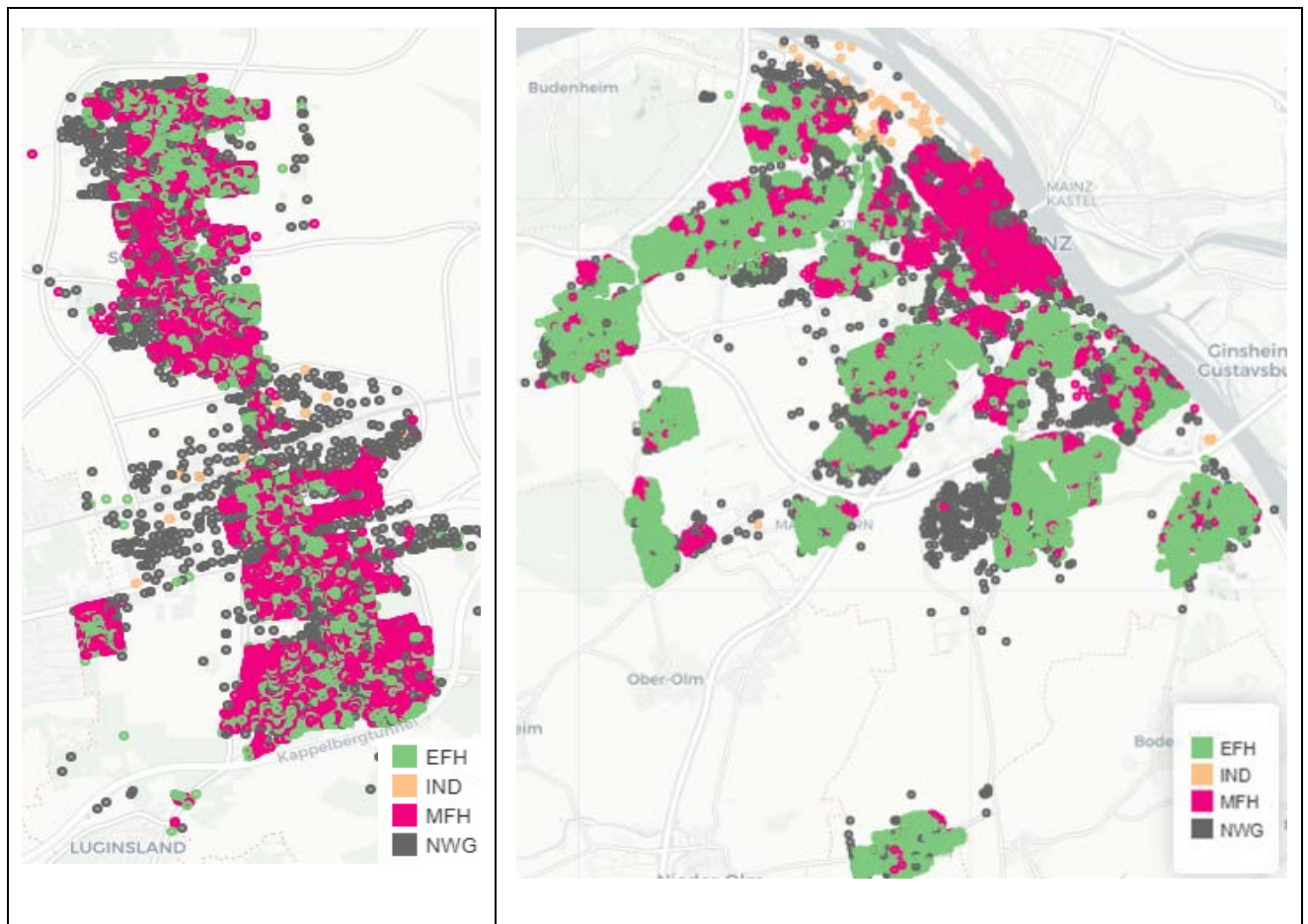


Abb. 5: Verteilung der Gebäudestruktur in Fellbach und Mainz nach Gebäudetyp (eigene Darstellung)

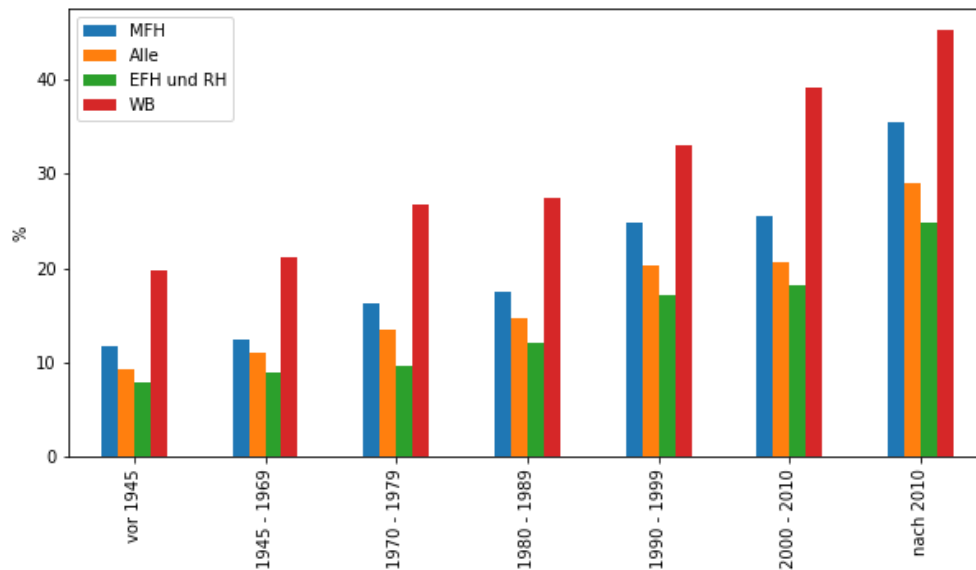


Abb. 6: Trinkwarmwasseranteile am gesamten Nutzwärmebedarf differenziert nach Gebäudetyp und Baualter (eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Projekt Hotmaps [8]; Wohnblock (WB), Einfamilien- und Reihenhäuser (EFH und RH), Mehrfamilienhäuser (MFH))

Die Berechnung der Raumwärme-Profile erfolgte nach einer Methode, die auch im EU-Projekt Hotmaps [8] angewendet wurde. Dazu werden »Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen« nach dem Praxisleitfaden des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) verwendet, um Effekte der Außentemperatur, Trägheit der Gebäudemasse, Speicher und unterschiedliche Heizgrenzen der Gebäude zu berücksichtigen. Für jeden Tag wird ein normiertes Standardlastprofil aus einer Profilschaar, die in Abb. 7 dargestellt ist, verwendet. Die Auswahl des Profils erfolgt auf Basis der gesetzten Heizgrenztemperatur der Gebäudes T_{Bezug} und der äquivalente Tages-Mitteltemperatur $T_{m,\bar{a}}(d)$ des Gebäudes mit:

$$dT = T_{\text{Bezug}} - T_{m,\bar{a}}(d)$$

wobei sich die äquivalente Tages-Mitteltemperatur $T_{m,\bar{a}}(d)$ aus dem Tagesmittel des aktuellen Tages und der Vortage nach der Formel:

$$T_{m,\bar{a}}(d) = 0,5 * T_m(d) + 0,3 * T_m(d - 1) + 0,15 * T_m(d - 2) + 0,05 * T_m(d - 3)$$

berechnet.

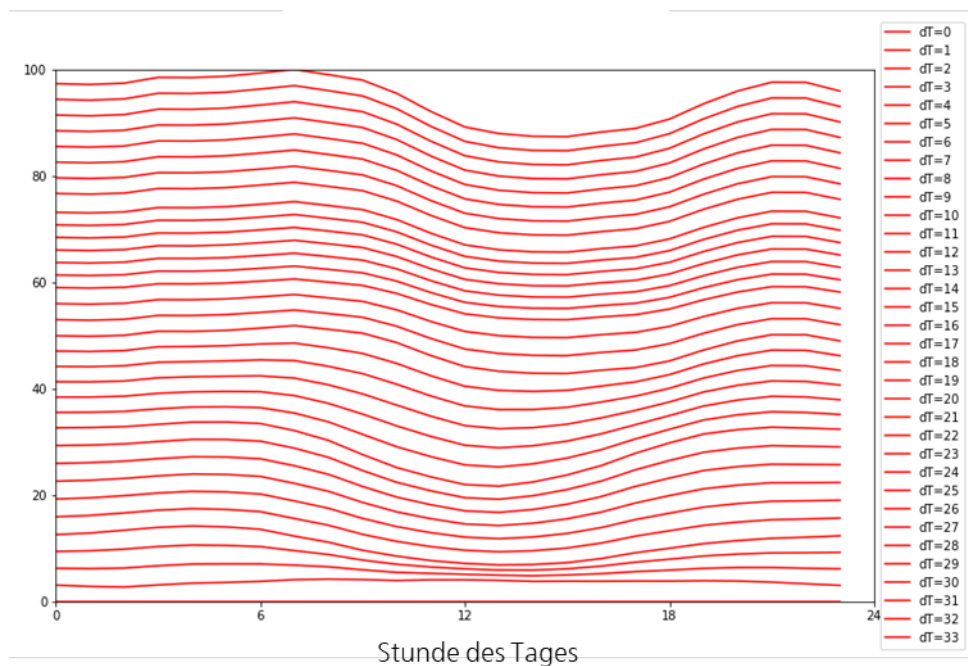


Abb. 7: Profilschaar für Raumwärme-Standardlastprofile (eigene Darstellung in Anlehnung an das Projekt Hotmaps [8])

Berechnung der Wärmebedarfsprofile von Nicht-Wohngebäuden

Zur Berechnung der Nutzenergieprofile für Nichtwohngebäude wurde in Analogie zu den Wohngebäuden im ersten Schritt der gesamte Nutzwärmebedarf je nach Nutzungsart des Gebäudes entsprechend der Darstellung in Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung unterteilt:

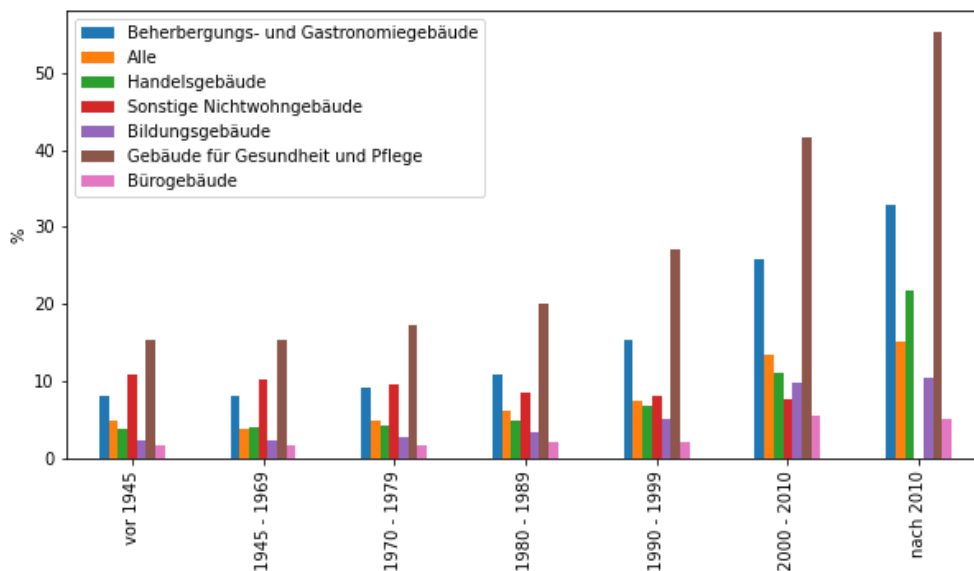


Abb. 8: Trinkwarmwasseranteile am gesamten Nutzwärmebedarf der NWG differenziert nach Nutzungsart und Baualter (eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Projekt Hotmaps [8])

Die Berechnung der normierten Profile erfolgt ebenfalls nach der im EU-Projekt Hotmaps entwickelten Methodik. Dazu werden die dort veröffentlichten generischen normierten Profile für Trinkwarmwasser und Raumwärme im GHD-Sektor verwendet. Erstere unterscheiden sich vor allem hinsichtlich Wochen- oder Feiertage. Letztere daneben noch aufgrund der Außentemperatur, wie in Abb. 9 dargestellt.

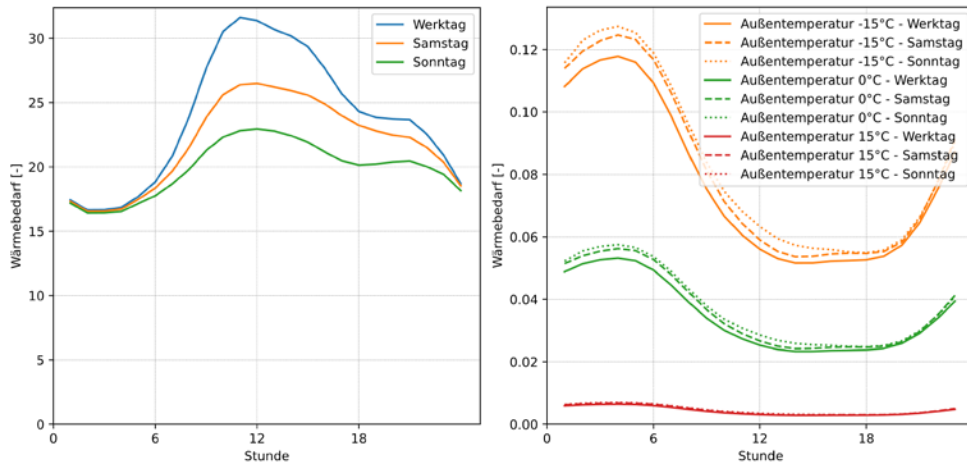


Abb. 9: Exemplarischer Verlauf der normierten Lastprofile im GHD-Sektor für die TWW- (links) und RW-Profil (rechts) (eigene Darstellung auf Basis von Daten aus dem Projekt Hotmaps [8])

Soweit die Nutzungsart der NWG näher recherchiert werden konnte (im Fall Fellbach für die größten 20 Verbraucher) oder vorhanden war (z.B. in den Mainzer Eingangsdaten), werden statt der generischen Profile für den gesamten GHD-Sektor des Hotmaps-Projekts spezifische Profile für die Nutzungsart aus dem Projekt FlexGeber [9] verwendet¹.

Berechnung der Wärmebedarfsprofile von Industriegebäuden

Der Wärmebedarf der Industrie wird nicht in Raumwärme und Trinkwarmwasser unterschieden, da davon auszugehen ist, dass Prozesswärmebedarfe dominant sind. Aus diesem Grund wird das Wärmebedarfsprofil für den NWG-Typ »Produktions-, Werkstatt-, Lager- und Betriebsgebäude« aus dem Projekt FlexGeber [9] verwendet.

Für Fälle, in denen die EVU stündliche RLM-Gasverbrauchsprofile für ihre größten Industriebetriebe zur Verfügung gestellt haben, wurden diese anstelle des zuvor genannten Profils verwendet. Für Mainz waren dies die 15 größten Verbraucher, für Westerstede die größten vier und für Burg der größte Verbraucher. Aufgrund fehlender Informationen zu den genutzten Wärmeerzeugern in den Industriebetrieben, wurde pauschal ein Wirkungsgrad von 90 % zur Umrechnung der RLM-Gasverbrauchsprofile in Prozesswärmebedarf unterstellt.

Einfluss energetische Sanierung Gebäudehülle

Für alle Gebäude außer Gebäuden im Sektor Industrie wurden in den Szenarien Effekte von Sanierungen berücksichtigt. Dazu wurde in Abstimmung mit dem NWR ein einheitlicher Zielzustand (2021-2045) der Sanierungstiefe bei KfW-70 festgelegt. Für jedes Szenario wurden außerdem konstante durchschnittliche Sanierungsraten von 1,2 %

¹ Die Klassifizierung der Nutzungsart orientiert sich dabei an der NWG-Typologie aus dem Projekt dataNWG (<https://www.datanwg.de>).

(Szenario 1) bzw. 1,8 % (Szenarien 2, 3, 3A, 3B) angenommen. Die daraus resultierende Nutzenergie- und Wärmereduktion wird in den Eingangsdaten der Modellierung berücksichtigt. Sanierungskosten können ex-post bestimmt werden, sind aber nicht Teil der Modellierung. Zur Abbildung der Nutzenergie- und Wärmereduktion erfolgt eine zufällige Auswahl der Gebäude, die auf Basis der o.g. Raten saniert werden (d.h. Anzahl der zu sanierenden Gebäude im Jahr $x = \text{Sanierungsrate} \cdot \text{Anzahl Gebäude im Untersuchungsgebiet}$).

Da der Ausgangszustand der Gebäude unbekannt ist, wird ein einheitlicher Reduktionsfaktor von 60 % für Raumwärme und 5 % für TWW bei Sanierung eines Gebäudes (Orientierung für KfW-70 an der Studie »Klimapfade 2.0« [10]) gesetzt. Die ursprünglichen Wärmeprofile der sanierten Gebäude werden entsprechend um 60 % in jeder Stunde »nach unten« skaliert.

Stromprofile

Die wochentags- und jahreszeitabhängigen Standardlastprofile (SLPs) vom Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDE) wurden verwendet.

Drei SLPs, die auf Basis der Nutzungsart der Gebäude verwendet wurden, sind:

- H0 – Lastprofil für Haushalte,
- G0 – Gewerbe allgemein,
- L0 – Landwirtschaftsbetriebe

Bei NWG mit bekannter Nutzungsart wurden spezifische Profile für den jeweiligen NWG-Gebäudetyp mit dem Programm synGHD erstellt. Anderenfalls erfolgt die Anwendung des Profils G0 für NWG.

In Mainz wurden für die 15 größten Verbraucher die stündlichen RLM-Profile verwendet, da diese vom EVU bereitgestellt wurden.

2.2.2.3 Zuordnung Wärmeerzeuger

Um den Wärmeerzeuger für jedes Gebäude festzulegen, wurde zunächst der Energieträger bestimmt bzw. auf statistischer Grundlage abgeschätzt. Dabei wurden die Daten der folgenden Energieträger von den EVU zur Verfügung gestellt, siehe Tab. 3.

Um die Energieträger der Gebäude abzuschätzen, bei denen keine Informationen zum Energieträger vorlagen, wurde die aktuellste Version der deutschen Gebäudebestandsstatistik für Wohngebäude des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) von 2016 [11] nachgebildet. Zur Vereinfachung wurden Flüssiggas (1,6 % der WG) und Kohle (0,3 % der WG) als Biomasse für die Modellierung angenommen. Dies führt zwar zu leicht geringeren THG-Emissionen im Startjahr, sorgt jedoch dafür, dass keine fehlerhaften Auswirkungen auf die Netzberechnung entstehen. Ist bekannt, dass keine Fernwärme vor Ort vorliegt (z.B. in Westerstede), erfolgt keine Verteilung auf diese Technologie und die Anteile der anderen Technologien erhöhen sich jeweils dementsprechend anteilig.

Es werden keine bivalenten Systeme, d.h. Systeme, bei denen verschiedenen Energieträger für die Wärmeversorgung kombiniert werden, berücksichtigt, d.h. pro Gebäude existiert nur ein Energieträger, da keine Informationen zu den bivalenten Systemen vorliegen.

Den Energieträgern Gas und Strom können jeweils mehrere verschiedene Wärmeerzeugertechnologien zugeordnet werden (bei Gas: Gaskessel und KWK, bei Strom: direkt-elektrische Heizungen und Sole¹- oder Luft/Wasser-Wärmepumpen). Die Auswahl zwischen Wärmepumpen oder direktelektrischer Heizung für Gebäude mit Strom als Energieträger erfolgt per Zufall anhand der statistischen Verteilungswahrscheinlichkeit aus der IWU-Gebäudestatistik (d.h. 52 % der strombasierten Wärmeerzeuger sind Wärmepumpen und 48 % direkt-elektrische Heizungen²). Bei den Wärmepumpen wurden wiederum 70 % Luft/Wasser- und 30 % Sole/Wasser-Wärmepumpen zugeordnet, was etwa der Bestandverteilung auf Basis eigener Auswertung der Absatzzahlen des Bundesverbands Wärmepumpen seit 2006 entspricht.

Tab. 3: Übersicht über bereitgestellte Informationen zu den Energieträgern

Stadt	Endenergieträger für jedes Gebäude				
	Gas	Elektrizität	Fernwärme	Heizöl	Biomasse
Fellbach	gegeben	angegeben, und detailliert, ob WP oder Direkt-heizung	gegeben	nicht angegeben	nicht angegeben
Westerstede	gegeben	nicht angegeben	NA, Stadt hat keine Fernwärme	nicht angegeben	nicht angegeben
Mainz	gegeben	angegeben, und detailliert, ob WP oder Direkt-heizung	gegeben	nicht angegeben	nicht angegeben
Burg	Gesamtverbrauch der Stadt, nicht gebäudespezifisch	nicht angegeben	Gesamtverbrauch der Stadt, nicht gebäudespezifisch	nicht angegeben	nicht angegeben

Zur Festlegung der gasbasierten Wärmeerzeuger werden Daten aus dem Marktstammdatenregister zu KWK herangezogen. Durch die dort hinterlegten Geokoordinaten (verfügbar für $P_{\text{inst}} > 50 \text{ kW}_{\text{el}}$) können die KWK dem nächstgelegenen Gebäude zugeordnet werden. Liegt die angegebene installierte thermische Leistung unter der bestimmten thermischen Leistung des Gebäudes (siehe Kapitel 2.2.2.4), wird angenommen, dass

¹ Wasser-Wasser-Wärmepumpen werden aufgrund ihres geringen statistischen Anteils den Sole-Wärmepumpen im Weiteren zugerechnet.

² Da diese Verteilung auf Bestandserhebungen von 2016 beruht, da keine neuere Wohngebäudestatistik existiert, und die Absatzzahlen von Wärmepumpen seitdem gestiegen sind, ist davon auszugehen, dass eine systematische Unterschätzung der Anzahl der Wärmepumpen erfolgt. Insgesamt ist der Anteil der strombasierten Systeme (inkl. Wärmepumpen) am Bestand aber nach wie vor noch gering (2021 machten Wärmepumpen laut BDH ca. 5,5 % der zentralen Wärmeerzeuger aus), sodass die Abweichung insgesamt nur geringen Einfluss auf die Modellierung hat.

zusätzlich ein Spitzenlast-Gaskessel installiert ist, der die Differenz der beiden Leistungen deckt. In allen Gebäuden mit Energieträger Gas, denen kein KWK zugeordnet wird, wird ein Gaskessel als Wärmeerzeuger angenommen.

Nachfolgend ist das Pfaddiagramm (Abb. 10) mit den entsprechenden Verteilungswahrscheinlichkeiten zur Verteilung der Technologien dargestellt.

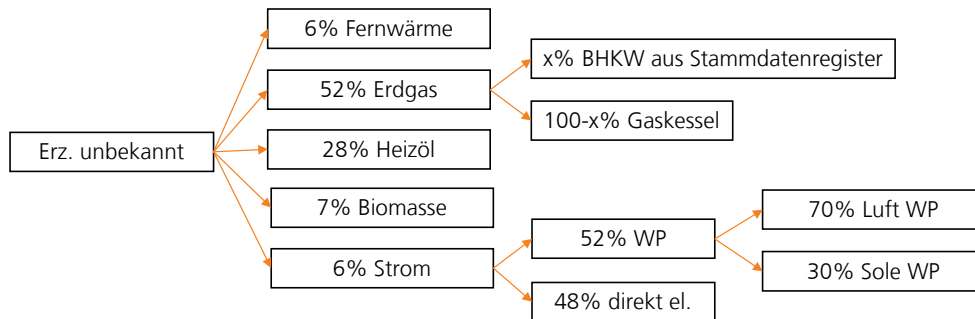


Abb. 10: Berücksichtigte Energieträger und Technologien mit den jeweiligen Verteilungswahrscheinlichkeiten bei unbekanntem Wärmeerzeuger (eigene Darstellung)

Insgesamt ergeben sich somit die folgenden Wärmeerzeugertechnologien, die unterschieden werden:

- Kessel Biomasse
- Kessel elektrisch bzw. Direktstrom-Kessel (Power-to-Heat, PtH)
- Kessel Gas
- Kessel Öl
- KWK Erdgas
- Luft/Wasser-Wärmepumpe
- Sole/Wasser-Wärmepumpe

Für die Zukunft (bzw. als weitere Option in Szenarien) kommen außerdem hinzu:

- Kessel Wasserstoff
- KWK Wasserstoff

2.2.2.4 Bestimmung der installierten thermischen Leistung

Die nominale installierte thermische Leistung für jedes Gebäude wird indirekt aus dem Heizlastprofil (siehe Kapitel 2.2.2.2) berechnet. Die dabei angewendete Methode lehnt sich an die Energieanalyse aus dem Verbrauch (EAV) an. Dazu wird zuerst die maximale Heizlast anhand des Wärmedarfs am kältesten Tag des Jahres bestimmt nach:

$$P_{th,max} = P_{RW,max} + P_{TWW,mean}$$

Dabei gibt $P_{RW,max}$ die maximale thermische Leistung für Raumwärme eines Gebäudes an und $P_{TWW,mean}$ die durchschnittliche jährliche Leistung für Trinkwarmwasserbereitung (d.h. die jährliche Wärmemenge für TWW durch 8760 h/a).

Im nächsten Schritt erfolgt die Ermittlung von dT als Differenz der Außentemperatur am kältesten Tag des Jahres im Untersuchungsgebiet und der Heizgrenztemperatur T_{lim} des Gebäudes:

$$dT = T_{lim} - T_{avg_min}$$

Die Nennleistung des Wärmeerzeugers wird dann anhand des Wärmebedarfs bei der Normaußentemperatur berechnet, die mit $-12,6\text{ °C}$ angenommen wurde. Die dazu notwendige Nenntemperaturdifferenz dT_{nom} ist die Differenz zwischen Heizgrenztemperatur und Norm-Auslegungstemperatur:

$$dT_{nom} = T_{lim} - T_{Auslegungstemperatur}$$

Die installierte Nennleistung ergibt sich somit zu:

$$P_{RW, Nenn} = P_{RW, max} \frac{dT_{nom}}{dT}$$

$$P_{th, Nenn} = P_{RW, Nenn} + P_{TWW, mean}$$

Das Vorgehen ist exemplarisch anhand der Datenpunkte aus dem Heizlastprofil für ein Gebäude in Abb. 11 dargestellt.

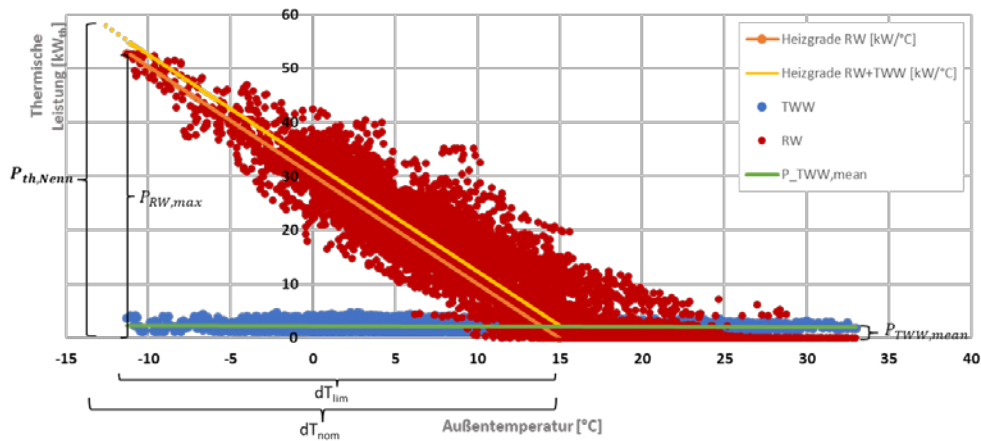


Abb. 11: Exemplarische Darstellung der Herleitung der installierten thermischen Leistung aus den Datenpunkten des Heizlastprofils (eigene Darstellung)

Ausnahme Industrie:

Bei Industrieverbrauchern ist von keiner bzw. nur einer geringen Abhängigkeit zwischen thermischen Bedarfen und Außentemperaturen auszugehen. Da keine nähere Analyse der Produktionsprozesse anhand der bereitgestellten Daten der EVU durchgeführt werden konnte, wurden die installierten Leistungen aus den Profilen abgeleitet. Dazu wurden die Maximalwerte der jährlichen Profile pauschal mit einem »Sicherheitsfaktor« von 1,2 beaufschlagt. Im Fall von Mainz wurde ein Sicherheitsfaktor von 1,8 verwendet, da neben den Profilen auch die maximalen Anschlussleistungen der Gasverbraucher bereitgestellt wurden und diese teils deutlich über den Maximalwerten der Profile lagen¹.

Ausnahme KWK-Kessel:

Die Nennleistung wurde bei allen KWK, die nicht in die Fernwärme einspeisen, aus dem Marktstammdatenregister entnommen und dem nächstgelegenen Gebäude zugeordnet. Liegt diese unter der bestimmten Nennleistung anhand der oben beschriebenen Methode, wird angenommen, dass die Differenz mit einem Gas-Spitzenlastkessel gedeckt wird.

2.2.3 Aggregation und Disaggregation der Lastprofile Wärme und Strom

2.2.3.1 Aggregation

Zur Durchführung der Optimierung im Modell DISTRICT erfolgt eine Aggregation der gebäudescharfen Heizlast- und Strombedarfsprofile und installierten Leistungen. Diese aggregierten Verbräuche und Leistungen werden im Weiteren als Knoten bezeichnet. Der Zuschnitt der Knoten orientiert sich an der Netzinfrastruktur für Gas-, Strom- und Fernwärme, sowie an der Besiedlungsstruktur. Ziel ist es, in einem Knoten eine möglichst homogene Besiedlungsstruktur, wie bspw. vorwiegend freistehende Einfamilienhäuser oder Blockrandbebauungen, zusammenzufassen. Weiterhin sollten möglichst getrennte Niederspannungs- und Niederdruck-Netzgebiete der Infrastrukturnetze in einem Gebiet liegen und eine geringe Anzahl der übertretenden Leitungen zwischen den modellierten Knoten bestehen, sodass Energieflüsse klar zugeordnet werden können. Als Maximalgröße für die Anzahl der Knoten in einem Untersuchungsgebiet wurde ein Wert von 50 festgelegt, um sicherzustellen, dass die Rechenzeit für die Optimierung mit den zeitlichen Anforderungen des Projekts realisierbar ist. Daraus ergeben sich die im Folgenden dargestellten Zuschnitte der Gebiete.

In den Versorgungsgebieten findet sich die folgende Anzahl an Knoten:

- Mainz: 30 Knoten
- Westerstede: 20 Knoten
- Burg: 34 Knoten
- Fellbach: 29 Knoten

¹ Es wurden nicht direkt die Anschlussleistungen verwendet, um Artefakte infolge veralteter Daten bzw. nicht (mehr) genutzter Back-Up-Kapazitäten zu vermeiden.

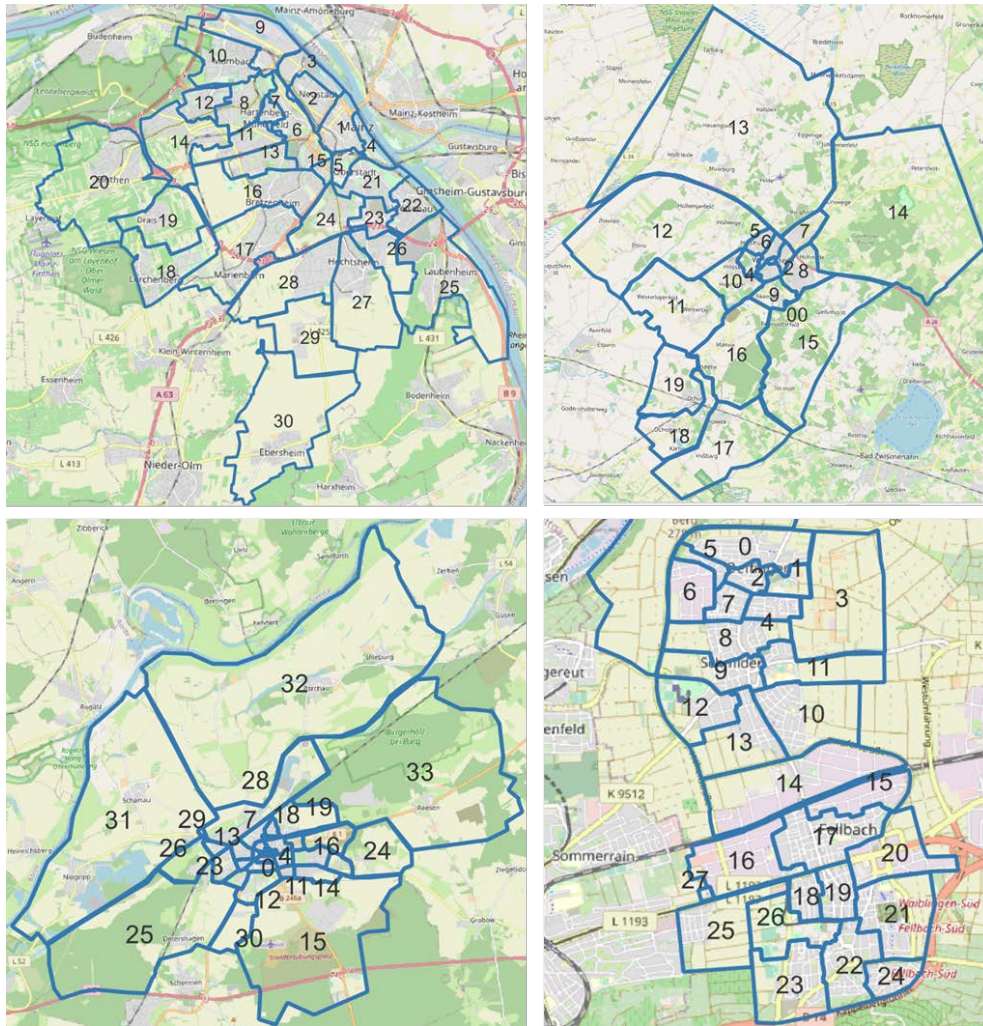


Abb. 12: Zuschnitt der Untersuchungsgebiete (v.l.n.r.: Mainz, Westerstede, Burg, Fellbach)

Für jeden Knoten erfolgt eine Aggregation der Nutzenergieprofile (Raumwärme RW, Trinkwarmwasser TWW und Prozesswärme) für alle Gebäude, die sich geografisch innerhalb der Knoten befinden für jeden Zeitpunkt. Dadurch wird automatisch der Sanierungseffekt zu späteren Zeitpunkten inkludiert. Dabei erfolgt eine Differenzierung der RW-Profile in Niedertemperatur und Hochtemperatur entsprechend der Vorlauftemperatur der Gebäude. Dazu wird unterstellt, dass ein Niedertemperatursystem vorliegt ab einer Heizgrenztemperatur von weniger als 15 °C. Nieder- und Hochtemperatursysteme wirken sich unterschiedlich auf den Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpen aus. Dazu wird bei Niedertemperatursystemen von einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur des Heizsystems von 35 °C (60 °C für TWW) und bei Hochtemperaturen von 65 °C (60 °C für TWW) ausgegangen. Im Startjahr erfolgt anhand des Baualters des Gebäudes eine zufällige Verteilung der Niedertemperatur unter Berücksichtigung

einer statistischen Verteilungswahrscheinlichkeit [12]. In den folgenden Jahren wird unterstellt, dass neben den Gebäuden mit Niedertemperatursystemen aus dem Startjahr alle sanierten Gebäude niedrige Vorlauftemperaturen erreichen.^{1,2}

Ebenso werden die installierten Leistungen je Wärmeerzeugertechnologie je Knoten aggregiert. Dabei erfolgt neben der Differenzierung nach Vorlauftemperaturniveau auch eine Differenzierung nach Größe der Leistungsklasse. Dies ist notwendig, da sehr große und sehr kleine Anlagen unterschiedliche spezifische Kosten aufweisen. Zur Abbildung des Bestands im Startjahr wird unterschieden in Anlagen mit einer Leistung < 75 kW und einer Leistung > 75 kW.

2.2.3.2 Disaggregation

Zur Durchführung der Netzsimulation sowohl für das Gasnetz als auch für das Niederspannungsstromnetz müssen gebäudescharfe Lastprofile vorliegen. Zur Simulation des Mittelspannungsstromnetzes sind die Stromprofile an den Übergängen zur Niederspannung notwendig. Aufgrund des an der vorhandenen Infrastruktur erfolgten Zuschnitts der Knoten können für die Simulation der Mittelspannung die in DISTRICT erzeugten Stromprofile je Knoten verwendet werden.

Mittelspannungsstromnetz

Zur Berechnung der Lastfälle im Mittelspannungsstromnetz werden die aggregierten Stromprofile je Knoten aus DISTRICT an die NS/MS-Trafos in dem Knoten angeschlossen. Die tatsächliche geografische Zuordnung konnte nicht in allen Fällen gewährleistet werden und ist in diesen Fällen als Abschätzung den naheliegenden Trafos zugeordnet. Liegen mehrere dieser Trafos in einem Knoten vor, erfolgt eine zeitlich konstante prozentuale Verteilung der Lastprofile für zukünftige Jahre auf Basis der Anteile der Strommengen eines Knoten, die im Startjahr (bekannt aus den Netzdaten der EVU) über den entsprechenden Trafo geleitet werden.

Gasnetz

Für die Simulation der Netze in zukünftigen Jahren werden die Ergebnisse aus DISTRICT mit einem Algorithmus auf die Gebäude herunter gerechnet, der im Anhang in Kapitel 8.1 beschrieben ist. Dabei erfolgt eine Verteilung der Wärmeerzeuger-Technologien auf die Gebäude anhand der benötigten Nutzwärmemengen der Gebäude (aus dem Gebäudedatensatz) und den Anteilen der Technologien an der thermischen Erzeugung in einem Knoten, die aus den DISTRICT Ergebnissen bekannt sind. Im Fall von KWK-Anlagen in der Fernwärme werden diese außerdem zusätzlich im Gasnetz berücksichtigt, da sie nicht direkt in dem Gebäudedatensatz enthalten sind.

Nachdem in jedem Stützjahr die Wärmeerzeugertechnologien den Gebäuden zugeordnet wurden, wird zur Abbildung eines Worst-Case die Auslegungsleistung der Gebäude (siehe Kapitel 2.2.2.4) als Wärmebedarf angesetzt und über die Wirkungsgrade der Technologien (Anhang Kapitel 8.3.1) die Gasnachfrage berechnet. Es wird dieser Worst-Case zur näheren Untersuchung gewählt, da dies der Zeitpunkt mit den erwartungsgemäß niedrigsten Betriebsdrücken und den höchsten Geschwindigkeiten ist, welche für die Auslegung und Bewertung des Netzes relevant sind.

¹ Bei den Sanierungskosten wurden dazu auch die Kosten für die Umstellung auf ein Niedertemperatursystem berücksichtigt.

² Mit den Annahmen ergeben sich folgende Anteile der Niedertemperaturraumwärme an der gesamten Raumwärme im Startjahr 2021: Westerstede: 6,3 %; Fellbach: 5,3 %; Mainz: 18,0 %; Burg: 9,6 %

Niederspannungsstromnetz

Die Disaggregation zur Simulation des Niederspannungsnetzes beruht auf demselben Algorithmus zur Verteilung der thermischen Erzeugungen aus DISTRICT. Nach dem Durchlaufen des Algorithmus liegen für alle Stützjahre neue Zuordnungen der Wärmeerzeuger zu den Gebäuden vor. Zur Generierung der Stromlastprofile für Niederspannungsnetzsimulation sind jedoch noch weitere Schritte notwendig, da hier nicht nur die Wärmeerzeuger mit Strom als Endenergiequelle (d.h. Kessel elektrisch, Luft/Wasser-Wärmepumpe, Sole/Wasser-Wärmepumpe und Direktstrom-Kessel (PtH)) einen Einfluss haben, sondern auch Haushalts-/Industriestrom, E-Mobilität, PV- und KWK-Einspeisung.

1. Im ersten Schritt erfolgt die Berechnung der Stromlast der Wärmeerzeuger. Dazu werden – wie bei den Gasverbrauchern – die Stromlastprofile aus den gebäudescharfen thermischen Nutzenergieprofilen unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der Technologien berechnet. Eine Besonderheit stellen hierbei die Wärmepumpen dar, für die der stundenscharfe COP aus den DISTRICT-Berechnungen (differenziert nach Wärmequelle Luft bzw. Sole, Leistungsklasse und Vorlauftemperatur der Gebäude), genutzt wird, um die Effekte der Außentemperatur auf den Strombedarf abzubilden. Für Direktstrom-Kessel (PtH) und elektrische Kessel werden die zeitlich konstanten Wirkungsgrade aus Anhang Kapitel 8.3.1 verwendet. Neben dieser Betriebsbetrachtung (welche u.a. für den maximalen Einspeisefall genutzt wurde) erfolgte auch die Analyse eines Starklastfalls, indem die bereits bestimmte Auslegungsleistung jeweils in allen Gebäuden (siehe Kapitel 2.2.2.4) als Wärmebedarf angesetzt wird und der dabei auftretende COP bei einer entsprechenden Außentemperatur von -12 °C berücksichtigt wird. Im nächsten Schritt erfolgt die Berechnung der gebäudescharfen PV-Einspeisepprofile. Dazu wird je Gebäude über einen ähnlichen Algorithmus wie zur Verteilung der Wärmeerzeuger in den zukünftigen Stützjahren entschieden, ob ein Gebäude über PV verfügt oder nicht. Grundlage sind jedoch nicht die Ergebnisse für die thermische Energie aus DISTRICT, sondern die installierte elektrische Aufdach-PV-Erzeugungsleistung, die ebenfalls aus DISTRICT für jeden Knoten in allen Stützjahren bekannt ist. Für jedes Gebäude ist außerdem das Aufdach-PV-Potenzial auf Basis der Dachfläche in der Gebäudedatenbank hinterlegt. Für jedes Stützjahr erfolgt in jedem Knoten ein Zubau von PV-Anlagen für die Gebäude, bis das erste Mal gerade die Summe der PV-Aufdachanlagen der Gebäude in einem Knoten die installierte elektrische Aufdach-PV-Erzeugungsleistung aus DISTRICT überschritten wird. Dabei wird unterstellt, dass immer das Aufdach-PV-Potenzial der Gebäude ausgeschöpft wird. Die somit bekannte installierte PV-Leistung je Gebäude wird im nächsten Schritt mit der bekannten stündlichen Einstrahlung im Jahr 2021 und einem festen Wirkungsgrad von 14,2 % verrechnet, um ein gebäudescharfes PV-Erzeugungsprofil je Gebäude zu erhalten. Für den Starklastfall wird keine PV-Einspeisung angenommen. Neben dem PV-Erzeugungsprofil ist auch das KWK-Stromerzeugungsprofil zu berücksichtigen. Dazu wird in Gebäuden, in denen nach der Durchführung des »Wärmeerzeuger-Algorithmus« ein KWK »installiert« ist, ein konstantes Verhältnis zwischen thermischen Bedarf und elektrischer Erzeugung, die Stromkennzahl, angenommen. Für den Starklastfall wird keine KWK-Einspeisung angenommen, um den ungünstigsten Fall der Netzbelastung zu simulieren, in dem keine regelbaren lokalen Erzeuger zur Verfügung stehen, um der Last entgegenzuwirken. In der Realität ist jedoch i.d.R. davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der KWK während eines Starklastfalls einspeist.
2. Zur Berücksichtigung der E-Mobilität werden für jedes Gebäude Profile für die Stromnachfrage durch E-Mobilität erstellt. Diese Stromnachfrage eines Gebäudes basiert auf der Anzahl der Bewohnenden und dem Anteil an E-Fahrzeugen. Der Anteil der E-Fahrzeuge erhöht sich über den Betrachtungszeitraum aufgrund der kontinuierlichen Umstellung von fossil betriebenen Verbrennungsmotoren hin zu elektrisch betriebenen Fahrzeugen. Die Bewohnenden eines Gebäudes werden an-

hand von Regionen-spezifischen Faktoren (Anteil von Ein-, Zwei- und Mehrpersonenhaushalten) in Haushalte aufgeteilt. Diesen Haushalten wird anhand des Raumtyps einer Region (bspw. Mittelstadt/städtischer Raum) und dem Haushaltsnettoeinkommen ein Fahrprofil zu geordnet. Die Fahrprofile lassen sich dann in Ladeprofile und damit eine Stromnachfrage durch E-Mobilität übersetzen. Im letzten Schritt erfolgt die Verrechnung der oben beschriebenen stündlichen Profile für jeden Zeitschritt für jedes Gebäude. Dabei fließen auch die Haushalts- bzw. Industriestromlasten der Gebäude, deren Berechnung in Kapitel 2.2.2.2 beschrieben wurde, in die Berechnung ein. Es wird keine Möglichkeit zur Verlagerung der Lasten zur Maximierung des Eigenverbrauchs z.B. durch Batterien, eine angepasste Betriebsweisen der Wärmepumpe oder gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen berücksichtigt.

Abschließend erfolgt eine Filterung der berechneten Profile vor der Durchführung der Netzsimulation. Dazu wird unterstellt, dass sämtliche Gebäude mit einer Spitzenlast von mehr als 300 kW_{el} oder einer maximalen Einspeiseleistung von mehr als 100 kW_{el} direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind und somit bei der Berechnung des Niederspannungsnetzes nicht berücksichtigt werden.

2.2.4 Ermittlung von Technologiepotenzialen

Jedem Gebäude und Teilgebiet sind Technologiepotenziale im Rahmen der Erhebung zugeschrieben und in DISTRICT hinterlegt, um zu beschreiben, welche Optionen für einen Technologiewechsel in Frage kommen oder zusätzlich installiert werden können. Sie umfassen alle technisch möglichen lokalen Optionen. Dabei wurden die Potenziale für mehrere Technologien, wie z.B. Erdgas und Ölkessel, KWK, Direktstrom-Kessel (PtH) deutlich über der aktuell benötigten Versorgungsleistung festgelegt und ermöglichen dem Modell eine technologieoffene Auswahl. Die erneuerbaren Wärme- und Strom Technologiepotenziale aus der Erhebung sind in Kapitel 2.3.2.2 hinterlegt.

In allen Gebieten mit zentralen Versorgungsanlagen (KWK, PtH, Elektrolyseure, etc.) sind hohe Potenziale für einen Technologieausbau/-wechsel an zentralen Standorten hinterlegt. Diese sind zum Teil direkt mit einem notwendigen Infrastrukturausbau, wie dem Ausbau eines Nahwärmenetzes, verknüpft. Alle Technologien sind im Modell mit entsprechenden Kosten hinterlegt und können lokal zugebaut werden. Abwärme aus genutzten Elektrolyseuren kann in die Fernwärme eingespeist werden und der erzeugte Wasserstoff kann lokal verwendet werden.

Umrüstungspotenziale Wasserstoff

In allen Gebieten ist für bestehende dezentrale Erdgas-KWK und KWK Anlagen das Potenzial zur Umrüstung oder Austausch auf 100 % Wasserstoff hinterlegt. Allen dezentralen Gebäuden ist das Potenzial zur Umrüstung auf 100 %-Wasserstoff-Kessel hinterlegt.

Kraftwerksstandorte sind mit hohen Potenzialen aller zentralen Versorgungsanlagen hinterlegt, die einen langfristigen Umbau oder Erweiterung der Standorte widerspiegeln. Die Flächenrestriktionen für Kraftwerksstandorte sind dabei nur grob berücksichtigt. Zusätzlich ist für alle Kraftwerke mit Erdgasverbrauch (Gasturbinen, GuD als auch KWK) das Potenzial zur Umrüstung auf 100 %-Wasserstoff-fähige Turbinen hinterlegt.

Ausbaupotenziale Wärmepumpen

Die dezentralen Potenziale für Sole- und Luft- Wärmepumpe werden, neben einer Begrenzung des Hochlaufs zur Abbildung von Fachkräfteengpässen (siehe Kapitel 3.3.1.3), auch langfristig absolut anhand der lokalen Gegebenheiten bzw. Flächenverfügbarkeiten beschränkt. Limitierende Faktoren für Sole-Wärmepumpen in innerstädtischer Aufstellung sind vor allem die begrenzte Verfügbarkeit nicht überbauter Flächen für Sondenbohrungen und bei Luft-Wärmepumpen die Schallemissionen der Außenheit, die ggf. Mindestabstände zu benachbarten Wohngebäuden notwendig

macht. I.d.R. sind hierzu gebäudescharfe Analysen notwendig. Verfahren zur Abschätzung dieser Beschränkungen für ganze Quartiere und Stadtteile sind noch in der Erprobung¹. Daher wird ein eigenes Verfahren entwickelt, um diese Beschränkungen so gut wie möglich abzubilden. Dazu erfolgte zunächst näherungsweise die Bestimmung der Grundflächenzahl (GRZ), die i.d.R. das Verhältnis von überbauter Fläche zu Grundstücksfläche angibt, indem aus den bekannten Hausumringen die bebaute Gebäudefläche in Teilgebieten bestimmt und durch die Gesamtfläche der Gebiete geteilt wird. Im Forschungsprojekt »UrbanReNet« [13] wurden verschiedene Siedlungstypen, u.a. anhand der GRZ, charakterisiert und für diese erneuerbare Energiepotenziale, u.a. anhand der Anzahl möglicher Sondenbohrungen und darüber möglicher Entzugsleistungen² pro Hektar Gebietsfläche bestimmt. Aus den Daten der Studie für verschiedene Siedlungstypen kann eine Regression zwischen maximaler thermischer Entzugsleistung und GRZ gebildet werden, sodass aus den näherungsweise ermittelten GRZ der Teilgebiete in den Untersuchungsgebieten eine maximale Entzugsleistung und darüber (über einen festgelegten COP) eine maximale installierbare thermischen Leistung für Sole-Wärmepumpen festgelegt werden kann. Zur Bestimmung der Beschränkungen für Luft-Wärmepumpen wird die Arbeit von Hess et al. [14] herangezogen. Dort sind Einzelanalysen u.a. zur Einhaltung der Lärmvorschriften beim Einsatz von Luft-Wärmepumpen für drei ausgewählte Siedlungstypen aus dem »UrbanReNet« Forschungsprojekt [13] durchgeführt worden. Auf Basis dieser Analyse wurden prozentuale Begrenzungen für den maximalen Anteil der installierten Leistungen, der durch Luft-Wärmepumpen gedeckt werden kann in Abhängigkeit der GRZ, festgelegt. So wurden z.B. keine Beschränkungen bei wenig dicht besiedelten Teilgebieten mit einem GRZ unter 0,25 und maximale Beschränkungen, d.h. gar kein Potenzial, bei sehr dicht besiedelten Gebieten mit einem GRZ über 0,7 festgelegt.

Ausbaupotenziale Aufdach-PV- und -Solarthermie

Für jedes Gebäude innerhalb des Versorgungsgebiets wird ein Potenzial für Photovoltaik und Solarthermie auf Dachflächen ermittelt. Dabei wird über die Gebäudegrundflächen eine Abschätzung der freien Dachfläche getroffen. Fassadenflächen sowie Parkplatzflächen sind nicht berücksichtigt, Verschattung und Bebauung der Dachflächen werden über Abschlagsfaktoren berücksichtigt, die differenziert nach WG und NWG aus einem Gutachten zum Photovoltaik- und Solarthermie-Ausbau in Schleswig Arbeiten abgeleitet sind [15].

Exemplarische Darstellung der Potenziale

Ein Beispiel der Verteilung der hinterlegten Potenziale der Versorgungstechnologien ist an einem Modellierungsknoten der Stadt Burg in Tab. 4 dargestellt. Die Summe der Technologiepotenziale über alle Einzelgebäude im Knoten sind dargestellt. Sie stellt jeweils das technische Maximum des Ausbaus in jedem Stadtquartier dar. In der Summe über alle Technologien ergibt sich ein Vielfach höheres Potenzial als zur Versorgung benötigt wird. Eine Flächenkonkurrenz der Anlagen ist in den Dachflächen berücksichtigt. Weitere Technologien z.B. Biomasse-KWK sind in diesem Beispiel nicht enthalten, da hier keine ausreichenden Biomasse-Potenziale vorliegen. Die Potenziale für Biomasse und Wärmepumpen sind stärker limitiert als andere Technologien aufgrund der zuvor genannten Restriktionen. Die Limitierung erfolgt jeweils auf Knotenebene und nicht auf Gebäudeebene.

¹ Siehe z.B. <https://waermepumpen-ampel.ffe.de/>

² Verschiedene geologische Gegebenheiten der Untersuchungsgebiete wurden nicht berücksichtigt.

Tab. 4: Beispiel der Verteilung der Technologiepotenziale am Modellierungsknoten 8 in Burg

Summe der Technologiepotenziale in Knoten 8 in Burg (Mischquartier)		
Potenzial [kW]	dezentral	zentral
Kessel Biomasse	61	270
Kessel Elektrisch	1.784	1.501
Kessel Gas (CH ₄ oder H ₂)	1.963	2.836
Kessel Öl	1.784	1.501
KWK Gas (CH ₄ oder H ₂)	1.784	1.501
Elektrolyseur	-	10.000
Wärmepumpe Luft	1.070	901
Wärmepumpe Sole	827	696
Dach Photovoltaik	1.917	
Dach Solarthermie	1.157	

In Tab. 5 sind exemplarisch die Potenziale für zwei Gebäude aus Mainz dargestellt. Die Solarpotenziale werden über die Grundrissfläche mittels entsprechender Faktoren, die sich für WG und NWG unterscheiden, bestimmt. Für Biomasse und Wärmepumpen werden oben beschriebene Beschränkungen auf Ebene der Aggregationsknoten vorgenommen, sodass keine gebäudescharfen Potenziale angegeben werden können. Alle anderen Technologien können jeweils entsprechend der aktuellen thermischen Leistung eingebaut werden.

Tab. 5: Beispiel für gebäudescharfe Technologiepotenziale anhand von zwei Gebäuden aus Mainz

		Einheit	Beispielgebäude	Beispielgebäude B
Eigenschaft- ten Gebäude	Stadt		Mainz	Mainz
	Gebäudetyp		EFH	NWG
	Baualter	Jahr	1950	2011
	Geschossanzahl	-	3	1
	Bruttogrundfläche (BGF)	m ²	204	198
	Inst. th. Leistung Erz. 2021	kWth	8,0	21,7
	Technologie Bestand	-	Biomassekessel	Ölkessel
	Grundrissfläche	m ²	75,0	119,5

		Einheit	Beispielgebäude	Beispielgebäude B
Potenziale Gebäude	ST (inkl. Heizungsunterstützung)	kWth	7,5	11,1
	PV	kWth	7,8	11,8
	KWK Gas	kWth	8,0	21,7
	Fernwärmean-schluss	kWth	8,0	21,7
	Kessel Gas	kWth	8,0	21,7
	Wärmepumpe Luft	kWth	n.a.	n.a.
	Wärmepumpe Sole	kWth	n.a.	n.a.
	Kessel elektrisch	kWth	8,0	21,7
	Kessel Öl	kWth	8,0	21,7
	Kessel Biomasse	kWth	n.a.	n.a.

2.2.5 Abschätzung des Ausbaubedarfs der Stromnetze

Einleitung

Der Ausbaubedarf der Stromnetze wird auf Basis einer Worst-Case-Betrachtung abgeschätzt. Hierfür werden für alle Szenarien die elektrischen Leistungs-Zeitreihen und installierte Leistungen je Technologietyp aus der Systemmodellierung zunächst den Netzanschlusspunkten der Netzmodelle zugeordnet. Anschließend wird aus den Zeitreihen das Worst-Case-Verhalten der elektrischen Verbraucher und Einspeiser für den Last- und den Einspeisefall abgeleitet. Hierbei ist das Ziel, eine aus Netzsicht möglichst ungünstige Leistungsfluss-Situationen mit bilanziell hohem elektrischem Verbrauch bzw. hoher Einspeisung abzubilden. Für diese Lastfälle wird eine Netzberechnung durchgeführt, um anhand definierter Grenzwerte für Spannungsbänder und thermische Auslastung von Betriebsmitteln Grenzwertverletzungen zu ermitteln. Mithilfe der ermittelten Grenzwertverletzungen wird schließlich eine Ausbaurkostenschätzung vorgenommen. Diese beziffert den Umfang der notwendigen Netzinvestitionen, um alle festgestellten Netzengpässe zu beheben. Alle Netzberechnungen werden mit Hilfe der am Fraunhofer IEE sowie an der Uni Kassel entwickelten Open-Source-Software pandapower (www.pandapower.org) durchgeführt.

Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei der Ausbaurkostenschätzung um eine vereinfachte Betrachtung handelt, bei der im Vergleich zu einer detaillierten Netzausbauplanung einige Einschränkungen der Modellkomplexität vorgenommen werden. Diese Vereinfachungen werden im Folgenden erläutert. Eine detailliertere Planung würde zusätzlich eine Nutzung intelligenter Optimierungsmaßnahmen (z.B. Strangregler, Topologie-Rekonfiguration, Neugründung von Ortsnetzstationen und Umspannwerken, spannungsebenenübergreifende Optimierung) und Flexibilitätspotenziale (z.B. durch Batterien, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen) berücksichtigen. Im Vergleich zu den, in dieser Studie dargestellten Ergebnissen, ließe sich der Netzausbaubedarf dadurch reduzieren. Die Betrachtung und Bewertung solcher Optimierungsmaßnahmen in Bezug auf Netzausbaubedarfe wurde beispielsweise im Forschungsprojekt ANaPlan [16] oder der Verteilnetzstudie Hessen [17] vorgenommen. Auch das Blindleistungsverhalten von Erzeugern und Verbrauchern sowie die Optimierung des Verhaltens zur Reduktion von Spannungsüberlastungen und Leitungsüberlastungen werden nicht betrachtet.

Die getroffenen Vereinfachungen führen in Summe tendenziell zu höheren Netzausbaukosten.

Aufbereitung und Parametrierung der Ist-Netzmodelle

Die von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Daten wurden zunächst sofern nötig aufbereitet und zur Vereinheitlichung für die automatisierten Analysen in das *pandapower*-Format konvertiert. Zudem wurde in enger Rücksprache mit den jeweiligen Netzbetreibern eine iterative Plausibilisierung und Validierung der Netzdaten vorgenommen, um Modellierungsfehler zu beheben und den Ausgangszustand der Netze adäquat und realistisch abzubilden. Nähere Angaben zu den verwendeten Strom-Netzmodellen sowie ihrer Aufbereitung und Plausibilisierung sind in Abschnitt 2.4.1 beschrieben.

In den Netzmodellen werden hierfür die jeweils verwendeten Betriebsparameter hinterlegt, um den heutigen Ist-Zustand adäquat abzubilden. Dies umfasst insbesondere erlaubte Spannungsbänder sowie Auslastungsgrenzen für Leitungen und Transformatoren (Tab. 6).

Tab. 6: Grenzwerte Netzbelastung

Grenzwerte	Parameter				
	Obere Spannungsgrenze [p.u.]	Untere Spannungsgrenze [p.u.]	Leitungsauslastung Starklast	Leitungsauslastung Einspeisung	Trafoauslastung
Mittelspannung	1,07	0,97	60 %	100 %	100 %
Niederspannung	1,1	0,9	60 %	100 %	100 %

Zuordnung von Zeitreihen und installierten Leistungen

Die Zuordnung der Leistungszeitreihen elektrischer Verbraucher und Einspeiser erfolgt für die Mittelspannung und Niederspannung mit unterschiedlichem Detailgrad. In den Mittelspannungsebene liegen aus der Systemmodellierung Zeitreihen je DISTRICT-Knoten vor. Die Fläche, die je DISTRICT-Knoten abgedeckt wird, beinhaltet eine oder mehrere Ortsnetzstationen. Die Leistungswerte der Zeitreihen sowie die installierten Leistungen der Anlagen werden daher für jeden DISTRICT-Knoten gleichmäßig auf die jeweils zugeordneten Ortsnetzstationen aufgeteilt. Auf diese Weise werden die gemäß den Szenarien prognostizierten Anlagen in das Netzmodell integriert. In der Niederspannungsebene liegen Zeitreihen und installierte Leistungen gebäudescharf vor und werden dem nächstgelegenen Niederspannungs-Netzanschlusspunkt zugeordnet.

Worst-Case-Netzanalyse

Nach der Zuordnung zu Ortsnetzstationen bzw. Netzanschlusspunkten werden aus den Zeitreihen und installierten Leistungen der Szenarioanlagen zwei Worst-Case-Lastfälle abgeleitet, hinsichtlich derer die Ausbaukostenabschätzung vorgenommen wird. Worst-Case-Fälle modellieren aus Netzsicht möglichst ungünstige Konstellationen aus Verbraucher- und Einspeiserverhalten mit hohen Gleichzeitigkeiten. Hierfür wird die Situation der maximalen Einspeisung (Einspeisefall) und die Situation des maximalen Verbrauchs (Lastfall) herangezogen. In dieser Studie werden besonders genau extreme Kälteperioden mit entsprechend hohen Netzbelastung durch elektrische Wärmeerzeugungsanlagen betrachtet. Das Ziel ist es hierbei, das Netz planerisch so zu dimensionieren, dass auch in seltenen Extremsituationen keine Netzüberlastungen auftreten.

Konkret werden hierbei der Starklastfall sowie der Einspeisefall modelliert. Der Starklastfall bildet einen Netzzustand an einem sehr kalten Winterabend (-12 °C Außentemperatur) ab. In der Folge wird für Wärmepumpen-Systeme davon ausgegangen, dass diese dauerhaft im Betrieb sind und der Einsatz elektrische Heizstäbe erforderlich ist. PV-Anlagen werden im Starklastfall in der Analyse deaktiviert. Der Einspeisefall repräsentiert den Netzzustand an einem sonnenreichen Tag mit hoher PV-Einspeisung und geringem Verbrauch.

Der Leistungsbezug von Haushalten, Wärmepumpen und KWK wird aus den Zeitreihen der Systemmodellierung abgeleitet. Der Worst-Case-Leistungsbezug von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge wird in Abhängigkeit der Anzahl der Ladepunkte je betrachtetem Netz sowie des Lastfalls mithilfe von Gleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt. Ein Auszug der verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren ist in Tab. 7 aufgeführt.

Tab. 7: Gleichzeitigkeitsfaktoren E-Kfz-Ladepunkte (entwickelt im Rahmen des Projekts Ladeinfrastruktur 2.0 [18])

Anzahl Ladepunkte	Ladepunkt-Art und Lastfall			
	< 50 kW (Starklastfall)	> 50 kW (Starklastfall)	< 50 kW (Einspeisefall)	> 50 kW (Einspeisefall)
1	1	1	1	1
10	0,36	1	0,12	0,19
100	0,15	0,89	0,04	0,02
1000	0,1	0,84	0,01	0

Abschätzung der Netzausbaukosten

Mit den Ergebnissen der Worst-Case-Netzanalyse kann eine Abschätzung der Netzausbaukosten für die Zielszenarien vorgenommen werden. Hierfür werden Standardbetriebsmittel-Kosten für Leitungsverstärkung, Trafoaustausch und Netzstationen (vgl. Tabelle Tab. 28) herangezogen.

Überlastete Leitungen wurden 1:1 durch Leitungen mit größerem Querschnitt ersetzt, überlastete Transformatoren durch solche mit größerer Nennleistung. Spannungsbandverletzungen wurden hiervon entkoppelt gelöst: Bei Spannungsbandverletzungen wurde zunächst pauschal ein regelbarer Ortsnetztrafo (rONT) und wenn erforderlich zusätzlicher Leitungsausbau in den jeweiligen Niederspannungsnetzen eingeplant. Die Netzausbaukosten werden durch die getroffenen Annahmen tendenziell überschätzt, da der Austausch von Leitungen/Trafos aus Überlastungsgründen auch Spannungsprobleme beseitigen kann. Der flächendeckende Einsatz von rONTs ist bei vielen Netzbetreibern zudem kein Standardvorgehen. In der Realität würden Netzbetreiber bei starken Überlastungen in Niederspannungsnetzen außerdem eine Aufteilung der Niederspannungsnetze in Erwägung ziehen. Das heißt, das betroffene Niederspannungsnetz wird quasi »halbiert« und eine Hälfte wird an einen zusätzlichen Trafo angeschlossen. Dies wurde hier nicht betrachtet. Zudem wurde in dieser Studie der Einfluss von Blindleistung nicht berücksichtigt: alle Verbraucher und Einspeiser wurden mit einem Leistungsfaktor von 1 angenommen. Für den Starklastfall wurden die Wärmepumpen für eine Temperatur von -12 °C ausgelegt. Hier wären noch extremere Auslegungsszenarien denkbar.

Aufgrund von Datenverfügbarkeit (Westerstede) bzw. Aufwand aus GIS-Daten funktionierende Netzmodelle zu erzeugen (Mainz), wurde nur ein Teil der Niederspannungsnetze tatsächlich berechnet, die von dem jeweiligen Mittelspannungsnetzgebiet versorgt werden. In Westerstede sind dies ca. 100 Niederspannungsnetze von 200, in Mainz ca. 300 von 900. Dargestellte Zahlen der überlasteten Leitungen, Anzahl Spannungsprobleme etc. beziehen sich auf die berechneten Netze. Die Netzausbaukosten werden daher vereinfacht proportional auf das komplette Netzgebiet hochgerechnet.

2.2.6 Vorgehen bei der hydraulischen Bewertung der Umstellung von Erdgasnetzen auf Wasserstoff

Eines der zentralen Kriterien zur Umstellung von Erdgasnetzen auf Wasserstoff ist neben der Gasqualität und Umrüstung der Anlagentechnik die Hydraulik. Dabei gibt es in Gasverteilnetzen vor allem Grenzen für die Größen Druck und Geschwindigkeit, die eingehalten werden müssen. Diese Größen ändern sich bei Veränderung der Verbrauchssituation, aber auch bei Umstellung des Fluids, das durch das Rohrnetz fließt.

Für die Bewertung der Hydraulik wird die Open-Source Software pandapipes genutzt, welche am Fraunhofer IEE maßgeblich entwickelt wurde. Analog zu anderen Rohrnetzberechnungsprogrammen wie STANET werden mit Hilfe eines Newton-Raphson-Verfahrens die Drücke und Geschwindigkeiten in einem Rohrnetz anhand von Gleichungen zu Massebilanz und Rohrreibung bestimmt. Die Funktionsweise und verschiedene Anwendungen der Software können der offiziellen Website www.pandapipes.org sowie einer Publikation zur Vorstellung entnommen werden [4].

Wesentliches Ziel der Untersuchung ist die Überprüfung, ob Grenzen von Druck und Geschwindigkeit auch unter den in den Szenarien angenommenen Bedingungen eingehalten werden. Dies betrifft in erster Linie eine Veränderung der Gas-Abnahmemengen sowie eine Umstellung der Gasnetze von Erdgas auf Wasserstoff. Hierbei wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die vorhandene Erdgas-Infrastruktur weiterhin genutzt werden kann und je nach Szenario zu einem bestimmten Stichtag vollständig mit Wasserstoff betrieben wird.

Genutzte Eingangsdaten sind auf der einen Seite Daten zu den Betriebsmitteln und ihrer Konfiguration, welche in STANET-Netzmodellen durch die Netzbetreiber zur Verfügung gestellt und anschließend validiert wurden, was im Kapitel 2.4.2 näher erläutert wird. Diese Modelle der Ist-Netze werden für die zukünftigen Szenarien beibehalten. Auf der anderen Seite fließen Lastprofile für die versorgten Kunden ein, welche sich aus den Berechnungen von DISTRICT mit anschließender Disaggregation ergeben und sich in den Szenarien voneinander unterscheiden. Zudem wird die Verfügbarkeit des H₂-Backbones je Szenario berücksichtigt, da ab diesem Zeitpunkt die Netzberechnung mit Wasserstoff als Energieträger durchgeführt wird. In den Jahren vor der Verfügbarkeit des H₂-Backbones erfolgt die Berechnung mit Erdgas. Im Folgenden werden die Schritte der Datenaufbereitung, das Design der Analyse und die Ergebnisauswertung kurz erläutert.

Zuordnung von Verbrauchsprofilen

Da die Lastsituation die hydraulische Auswertung maßgeblich prägt, wird ein besonderes Augenmerk auf die Zuordnung der Verbrauchsprofile zu den Anschlusspunkten im Netz gelegt. Aufgrund unterschiedlicher Datenquellen kann weder für die Untersuchungen am Gasnetz Westerstede noch am Gasnetz Mainz eine direkte Zuordnung von Verbrauchern zu den Anschlusspunkten genutzt werden. Bei der Zuordnung wird daher wie folgt vorgegangen:

- Im Fall Westerstede werden Verbrauchsdaten über eine geografische Zuordnung an die bestehenden Netzanschlusspunkte zugeordnet.

- Im Fall von Mainz werden zuerst die Verbraucher zugeordnet, von denen die RLM-Profile zur Verfügung standen. Daraufhin können fast alle Verbraucher über die Adresse zugewiesen werden. Aufgrund der unterschiedlichen Datenquellen und damit verbundener Dateninkonsistenzen, müssen ca. 5 % der Verbraucher über eine geografische Zuordnung an nahe gelegene Netzanchlusspunkte angeschlossen werden.

Die Lastprofile definieren die je Stunde abgenommene Energiemenge der jeweiligen Kunden. Eine Umrechnung in Volumen- bzw. Massenströme erfolgt über den Brennwert:

$$\dot{m} = \frac{E_{th}}{\Delta t \cdot H_S}$$

mit dem Massestrom $\dot{m}$, der im Zeitraum Δt abgenommenen Energiemenge E_{th} sowie dem massebezogenen Brennwert H_S . Anhand dieser Formel wird bereits ersichtlich, dass eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff einen starken Einfluss auf die Hydraulik hat, da der massebezogene Brennwert ein Verhältnis von etwa 3:1 (Wasserstoff zu Erdgas) aufweist, der volumenbezogene Brennwert jedoch ein Verhältnis von etwa 1:3. Aufgrund unterschiedlicher möglicher Zusammensetzungen von Erdgas kann dieses Verhältnis etwas variieren.

Zeitreihensimulation

Nach erfolgter Zuordnung können für jeden zukünftigen Zustand in den jeweiligen Jahren die Verbrauchsprofile hinterlegt und in das Netzmodell integriert werden. Auf Basis der Profile werden dann Zeitreihensimulationen in *pandapipes* durchgeführt. Im Unterschied zur Stromnetzsimulation werden von den Verbrauchsprofilen keine Worst-Case-Fälle abgeleitet, sondern alle enthaltenen Zeitschritte berechnet. Das Fluid für jede der Simulationen wird anhand der Verfügbarkeit des H₂-Backbones gemäß betrachtetem Szenario gewählt.

Ergebnisauswertung

Für die Auswertung ist in aller Regel ein Auslegungsfall entscheidend, d.h. ein Zeitpunkt im Jahr, zu dem der höchste Gasverbrauch erwartet wird. In den Simulationsergebnissen ist daher die Verteilung der Extremwerte bezüglich Druck und Fließgeschwindigkeit über alle Rohrleitungen bzw. Netzknoten dargestellt. Für die Netzauslegung müssen Grenzwerte von Druck und Geschwindigkeit eingehalten werden, die sich aus den folgenden Zusammenhängen ergeben:

- Vermeidung von Geräuschentwicklung in Armaturen durch Begrenzung der Geschwindigkeit. Die Grenze ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig, so z.B. Leitungsdurchmesser, Art der Armatur, und besonders Zugänglichkeit bzw. Nähe zum Kunden (unterirdisch ist dabei weniger kritisch als im Haus).
- Einhaltung eines minimalen und maximalen Eingangsdrucks bei Gasthermen. Die Situation in den vorgelagerten Netzen wird dann durch die Einstellung von Druckreglern beeinflusst, welche diesen Eingangsdruck gewährleisten sollen. So gibt es Niederdruckgebiete, in denen der Druck innerhalb der Grenzen von 19 bis 25 mbar liegen muss, da in diesen vor den Gasthermen keine Druckregler mehr installiert sind. In Mitteldruckgebieten wird oft ein Druckband von 400 bis 900 mbar vorgegeben, wobei die untere Grenze im Normalfall deutlich nach oben verschoben wird (z.B. 600 mbar), um n-1-Sicherheit zu gewährleisten.

Die für die Studie verwendeten Grenzwerte wurden mit den jeweiligen Netzbetreibern abgestimmt und werden bei der Vorstellung der Ergebnisse näher erläutert. Die Auswertung bezieht sich auf den Verbrauchsfall, da es in den untersuchten Netzgebieten keine nennenswerten Anlagen gibt, die ins Netz einspeisen. Dies bedeutet, dass der Fokus auf minimalem Druck und maximaler Geschwindigkeit liegt.

2.3 Eingangsdaten Optimierung

2.3.1 Energienachfrage

Die Energienachfrage jedes Versorgungsgebietes setzt sich aus der Nachfrage jedes Einzelgebäudes zusammen. Dabei werden Nachfrageprofile für Strom nach Haushalten, Industrie, Elektromobilität und Wärme nach Trinkwarmwasser, Heizwärme und Prozesswärme unterschieden, wie in Kapitel 2.2.1 beschrieben. Heizwärmeprofile werden nach niedrigem und hohem Temperaturniveau des Vorlaufs unterschieden. Die zusätzliche Stromnachfrage aus elektrischen Wärmeversorgungsanlagen wird im Modell bestimmt.

Die Energienachfragen liegen als Eingangsdaten stündlich vor. Im Optimierungsmodell muss jede Nachfrageart zu jedem Zeitpunkt in jedem Knoten gedeckt werden, dabei können die bestehenden Infrastrukturen genutzt werden. In Tab. 8 sind die Gesamtenergienachfrage für Strom und Wärme in 2021 in den vier Versorgungsgebieten differenziert nach Anwendungsbereich dargestellt.

Tab. 8: Gesamtenergienachfrage der vier Versorgungsgebiete im Jahr 2021

Stadt	Strom [GWh _{el}]		Wärme [GWh _{th}]	
	private Haushalte & GHD	Industrie	private Haushalte & GHD	Industrie
Fellbach	175	18	444	28
Westerstede	88	28	386	27
Mainz	736	532	1562	737
Burg	47	123	185	569

2.3.2 Erzeugungsleistungen und Technologiepotenziale

2.3.2.1 Thermische Erzeugungsleistungen

Die thermischen Erzeugungsleistungen wurden anhand der in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Methode ermittelt. In den nachfolgenden Abbildungen sind exemplarisch für Westerstede die Verteilung der Heizleistung je Gebäudetyp und die Verteilung der Heizleistung auf die Wärmeerzeuger aufgeführt. Für die anderen drei Versorgungsgebiete befinden sich diese Darstellung im Anhang in Kapitel 8.2.

In Abb. 13 ist zu erkennen, dass sich durch die Sanierung die benötigte Heizleistung reduziert und so eine Verschiebung der Verteilung für EFH, MFH und NWG erfolgt. Da im Industriebereich die Sanierung die Prozesswärmenachfrage nicht beeinflusst, bleibt hier die benötigte Leistung konstant.

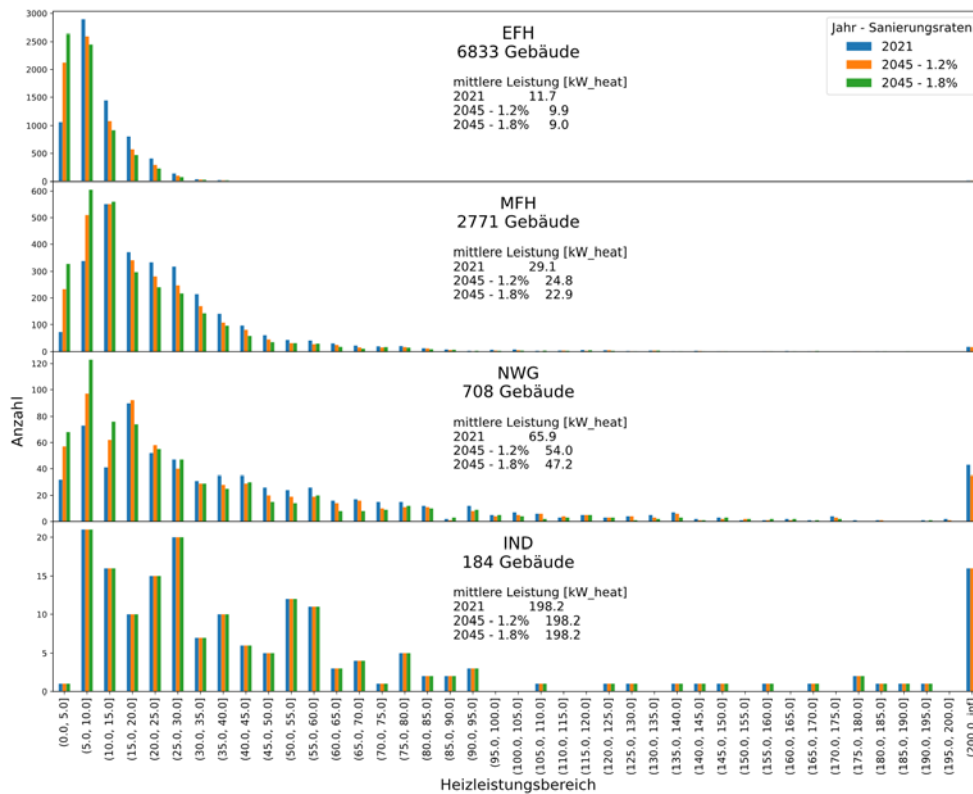


Abb. 13: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistungen (in kW) in Westerstede auf die Gebäudetypen

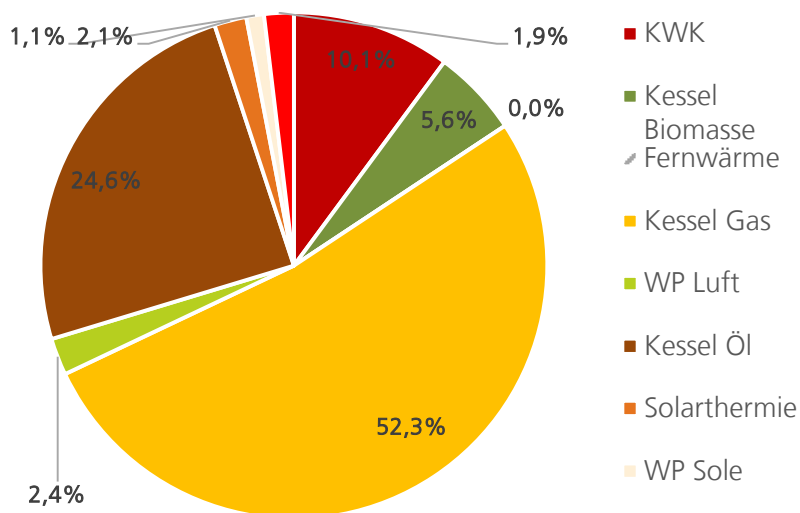


Abb. 14: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistung auf die Wärmeerzeuger in Westerstede in 2021

2.3.2.2 Erhebung der Potenziale erneuerbarer Energien in den Versorgungsgebieten

Die Erhebung der erneuerbaren Energiepotenziale der Strom und Wärmeerzeugung wird für das städtische oder kommunale Versorgungsgebiet in seinen Gebietsgrenzen durchgeführt. Dabei sind Dachflächen, Freiflächen, sowie punktuelle Standorte erhoben worden. Aus öffentlich verfügbaren Quellen über die Nutzungsart von Flächen werden Zuschnitte von nutzbaren Flächen für verschiedene Typen von Versorgungsanlagen erstellt [19].

Methodik der Erhebung der Erneuerbaren Strompotenziale

Neben den Aufdach-PV-Potenzialen, deren Erhebung in Kapitel 2.2.4 beschrieben ist, erfolgt eine Erhebung der Freiflächen-PV- und Windenergie-Potenziale. Aus dem Photovoltaik- und Windflächenrechner des Agora Energiewende und Reiner Lemoine Instituts [20, 21] werden ausgewiesene mögliche Flächen für PV-Freiflächen sowie Windenergieanlagen innerhalb der Gebiete ermittelt. Repowering sowie der Zubau von neuen Windenergieanlagen wird für das maximale Potenzial berücksichtigt. In die Erhebung fließen auch mögliche Flächen für Agri-PV ein. Diese Potenziale gehen nur dort in die Modellierung ein, wo sie zur Eigenstromnutzung installiert werden können. Erzeugungsanlagen mit Anschluss auf der Mittelspannungsebene wie Windparks und PV-Freiflächenanlagen sind in der weiteren Studie in den lokalen Gebieten als Erzeugungsquelle nicht berücksichtigt und über den Mix des Stromimports in die Gebiete sowie den Strom-Emissionsfaktor dargestellt.

Methodik der Erhebung der erneuerbaren Wärmepotenziale

Das Potenzial der Wärmequellen, wie Flüsse, Seen oder Erdwärme, wurde mit einer Methode zur Erhebung des erneuerbaren Wärmepotenzials nach techno-ökonomischen, ökologischen und regulatorischen Indikatoren ermittelt. Die Methode orientiert sich an Nkongdem [22] und erhebt die stündliche zeitlich und technische Verfügbarkeit der Wärmequellen nach geografischem Standort innerhalb der betrachteten Gebiete. Dabei wurde die Methode auf alle Wärmequellen mit öffentlich verfügbaren Daten angewandt und durch die beteiligten Stadtwerke überprüft und teilweise ergänzt., ist in einer Studienarbeit detailliert am Beispiel von Fellbach untersucht worden [22]. Grundlegend wird die Annahme getroffen, dass die vorhandenen theoretischen Quellen mit Großwärmepumpen oder anderen Wärmeerzeugern (z.B. bei tiefer Geothermie, Solarthermie, etc.) erschließbar sind, Kosten für Entnahmewerke und Wärmeübertrager sind in den Annahmen der Modellierung hinterlegt.

Die Erhebung von potenziellen Abwärmequellen konnte im Rahmen dieser Studie nur sehr begrenzt einfließen, da die zeitliche Verfügbarkeit und Mengen der Abwärme den kooperierenden Energieversorgungsunternehmen in der Regel nicht bekannt sind.

Die Solarthermie-Potenziale für Aufdachanlagen wurden entsprechend der Methodik für Photovoltaik Dachflächen ermittelt, wobei der Abschlagsfaktor technologiespezifisch angepasst wurde (siehe Kapitel 2.2.4).

Die Herleitung der Heizungstechnologiepotenziale für oberflächennahe Geothermie (Sole/Wasser- Wärmepumpe) und Umweltwärme (Luft/Wasser-Wärmepumpe), die direkt dezentral in Einzelgebäuden über Wärmepumpen nutzbar gemacht werden kann, erfolgt wie in Kapitel 2.2.4 beschrieben über eine Limitierung der installierbaren Leistung in jedem Knoten anhand des Verhältnisses von überbauter zu gesamter Fläche, um Flächen- und Schallrestriktionen insbesondere in eng bebauten Gebieten abzubilden.

Fellbach

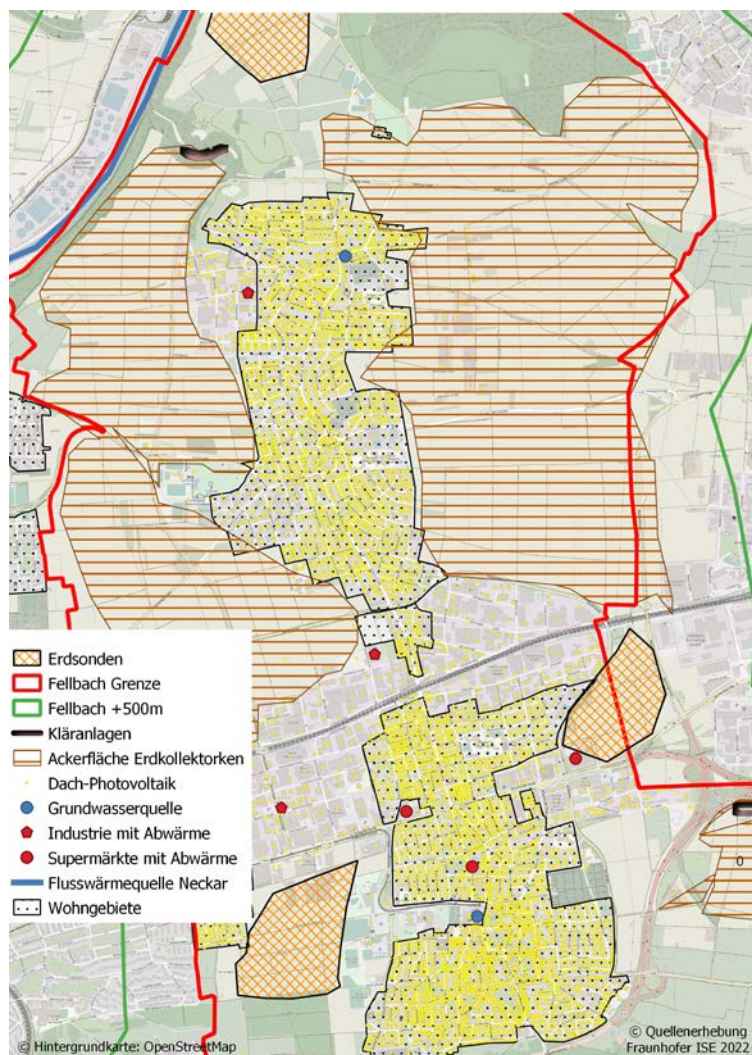


Abb. 15: Karte der ermittelten erneuerbaren Potenziale in Fellbach

Tab. 9: Erneuerbare Strompotenziale Fellbach

Quelle	Aufdach-PV
Potential	139 MW _{el}

Tab. 10: Erneuerbare Wärmepotenziale Fellbach

Wärme- quelle	Flusswärme GWP	Dach- Solarther- mie	Erdkollekt- oren auf 4 % der Agrarfläche (5,4 km²)	Grundwas- ser	Super- märkte	Industrie- Abwärme / Abwasser / Klärwerke
Potential	11 MW _{th}	132 MW _{th}	350 GWh _{th}	56 MWh _{th}	438 MWh _{th}	Nicht bestimmbar

Mainz

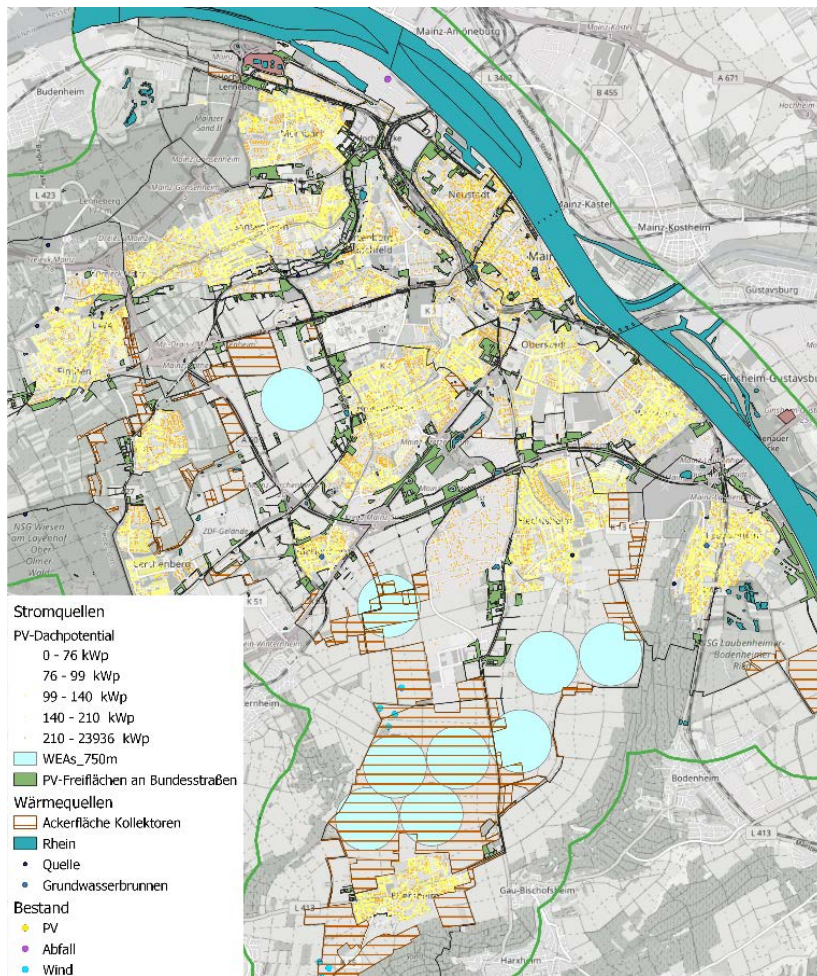


Abb. 16: Karte der erneuerbaren Potenziale Mainz aus der Erhebung

Tab. 11: Erneuerbare Strompotenziale Mainz

Quelle	Aufdach-PV	Freifläche PV	Agri-PV	WEA
Potential	514,0 MW _{p_{el}}	6,3 MW _{p_{el}}	27,3 MW _{p_{el}}	43,7 MW _{el}

Tab. 12: Erneuerbare Wärmepotenziale Mainz

Wärmequelle	Flusswärme	Erdkollektoren bis 4 % der Agrarfläche (11,1 km ²)	Grundwasser	Industrie-Abwärme	Abwasser
Potential	> 518,2 GWh _{th}	27,9 GWh _{th}	56,3 MWh _{th}	Potenzial > 30,0 GWh _{th} , Datenlage unzureichend	27,6 GWh _{th}

Burg

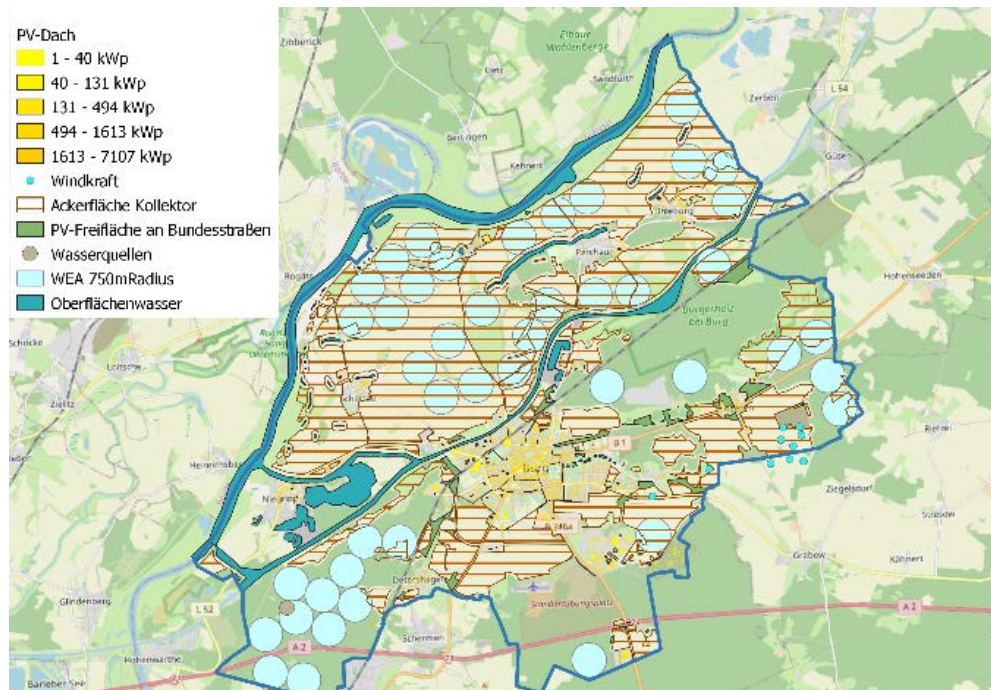


Abb. 17: Karte der erneuerbare Potenziale Burg aus der Erhebung

Tab. 13: Erneuerbare Strompotenziale Burg

Quelle	Aufdach-PV	Freifläche PV	Agri-PV	WEA
Potential	175,2 MW _{pel}	2,6 MW _{pel}	53,4 MW _{pel}	167,1 MW _{el}

Tab. 14: Erneuerbare Wärmepotenziale Burg

Wärmequelle	Gewässer- wärme	Erdkollekt- oren bis 1 % der Agrarflä- che 74 km ²	Grundwasser	Industrie- Abwärme	Abwasser
Potential	> 21,4 GWh _{th}	40,7 GWh _{th}	1,9 GWh _{th}	Potenzial > 14,0 GWh _{th} , Datenlage un- zureichend	2,7 GWh _{th}

Tab. 15: Erneuerbare Strompotenziale Westerstede

Tab. 16: Erneuerbare Wärmepotenziale Westerstede

Wärmequelle	Erdkollektoren bis 1 % der Ag- rarfläche 99 km ²	Grundwasser	Industrie- Abwärme	Abwasser
Potential	52,7 GWh _{th}	3,9 GWh _{th}	Keine relevante Abwärme	Keine relevante Abwärme

2.3.3 Auswahl der Zeitschritte und des Betrachtungshorizontes

Der Betrachtungshorizont der Studie liegt in den Jahren von 2021 bis 2045. Dabei werden in der Modellierung 5 Jahresschritte untersucht, sodass die Jahre 2021, 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045 in der Modellierung abgebildet sind. Das Optimierungsmodell sieht alle Zeitschritte gleichzeitig und trifft die Investitionsentscheidungen für den gesamten Betrachtungszeitraum als perfekte Voraussicht. Innerhalb der Jahre wurde eine Auswahl der betrachteten Zeitschritte gewählt. Theoretisch erlaubt die Modelltechnik eine beliebige Einstellung des Betrachtungshorizontes, z.B. eine 15-minutenscharfe Modellierung für alle Jahre. In der Praxis werden die Zeitschritte und der Betrachtungshorizont nach den Anforderungen der Fragestellungen, der Datenqualität und der Rechenkomplexität bestimmt. Durch Erfahrungen und Prüfläufe wird festgelegt, dass die Betrachtung der fünf Jahresschritte angemessen ist, und dass mit zweistündigen Zeitschritten ausreichend valide Ergebnisse geliefert werden können, die mit Prüfläufen einstündiger Zeitschritte vergleichbar sind. Durch die hohe mathematische Komplexität des sektorgekoppelten Modells auf dieser geografischen Auflösung ist es notwendig, dass die Anzahl der betrachteten Wochen auf sieben Wochen pro Jahr begrenzt wird, um die durchschnittliche Rechenzeit eines Szenarios unter 24-Stunden zu halten.

Durch die Begrenzung der betrachteten Wochen ist es notwendig, einen systematischen Ansatz zur Auswahl zu entwickeln. Der angewandte Ansatz verfolgt das Ziel repräsentative, vergleichbare Ergebnisse zu ermöglichen und hat folgende Kriterien:

1. Die Abweichung der Nachfrage und der PV-Ertrag zwischen den ausgewählten Wochen und dem Jahr sind zu minimieren.
2. Die effektive JAZ der Luft-Wasser-Wärmepumpe in alten Wohngebäuden liegt innerhalb des von mit dem Auftraggeber abgestimmten Wertes von 3,6 mit einer ± 1 % Toleranz.
3. Falls die anderen Bedingungen nicht verletzt werden, soll die Woche mit der höchsten Wärmenachfrage ausgesucht werden.

Die ausgewählten Wochen gelten für alle Jahre, damit die Ergebnisse zwischen den Jahren vergleichbar sind.

2.4 Eingangsdaten Netzsimulation

2.4.1 Eingangsdaten Stromnetz

Als Basis für die Untersuchung des Stromnetzes wurden von den Netzbetreibern entsprechende Netzdaten und Planungsannahmen in verschiedenen Formaten zur Verfügung gestellt. Diese umfassen Leitungsverläufe und -verbindungen, elektrische Parameter der enthaltenen Betriebsmittel, Schaltzustände sowie planerische Grenzwerte für Betriebsmittelauslastungen und Spannungsbänder. Mithilfe dieser Daten wurden rechenfähige Netzmodelle im Framework *pandapower* erstellt.

Westerstede

Die Netzdaten für Westerstede wurden als Export aus DlgSILENT PowerFactory geliefert. Die zur Verfügung gestellten Netzmodelle waren bereits rechenfähig und konnten direkt in das *pandapower*-Format konvertiert werden. Sie beinhalten alle notwendigen Parameter elektrischer Betriebsmittel und Schalterstellungen, um den Normalzustand des Netzes abzubilden.

Das untersuchte Netzgebiet erstreckt sich über die Gemeinde Westerstede sowie deren Umland. Zur Verfügung gestellt wurden Netzdaten der Mittelspannungs- (20 kV) und Niederspannungsebene (0,4 kV). Das betrachtete Mittelspannungsnetz wird durch ein Umspannwerk versorgt, umfasst 213 Netzstationen sowie 217 Leitungskilometer. Für 97 der 213 Netzstationen standen Daten der jeweiligen versorgten Niederspannungsnetze zur Verfügung, die insgesamt 381 Leitungskilometer beinhalten.

Die konvertierten Netzmodelle wurden mithilfe der vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Lastannahmen und Planungsprämissen validiert, um unplausibel hohe Belastungen der Netze im Ist-Zustand zu überprüfen. Die Resultate wurden in einem iterativen Prozess mit dem Netzbetreiber diskutiert, um Modellierungsfehler im Ist-Netz zu identifizieren und wo nötig zu beheben.

Mainz

In der Modellierung der Mainzer Netze wurden Leitungsverläufe und -verbindungen direkt aus den detaillierten GIS-Zeichnungen abgeleitet. Die Parametrierung der Betriebsmittel erfolgte anhand der in den GIS-Daten hinterlegten Typdaten. Die Topologie ergibt sich aus den ebenfalls im Datensatz gepflegten Schalterstellungen im Normalschaltzustand.

Das betrachtete Stromnetz erstreckt sich über das Stadtgebiet Mainz. Geliefert wurden Auszüge aus dem GIS, welche die Mittelspannung (20 kV) und Niederspannung (0,4 kV) des Verteilnetzes enthalten. Das Gesamtgebiet wird durch neun Umspannwerke versorgt und umfasst auf der Mittelspannungsebene rund 628 km Leitungen. Insgesamt werden 914 Stationen versorgt.

Für die nachfolgenden Untersuchungen wurden aus den vorliegenden Daten ein rechenbares Netzmodell der gesamten Mittelspannung generiert. In der Modellbildung wurden Verbindungen zwischen Leitungen und Sammelschienen in Stationen oder Verteilern aus den detaillierten Verläufen von GIS-Zeichnungen abgeleitet. Die Schalterstellung an Abgängen von Sammelschienen im Normalschaltzustand sind ebenfalls hinterlegt und wurden entsprechend eingepflegt. In Fällen, bei denen die Zeichnungen nicht ausreichend genau ausgeführt waren, wurden Leitungsenden mit den nächstgelegenen Betriebsmitteln innerhalb eines gewissen Radius (< 1 m) verbunden. Zur Validierung wurde ein Lastfall generiert, bei dem alle Stationen mit 30 % ihrer Nennleistung belastet wurden und der resultierende Lastfluss auf Plausibilität geprüft.

Für Untersuchungen in der Niederspannung wurden mit 307 Netzen rund ein Drittel der vorliegenden Niederspannungsnetze konvertiert. Hauptgrund hierfür ist, dass in dieser Spannungsebene im zeitlichen Rahmen der Studie nur der Teil der Netze betrachtet werden konnte, der mit geringem bis moderatem Aufwand konvertiert und validiert werden konnte. Die Aufbereitung der restlichen Netze hätte einen erheblichen manuellen Aufwand nach sich gezogen, ohne die Aussagekraft der erzielten Ergebnisse maßgeblich zu steigern. Die Modellbildung erfolgte analog zum Vorgehen in der Mittelspannung. Zur Validierung und schließlich Auswahl der verwendeten Teilnetzmodelle wurden 30 % der Nennleistung des Transformators als Last gleichmäßig an allen Leitungsenden verteilt. Netze in denen unplausible Belastungen auftraten oder die hinterlegten Schalterstellungen nicht zu einer radialen Topologie führten wurden verworfen. In den betrachteten 307 Niederspannungsnetzen sind 692 km Leitungen verlegt.

2.4.2 Eingangsdaten Gasnetz

Von beiden Netzbetreibern wurden Gasnetzmodelle in STANET geliefert. Wesentliche Unterschiede bestehen hinsichtlich der betrachteten Netzebenen und der Herangehensweise zur Erstellung eines Modells für das Untersuchungsgebiet aus einem Gesamtmodell.

Westerstede

Das Netzmodell von Westerstede wurde vom Netzbetreiber als Mitteldrucknetz bei 800 mbar mit Teilen des übergelagerten Hochdrucknetzes geliefert. In diesem Netz sind ca. 10.000 Verbraucher an ca. 7.800 Netzknoten angeschlossen, es enthält eine Leitungslänge von insgesamt 400 km, sechs Druckregler und keine Erzeuger.

Das zu betrachtende Versorgungsgebiet ist Teil eines größeren Netzes und wurde für die Berechnungen bereits vom Netzbetreiber extrahiert, sodass viele Stränge im Netz existieren, die im Gesamtnetz mit externen Netzbereichen verbunden sind. In der Folge sind ca. 30 Anschlüsse ans externe Netz vorhanden. Im erhaltenen STANET-Modell werden diese Netzränder als Druckregler simuliert, die einen bestimmten Druck an diesen Knoten vorgeben. Weiterhin ist im Modell ein statischer Starklastfall hinterlegt, welcher sich auf das Jahr 2020 bezieht.

Sowohl das Netzmodell von Westerstede als auch von Mainz wurde im ersten Schritt in das *pandapipes*-Format konvertiert und teilweise angepasst.

Die Druckregler an den Netzrändern wurden vor der Netzberechnung durch ein- und ausspeisende Netzränder ersetzt, da durch die Vorgabe des Drucks die Betrachtung der minimalen Drücke unmöglich gemacht hätte. Um dieses Problem zu lösen, wurden die Massenströme, die aus den angrenzenden Netzen eingespeist oder in die angrenzenden Netze ausgespeist werden, vorgegeben. Insgesamt spielen die Netzränder eine sehr große Rolle im Netzgebiet. Diese Interaktion ist so groß, dass im Falle der Vernachlässigung der Netzränder der Netzzustand im Basisszenario nicht mehr zulässig wäre, da der Druck unter die vorgegebenen 400 mbar fällt.

In den Zukunftsszenarien sinken die Lasten jedoch so stark, dass einspeisende Netzränder ohne Anpassung zu einer deutlichen Überhöhung des Drucks führen würde. Dies wäre jedoch in keiner Weise realistisch, da der Druck auch in den Nachbarnetzen nicht über den angenommenen Werten liegt. Daher werden die Netzränder stets proportional zum Verhältnis der Gesamtbelastung im Netz skaliert. Durch die globale Skalierung kann es dennoch in einzelnen Netzsträngen dazu kommen, dass der Druck deutlich ansteigt und die vorgegebene Grenze von 800 mbar überschreitet. Diese Ungenauigkeit lässt sich jedoch schwer vermeiden, da die exakte Situation außerhalb des Netzgebiets nicht vorhergesehen werden kann ohne entsprechende Daten und Systemanalyse.

Um Transitflüsse im Hochdrucknetz zu vermeiden, wurde an allen Übergabestationen ein Druck von 800 mbar am MD-Knoten festgelegt. Weiterhin musste das Netz um bestimmte Modellierungsdetails bereinigt werden, die von STANET automatisch ignoriert werden, wie z.B. nicht angeschlossene Leitungen.

Abschließend werden die Verbraucher direkt an den Hauptleitungen angeschlossen, sodass die Hausanschlussleitungen und somit der Reibungsverlust in den Leitungen vernachlässigt wird. Der Hintergrund dafür ist die Abweichung von Maximallasten im Vergleich zum Ist-Netz-Modell laut Netzbetreiber nach Zuordnung der Verbraucherprofile, welche zu Überlastungen der Hausanschlussleitungen führte. Die disaggregierten Profile stimmen also nicht exakt mit den Lasten der Netzauslegung überein.

Mainz

Das Gasnetz in Mainz ist in drei größere Druckebenen unterteilt, wobei die oberste Ebene, welche die großen Kraftwerke mit dem Transportnetz und untereinander verbindet, nicht im analysierten Modell enthalten ist. Die Hochdruckebene, welche eine grobe Verteilung in die einzelnen Stadtteile gewährleistet, wird in großen Teilen mit einem Nenndruck von 8 bar betrieben. Das Hochdrucknetz wird vermascht betrieben, sodass sich Änderungen immer auf das gesamte Netzgebiet auswirken. Vom Hochdrucknetz aus werden 75 Übergabestationen versorgt, von denen 20 für den Anschluss von Großkunden vorgesehen sind. 55 Übergabestationen speisen Niederdrucknetze, welche wiederum von den Stadtwerken betrieben werden und Endverbraucher wie Haushalte und Gewerbekunden versorgen. Diese Stationen sind teilweise miteinander vermascht.

Im Niederdrucknetz sind ca. 60.000 Verbraucher an ca. 41.000 Netzknoten angeschlossen, es enthält eine Leitungslänge von 1400 km, 170 Druckregler und einen sehr kleinen Erzeuger.

Es wurden Daten für das gesamte Versorgungsgebiet bereitgestellt, weshalb es im Netzmodell nur fünf NetZRänder zum Transportnetz gibt. Es ist ein Starklastfall hinterlegt, im Auslegungspunkt für Verbraucher Standardlastprofile angenommen werden.

Nach der Konvertierung des Netzmodells in das *pandapipes*-Format mussten auch für das Mainzer Gasnetz Anpassungen vorgenommen werden. An erster Stelle wurden Teile des Netzes entfernt, die nicht in der Untersuchung abgebildet werden sollten, wie z.B. im Netzmodell enthaltene Teile des Transportnetzes. Durch die Extraktion des Betrachtungsgebietes aus dem gesamten Gebiet sind 15 NetZRänder entstanden, welche identisch zum Netzmodell von Westerstede behandelt werden. Auch hier muss das Modell bereinigt und Verbraucher identisch zum Westerstede-Modell an die Hauptleitungen angeschlossen werden.

Beide Netzmodelle werden plausibilisiert, indem die Berechnungsergebnisse von STANET und *pandapipes* verglichen werden. Da hier nur sehr kleine Abweichungen auftreten, wird die Konvertierung als hinreichend präzise angenommen.

3 Beschreibung der betrachteten Szenarien

3.1 Narrative der Szenarien

Die betrachteten Szenarien unterliegen alle der Maßgabe, dass im Jahr 2045 keine CO₂-Emissionen aus den bilanzierten Energietechnologien und Prozessen mehr anfallen. In fünf Szenarien werden mögliche Entwicklungen der Zukunft in Form unterschiedlicher Ausprägungen von Parametern (Tab. 17) definiert. Dabei stellen die Transformation der Wärmeversorgung und die Entwicklung des Wärmebedarfs die wesentlichen Analysedimensionen dar. Die Szenarien unterscheiden sich maßgeblich in der Sanierungsrate, Innovationsaffinität und der Verfügbarkeit von Wasserstoff. Diese Rahmenparameter wiederum bestimmen, welcher Preispfad für welchen Energieträger angenommen wird, vgl. Tab. 17.

Szenario 1 – Mäßige Sanierung und hohe Innovationsaffinität

Es erfolgt eine geringe Steigerung der jährlichen durchschnittlichen Sanierungsraten auf 1,2 %. Dies ist vor allem durch Handwerkermangel und geringe Innovationen bei Hüllsanierungen verursacht. Parallel dazu erfolgt durch internationale Ausbauanstrengungen und Markthochlauf eine positive Entwicklung der Anlagenkosten von Erneuerbaren Energien, H₂-Erzeugungsleistungen und verfügbare Importe sowie bei der Umrüstung von Erdgasnetzen auf H₂-Netze. Es gibt wenige bis keine Probleme bei der Realisation von Technologieprojekte wie den Ausbau von Übertragungsnetzen und Erzeugungsleistungen.

Szenario 2 – Sanierungsfortschritt und Innovationsskepsis

Die Sanierungsrate kann durch technische Fortschritte, wie z.B. dem Durchbruch serieller Sanierungen, dem erfolgreichen Anwerben in den zugehörigen Handwerksberufen sowie hoher Wirtschaftlichkeit von Sanierung auf 1,8 % gesteigert werden. Es verbleiben jedoch Engpässe für den Einbau neuer Heizungstechnologien. Die internationalen Ausbauanstrengungen und der Markthochlauf im Bereich der H₂-Erzeugung und Importe sowie die EE-Entwicklung ist niedrig, da nationale und internationale Entscheidungen Technologieprojekte wie die H₂-Erzeugung nicht fördern.

Szenario 3 – Hohe Verfügbarkeiten von Erneuerbare Energien und Wasserstoff

Das Szenario 3 unterstellt eine hohe Geschwindigkeit bei der Entwicklung aller Bereiche, sowohl bei den Sanierungen der Gebäudehülle als auch beim Einbau von neuen Heizungen sowie bei nationalen und internationalen Projekten zur erneuerbaren Strom- und H₂-Erzeugung. Es gibt positive Marktdynamiken für Technologieprojekte, sodass eine frühe Umstellung des Backbone-Netzes auf Wasserstoff erfolgen kann und sich niedrige Importpreise einstellen. Durch die erfolgreiche Anwerbung von Handwerkern werden höhere Potenziale bei den Austausch- und möglichen Einbauraten der WärmeverSORger unterstellt.

Szenario 3A – Niedriger Wasserstoffpreispfad

In diesem Szenario gibt es vor allem nationale und lokale Probleme beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und dazugehöriger Stromnetze in Deutschland. Dies führt zu höheren Strompreisen und einem langsameren Stromnetzausbau. International wird die Technologieentwicklung der H₂-Erzeugung sowie die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für diese Anlagen stark vorangetrieben, sodass frühzeitig große Mengen Wasserstoff zu niedrigen Importpreisen verfügbar sind. Die Sanierungsrate liegt bei 1,8 %.

Szenario 3B – Hoher Ausbau Erneuerbarer Energien

Die Sanierungsrate steigt auf 1,8 % durch technische Fortschritte und eine hohe Verfügbarkeit von Handwerkerkapazitäten. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung erfährt eine deutliche Beschleunigung, sodass die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und der Ausbau der Stromnetze in Deutschland hoch ist. International erfolgt ein stetiger, aber nicht schneller Hochlauf der H₂-Erzeugungsleistungen sowie dafür notwendige EE-Kraftwerke. Damit verbunden sind die Importpreise hoch und die Mengen stärker begrenzt.

Szenario	1	2	3	3A	3B
Szenario Titel	Mäßige Sanierung und hohe Innovationsaffinität	Sanierungsfortschritt und Innovationskepsis	Hohe EE-Verfügbarkeit und niedriger H ₂ -Preispfad	Niedriger Wasserstoffpreisfad	Hoher EE-Ausbau
 Sanierungsrate/-tiefe	1,2 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70	1,8 % / KfW 70
H₂-Backbone	2030	2035	2030	2030	2035
H₂-Preise	Günstig	Hoch	Günstig	Günstig	Hoch
Jahr	2025 2030 2035 2040 2045 2050 2055 2060 2065 2070	2025 2030 2035 2040 2045	2025 2030 2035 2040 2045		
 Haushalt $\left[\frac{ct}{kWh} \right]$	- 12,5 10,8 9,0 8,3 - -	16,3 14,0 13,8	Siehe Szenario 1	Siehe Szenario 1	Siehe Szenario 2
 Industrie $\left[\frac{ct}{kWh} \right]$	- 10 9 8 7,5 - -	14,5 13,0 12,5			
H₂ Verfügbarkeit in Deutschland	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Niedrig
Strompreise	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch	Niedrig
Jahr	2025 2030 2035 2040 2045	2025 2030 2035 2040 2045	2025 2030 2035 2040 2045 2050 2055 2060 2065 2070		
 Haushalt $\left[\frac{ct}{kWh} \right]$	23,7 21,7 21,8 21,9 22,1	Siehe Szenario 1	Siehe Szenario 1	26,7 27,6 28,1 28,6 29,4 23,2 20,6 20,3 20,0 19,6	
 Industrie $\left[\frac{ct}{kWh} \right]$	13,5 11,5 11,6 11,7 11,9			16,5 17,5 17,9 18,4 19,2 13,0 10,4 10,1 9,8 9,4	
EE-Strom Verfügbarkeit	Hoch	Mittel	Hoch	Niedrig	Hoch
CO₂-Faktor Strom	Niedrig	Mittel	Niedrig	Hoch	Niedrig
Erdgaspreise	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Technologiekosten	Mittel	Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Fernwärme Austauschrate	Hoch	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
Wärmepumpen-aus-tauschrate	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
Gaskesselaus-tauschrate	Mittel	Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
Biomasse Verfüg-barkeit	Mittel	Gering	Mittel	Mittel	Mittel

Tab. 17: Übersicht der wesentlichen Pfadausprägungen und Preisannahmen der Szenarien

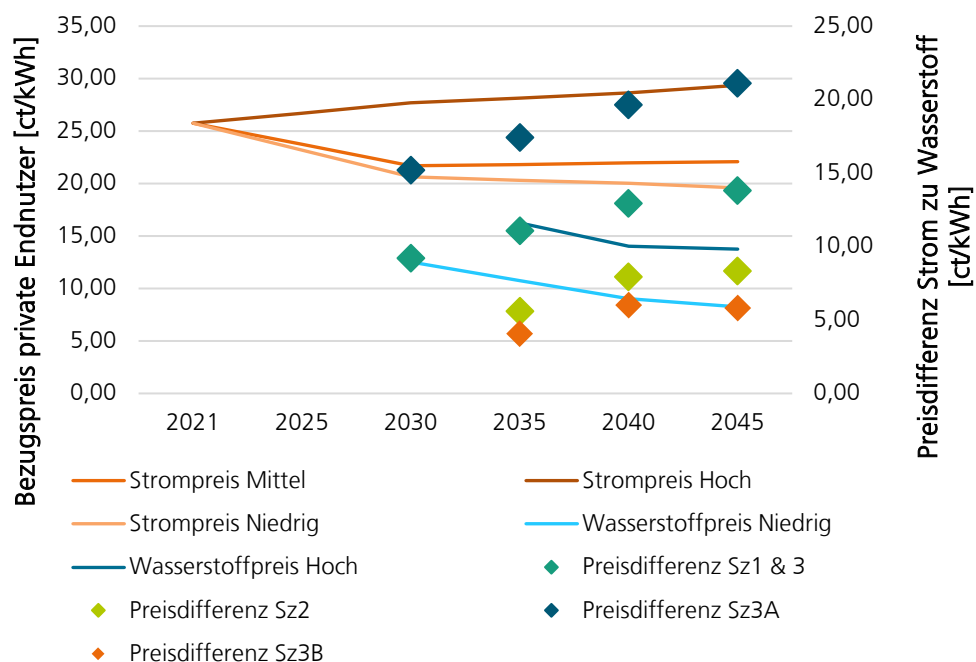
3.2 Preis-, Kosten und CO₂-Pfade der Szenarien

Die in den Szenarien unterstellten Entwicklungen werden als Ausprägungen über der Zeit beschrieben und stellen die anzulegenden Preispfade der berücksichtigten Energieträger und Versorgungstechnologien dar. In einem iterativen Prozess sind diese Werte mit dem Nationalen Wasserstoffrat diskutiert und für die Verwendung in der Studie mit dem Auftraggeber abgestimmt worden.

3.2.1 Energieträgerpreise

Die Energieträgerpreise teilen sich in Bezugspreise für Haushalte, Industrie und Kraftwerke auf. Dabei werden Preise für die Energieträger Strom, Wasserstoff, Erdgas, Öl und Biomasse unterschieden. Die Preise sind jeweils den Szenarien in einer der drei verschiedenen Ausprägungen (niedrig, mittel und hoch), wie in Kapitel 3.1 beschrieben, zugeordnet. Alle Bezugspreise bestehen jeweils aus den Bestandteilen für Energieeinkauf und Bereitstellung, Umlagen sowie Netzentgelten, und fließen ohne Umsatzsteuer ins Modell ein.

Es wird nicht zwischen Unterarten der Biomasse (Holz, Pellets, Abfälle) unterschieden. Flüssiggas sowie weitere Energieträger mit geringen Anteilen sind nicht berücksichtigt (AG Energiebilanzen – »Sonstige Energieträger« [23]). Die Emissionsfaktoren der Energieträger basieren auf [24], die Stromemissionsentwicklung basiert auf der Erneuerbaren Energien Entwicklung in Deutschland. Es wird nicht zwischen Unterarten der Biomasse (Holz, Pellets, Abfälle) unterschieden. Flüssiggas sowie weitere Energieträger mit geringen Anteilen sind nicht berücksichtigt (AG Energiebilanzen – »Sonstige Energieträger« [23]). Die Emissionsfaktoren der Energieträger basieren auf [24], die Stromemissionsentwicklung basiert auf der Erneuerbaren Energien Entwicklung in Deutschland.



* alle Bezugspreise netto mit Umlagen und Entgelten

Abb. 19: Vergleich der Strom und Wasserstoffbezugspreise für Haushalte in den Ausprägungen niedrig, mittel und hoch

Tab. 18: Preisdifferenz Strom zu Wasserstoff für private Endnutzer in den Szenarien

Preisdifferenz Strom zu H₂ [ct/kWh]	Sz1	Sz2	Sz3	Sz3A	Sz3B
2030	9,2		9,2	15,2	
2035	11,1	5,6	11,1	17,4	4,1
2040	12,9	7,9	12,9	19,6	6,0
2045	13,8	8,3	13,8	21,1	5,8
Preisverhältnis Strom zu H₂	Sz1	Sz2	Sz3	Sz3A	Sz3B
2030	1,7		1,7	2,2	
2035	2,0	1,3	2,0	2,6	1,2
2040	2,4	1,6	2,4	3,2	1,4
2045	2,7	1,6	2,7	3,6	1,4

Die Preisdifferenz zwischen Strom und Wasserstoffbezugspreisen für Haushalte liegt je nach Szenario zwischen 4 und 21 ct/kWh. Ein niedriger Wert bedeutet, dass Strom pro Kilowattstunde nur leicht teurer ist als eine Kilowattstunde Wasserstoff (in Gasform). Eine hohe Differenz bedeutet, dass Wasserstoff günstig ist, und Strom gleichzeitig verhältnismäßig teuer. Niedrige Preisdifferenzen von 5-8 ct/kWh gibt es in den Szenarien 3B und 2, die Preisdifferenzen liegen in Sz1 und Sz3 bei 9-13 ct/kWh, eine hohe Differenz gibt es im Sz3A mit 15-21 ct/kWh.

Tab. 19: Strombezugspreise netto in ct/kWh nach Verbrauchergruppe

Strombezugspreise [ct/kWh]	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
Szenario		Sz3B	Sz1, 2, 3	Sz3A
Bezugskosten Strom private Endnutzer (Gruppe DC)	2020	25,7	25,7	25,7
	2025	23,2	23,7	26,7
	2030	20,6	21,7	27,6
	2035	20,3	21,8	28,1
	2040	20,0	21,9	28,6
	2045	19,6	22,1	29,4
Bezugskosten Strom Gewerbe, Kleinindust- rie	2020	17,6	17,6	17,6
	2025	15,3	15,4	17,1
	2030	12,8	13,1	16,5
	2035	12,7	13,1	16,6
	2040	12,4	13,0	16,5
	2045	12,1	13,1	16,9
Bezugskosten Strom Industrie (Durchschnitt Gruppe IA-IG)	2020	15,6	15,6	15,6
	2025	13,0	13,5	16,5
	2030	10,4	11,5	17,4
	2035	10,1	11,6	17,9
	2040	9,8	11,7	18,4
	2045	9,4	11,9	19,2
Bezugskosten Strom Großkraftwerke	2020	10,4	10,4	10,4
	2025	9,0	9,8	10,8
	2030	7,6	9,1	11,1
	2035	7,4	9,0	11,1
	2040	7,2	8,9	11,1
	2045	7,0	8,8	11,2

Die Strombezugspreise sind nach Verbrauchergruppen, Szenario und Jahr, wie in Tab. dargestellt, abgestimmt. Dabei beziehen sich die Gruppen auf die europäischen Verbrauchergruppen für Haushalte bzw. Industrieverbrauchergrößen. Die Szenarien 1, 2 und 3 sind zur Vergleichbarkeit mit einer mittleren Entwicklung der Strombezugskosten hinterlegt.

Die Emissionsfaktoren folgen den Annahmen der Pfade des Erneuerbaren Energie Ausbaus in Deutschland [24]. Eine Zielerfüllung von 0 g/kWh im Jahr 2045 wird vorausgesetzt und der Pfad unterscheidet sich vom mittleren Pfad in den Szenarien 3A und 3B.

Tab. 20: Emissionsfaktoren Stromnetzbezug nach Strompreispfaden in kg_{CO2}/kWh

Emissionsfaktoren Stromnetzbezug nach Strompreispfaden	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
Szenario		Sz3B	Sz1, 2, 3	Sz3A
Emissionsfaktoren Netzstrom [g _{CO2} / kWh]	2020	394	394	394
	2025	262	269	287
	2030	130	145	180
	2035	80	90	110
	2040	30	35	40
	2045	0	0	0

Die Wasserstoffbezugspreise beziehen sich auf Endverbraucherbezugspreise aus nicht innerdeutschen Importquellen. Die Importpreis-Annahme impliziert, dass die Produktion von erneuerbarem Strom, die Erzeugung des Wasserstoffs, dessen Transport und der Gewinn aller Zwischenhändler in diesem Preis enthalten sind. Dabei ist in den niedrigen Preisentwicklungen ein starker Hochlauf der Elektrolyseleistungen sowie dazu notwendiger Erneuerbaren Energien Stromerzeugungsleistungen und somit der verfügbaren globalen Wasserstoffmengen Grundlage der Projektion. Der Ausgangspreis im Jahr 2020 ist in allen Pfaden gleich angesetzt.

Tab. 21: Wasserstoffbezugspreise netto in ct/kWh nach Verbrauchergruppe

Wasserstoffbezugspreise [ct/kWh]	Jahr	Niedrig	Hoch
Szenario		Sz1,3,3A	Sz2,3B
Bezugskosten Wasserstoff private Endnutzer	2020	25,0	25,0
	2025	18,8	21,8
	2030	12,5	18,5
	2035	10,8	16,3
	2040	9,0	14,0
	2045	8,3	13,8
Bezugskosten Wasserstoff Industrie	2020	22,0	22,0
	2025	16,0	19,0
	2030	10,0	16,0
	2035	9,0	14,5
	2040	8,0	13,0
	2045	7,5	12,5
Bezugskosten Wasserstoff Großkraftwerke	2020	16,2	16,2
	2025	12,2	13,6
	2030	8,3	11,0
	2035	7,3	10,3
	2040	6,3	9,6
	2045	5,3	8,9

Der bezogene Wasserstoff wird in den Szenarien 2 und 3B als 100 % grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen hinterlegt. In den Szenarien mit niedrigen Wasserstoffpreisen ist bis 2040 ein Anteil blauer Wasserstoff (aus Dampfreformierung und Carbon Capture and Storage-Technik (CCS)) hinterlegt. Die dabei auftretenden Emissionen entstehen vor allem dadurch, dass teilweise nicht alle Emissionen zu 100 % im CCS-Prozess aufgefangen werden können. Die Emissionsfaktoren bei niedrigem Preispfad wurden auf Basis von Annahmen zu Restemissionen bei blauem Wasserstoff und Mischungsverhältnissen von blauem zu grünem Wasserstoff aus der Guidehouse-Studie [25] berechnet.

Tab. 22: Emissionsfaktoren Wasserstoff nach Wasserstoffpreispfaden in kg_{CO2}/kWh

Emissionsfaktoren Wasserstoff	Jahr	Niedriger Preispfad	Hoher Preispfad
Szenario		Sz1,3,3A	Sz2,3B
Emissionsfaktoren Wasserstoff [kg _{CO2} /kWh]	2020	60	0
	2025	43	0
	2030	25	0
	2035	18	0
	2040	11	0
	2045	0	0
	2045	0	0

Es gilt zu beachten, dass ein andere Preisannahme für den Wasserstoffimport zu Ergebnissen mit signifikant anderem Anteil an der Wasserstoffnutzung führen kann. Die inländische Produktion von grünem Wasserstoff (nur lokal betrachtet) würde eine zusätzlich benötigte Energiemenge aus erneuerbaren Energien mit dem verbundenen Ausbau der erneuerbaren Energien benötigen.

Da die möglichen Importmengen von Wasserstoff im Betrachtungszeitraum 2030 bis 2045 global begrenzt und mit hohen Preisunsicherheiten belegt sind [26], werden in dieser Studie zur Einordnung der Ergebnisse drei in Tab. 23 dargestellte Pfade von Verfügbarkeiten definiert. In der Untersuchung ist keine Begrenzung der Wasserstoffverfügbarkeit in den Versorgungsgebieten ab dem Zeitpunkt des Anschlusses an den H₂-Backbone unterstellt. Zur Einordnung wurden Verfügbarkeitspfade aus dena [27], Agora [24], Frontier Economics [28] und Guidehouse [25] anhand des Endenergiebedarfs von Deutschland im Jahr 2018 abgeleitet. Dabei sind in den Studien alle Sektoren und sowohl energiebedingte als auch stoffliche Bedarfe berücksichtigt.

Tab. 23: H₂-Verfügbarkeitspfade Deutschland

	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
H ₂ -Verfügbarkeit DE [TWh]	2020	0	0	0
	2025	0	31	96
	2030	0	63	193
	2035	19	143	437
	2040	38	223	683
	2045	132	298	976
	2050	226	373	1270
	2050	226	373	1270

Die Entwicklung der Erdgaspreise ist vor dem 24. Februar 2022 und Veränderungen durch den russischen Angriffskrieg abgestimmt worden. Sie enthält die mögliche langfristige Änderung der Erdgaspreise auf zwei Preispfaden. Der mittlere Preispfad enthält eine konstante Fortschreibung der historischen Preise mit leichter Inflation, wobei der höhere Preispfad auf dem Kostenniveau für Neuverträge im Jahr 2021 aufsetzt und danach auf ein höheres Niveau tendiert. In den Erdgasbezugskosten der privaten Endnutzer sind Verteilnetzentgelte von ca. 1,7 ct/kWh hinterlegt. Die Netzentgeltkosten der Industrie sind niedriger angenommen.

Tab. 24: Erdgasbezugskosten netto in ct/kWh nach Verbrauchergruppe

Erdgasbezugskosten [ct/kWh]	Jahr	Mittel	Hoch
Szenario		Sz1,3,3A,3B	Sz2
Bezugskosten Erdgas private Endnutzer	2020	5,9	5,9
	2025	6,0	7,5
	2030	6,1	9,0
	2035	6,1	9,0
	2040	6,1	9,0
	2045	6,1	9,0
Bezugskosten Erdgas Industrie	2020	3,1	3,1
	2025	3,5	5,1
	2030	3,8	7,0
	2035	3,8	7,0
	2040	3,8	7,0
	2045	3,8	7,0
Bezugskosten Erdgas Großkraftwerke	2020	2,22	2,22
	2025	2,57	2,75
	2030	2,92	3,29
	2035	2,92	3,33
	2040	2,92	3,38
	2045	2,92	3,42

Zur Reduktion der Komplexität und Vergleichbarkeit der Szenarien wurde auf eine Betrachtung sonstiger Energieträgerpreise verzichtet. Zudem sind Sonderformen der Energienutzung (z.B. dezentral eingesetztes Flüssiggas oder Kohle) nicht gesondert berücksichtigt.

Tab. 25: Sonstige Energieträger Bezugspreise netto in ct/kWh

Sonstige Energieträger Bezugspreise [ct/kWh]	Jahr	Bezugspreis
Bezugskosten Öl private Endnutzer	2020	4,2
	2025	5,0
	2030	5,8
	2035	5,8
	2040	5,7
	2045	5,7
Bezugskosten Biogas	2020	5,9
	2025	7,2
	2030	8,5
	2035	9,6
	2040	10,5
	2045	11,1
Bezugskosten Holz/Pellets/Biomasse	2020	4,0
	2025	5,6
	2030	7,2
	2035	7,4
	2040	7,4
	2045	7,6

Der niedrige CO₂ Preis Pfad ist an EWI und RWTH [29], der mittlere Preispfad an die dena-Leitstudie [27] und der hohe Preispfad an den Preispfaden der BDI/Prognos Studie [10] sowie einer Hochrechnung des UBA [30] angelehnt.

Tab. 26: Emissionspreis netto in €/t CO₂äq

CO ₂ -Preis [€/t CO ₂ äq]	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
CO ₂ -Preis (netto)	2020	0	0	0
	2025	55	65	90
	2030	80	125	180
	2035	105	175	256
	2040	130	225	335
	2045	155	250	413

3.2.2 Kosten und Effizienzen der Versorgungstechnologien

Die Anlagenparameter der Versorgungstechnologien zur Wärme- und Stromversorgung sind nach den Investitionskosten, Installations- und Montagekosten als CAPEX in €/kW, den Fixkosten pro Jahr aus Betrieb und Wartung (OPEX in €/kW/a), Effizienzannahmen und Lebensdauern (aus VDI 2067) unterschieden für die Jahre 2020, 2030 und 2050 sowie nach Leistungsklasse bzw. Speicherkapazität. Die operativen Kosten (OPEX) enthalten lediglich Kosten für Wartung und Instandhaltung, d.h. sie enthalten keine Kosten für den Bezug von Energieträgern. Alle Kosten sind ohne Mehrwertsteuer angesetzt. Die gesamte Aufstellung der Kosten- und Technologieparameter der Versorgungstechnologien nach KWK, Brennwärmtessel, Wärmepumpe, sowie anderen Wärmeerzeugern, Wind, Photovoltaik und Solarthermie, Elektrolyseuren sowie Speichern findet sich in Anhang 8.3.

3.2.3 Investitionskosten Infrastruktur und Sanierung

3.2.3.1 Sanierung

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde die zu unterstellende Sanierungstiefe einheitlich auf den Standard KfW-70 über den gesamten Betrachtungszeitraum der Studie festgelegt. Die Kosten der Sanierung werden auf Basis der unterstellten Sanierungstiefe für die Gebäudetypen EFH, MFH und NWG abgeschätzt. Die Abschätzung orientiert sich an den Annahmen zum KfW-70-Standard aus der Studie »Klimapfade 2.0« [10] und einem Gutachten im Auftrag der Verbraucherzentrale [31]. Neben den Kosten für die Hüllsanierung sind auch weitere Kosten für den Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung und die Umstellung auf ein Flächen-/Niedertemperaturheizsystem enthalten, da in den Eingangsdaten für DISTRICT unterstellt wird, dass sanierte Gebäude auf niedrigem Vorlauftemperaturniveau versorgt werden können. Weiterhin wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber die Annahme getroffen, dass es bis 2030 zu einer Preissteigerung von +20 % und danach zu einer Steigerung von +10 % bis 2045 über dem Inflationsniveau kommt aufgrund des enormen Sanierungsbedarf und den begrenzten Kapazitäten im Handwerk. Grundlage der Annahme ist, dass die Steigerung des Baupreisindex für die »Instandsetzung von Wohngebäuden« zwischen 2010 und 2020 (+33 %) ca. 20 Prozentpunkte höher lag als die Steigerung des Verbraucherpreisindex (+13 %) im selben Zeitraum. Die sehr dynamischen (Bau-) Preisentwicklungen in den Jahren 2021 und 2022 werden für die langfristige Entwicklung folglich nicht berücksichtigt. Langfristig wird mit einer relativen Entspannung der Baupreise gerechnet aufgrund eines Kapazitätsaufbaus, der primär bis 2030 erfolgt.

Für die Nachberechnung erfolgt eine Unterscheidung in Gesamtkosten und energiebedingte Mehrkosten¹.

Tab. 27: Kostenannahmen für Sanierung nach Gebäudetyp

Gebäudetyp	Kostentyp	Standard	[€/m ² _{WF}] (netto)		
			2020	2030	2050
EFH	Gesamtkosten	KfW 70	560	672	739
	Energiebedingte Mehrkosten (inkl. WRG und FBH)	KfW 70	300	360	396
MFH	Gesamtkosten	KfW 70	440	528	581
	Energiebedingte Mehrkosten (inkl. WRG und FBH)	KfW 70	240	288	317
NWG	Gesamtkosten	KfW 70	440	528	581
	Energiebedingte Mehrkosten (inkl. WRG und FBH)	KfW 70	240	288	317

¹ Dabei wird vom sogenannten Kopplungsprinzip ausgegangen, d.h. die Sanierung wird im Zuge ohnehin notwendiger Sanierungsarbeiten (wie z.B. Putz-, Anstrich- und ggf. Armierungsarbeiten) durchgeführt, so dass sich die Gesamtkosten in Ohnehin- und energetische Mehrkosten (z.B. für Dämmmaterial) aufteilen.

3.2.3.2 Stromnetz

Die abgestimmten mittleren Parameter für die Stromnetzskosten werden für die Jahre 2020, 2030 und 2050 unterschieden. Die laufenden Netzbetriebskosten der Netzbetreiber fließen direkt in das DISTRICT Modell ein und sind in den erschlossenen Versorgungsgebieten in den Netzentgelten enthalten. Die Stromnetzausbaukosten als Einzelmaßnahmen (z.B. Trafotausch) in der Netzsimulation in pandapower bauen auf den Stromnetzskosten auf. Die Kostenannahmen für den Ausbau in Tab. 28 sind für zusätzliche Anlageninstallationen im Zeitraum vorgesehen. Für zusätzliche Transformatoren ist in der Regel nur geringer oder kein Platz in den Verteilerstationen, daher ist in einem Trafotausch der Austausch zu einer größeren Leistung bepreist. Für die Detailbetrachtung ist eine Übersicht über die Kosten für den überarbeiteten Anschluss eines Wohngebäudes an das Stromnetz mit Gesamtkosten für zwei Varianten hinterlegt. Dabei ist eine Länge mit 20 Metern im Freileitungsnetz und mit 10 Meter im Erdkabelnetz zwischen Hauptleitung in der Straße und dem Hausanschluss angenommen.

Tab. 28: Kostenannahmen für Stromnetzinfrastruktur nach Kostentyp und Komponenten für Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS) und Hochspannung (HS)

Infrastruktur	Kostentyp	Komponente/ Betriebsmittel	2020	2030	2050
Stromnetz Allgemein	Grabungen, Tiefbau, Straßenaufbruch, Projektierung, Ingenieursleistungen [€/m]	Befestigt	160	200	220
		Unbefestigt	100	140	160
NS-Netz	Kabel NS [€/m]	Standardtyp NAYY 4x150	30	30	30
MS-Netz	Kabel MS [€/m]	Standardtyp NA2XS2Y 3x 185RM/25	60	60	60
HS/MS-Netz	Tausch des Transformators [€]	1 Trafo + Austausch	1 Mio.	1 Mio.	1 Mio.
MS-Netz	Umspannwerk ¹ [€]	2 Trafos + Gebäude + Sammelschienen	4 Mio.	4 Mio.	4 Mio.
NS/MS-Netz	Transformator [T€]	1 Trafo + Austausch	16	16	16
	Regelbarer Ortnetztrafo [T€]	1 Trafo + Austausch	25	25	25
NS-Netz	Änderung Hausanschluss [€]	Befestigt	1.555	1.866	2.052
		Unbefestigt	1.185	1.423	1.565
Betrieb	In Netzentgelten enthalten				

¹ vgl. NEP Strom 2035, 110-kV-Schaltfeld und Transformator

3.2.3.3 Gasnetz

Unterschieden ist in Niederdruck bis 100 mbar und Mitteldruck bis 1 bar. Wesentlicher Kostentreiber ist der Tiefbau bzw. die Breite des Grabens, daher entfällt die Aufschlüsselung aller Rohrdurchmesser. Es ist eine Teuerungsrate bis 2030 von ca. 2 % und ab 2030 ca. 1 % p.a. oberhalb der allgemeinen Inflation angenommen. In den erschlossenen Teilnetzen der Versorgungsgebieten sind die operativen Kosten in den Netzentgelten enthalten.

Tab. 29: Kostenannahmen für Gasnetzinfrastruktur nach Kostentyp und Komponente

Infrastruktur	Kostentyp	Komponente/ Betriebsmittel	2020	2030	2050
Nieder- und Mitteldruck DN 150 und kleiner	Leitungskosten Rohr und Tiefbau [€/m]	Befestigt	200	240	265
		Unbefestigt	140	180	205
Hochdruck DN 200 und größer	Leitungskosten Rohr und Tiefbau ¹ [€/m]	Befestigt	850	1.000	1.100
		Unbefestigt	750	900	1.000
Verteilnetz	Hausanschluss ² [€]	Befestigt	1.280	1.280	1.280
		Unbefestigt	1.440	1.440	1.440
	Kundenanlage [€]				20.000
Druckregelstationen	Bezirksregler [€]				250.000
	Übergabe zu Fernnetzbetreiber [€]				6 Mio.
Betrieb	In Netzentgelten enthalten				

Die Umstellung des Gasverteilnetzes auf Wasserstoff ist ohne zusätzliche Kosten für die Umstellung in den Netzentgelten hinterlegt. Der Aufwand wird durch den DVGW in einer ähnlichen Größenordnung wie die Umstellung von L auf H-Gas bewertet, jedoch gibt es dazu bisher keine Erfahrungen und technischen Machbarkeitsstudien, die zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie vorliegen. Eine Bewertung der Gasnetzauswirkungen erfolgt aus der Gasnetzsimulation. Die Umstellung mit dem Anschluss an den H₂-Backbone erfolgt daher kostenneutral in dem Zeitraum zwischen zwei betrachteten Modellierungsjahren. Sollten für die Umstellung erheblich höhere Kosten anfallen, würde sich dies in einem Anstieg der Wasserstoffendkundenpreise niederschlagen. Ein solcher ist über die Betrachtung von Preissensitivitäten abgedeckt, sodass die Studienergebnisse auch diesbezüglich Hinweise zu optimalen Transformationspfaden liefern.

¹ abgeleitet aus NEP Gas 2020.

² Für Anschluss aus Kundensicht gemäß Preisblatt, die Kosten aus Sicht der Netzbetreiber sind 3 bis 4 mal höher, aber in Netzentgelten enthalten und daher nicht gesondert in Betrachtet

3.2.3.4 Fernwärmenetz

In der Fernwärme werden standardisierte Arbeiten nach befestigten sowie unbefestigten Grabungen für den Rohr- und Tiefbau unterschieden. Dabei benötigen größere Durchmesser ab DN200 höhere Arbeitskosten. Die Nachverdichtung ist über zusätzliche Hausanschlüsse mit 10 m Länge abgebildet und endet am Hausanschluss. Zusätzliche Kosten sind in den Anlagenkosten enthalten.

Tab. 30: Kostenannahmen für Fernwärmenetzinfrastruktur nach Kostentyp und Komponente

Infrastruktur	Kostentyp	Komponente/ Betriebsmittel	2020	2030	2050
Fernwärme- netz	Leitungskosten Rohr und Tiefbau DN ≤ 150 [€/m]	Befestigt	1.037	1.077	1.097
		Unbefestigt	877	917	937
	Leitungskosten Rohr und Tiefbau DN ≥ 200 [€/m]	Befestigt	1.311	1.351	1.371
		Unbefestigt	1.141	1.181	1.201
	Neubau [€]	Übergabestation			70.000
		Pumpstation			60.000
	Hausanschluss [€]	Befestigt			6630,6
		Unbefestigt			3154,9
Betrieb	Betriebskosten [€/MWh]				1,2

3.2.4 CO₂-Pfade der Versorgungsgebiete

Die CO₂-Pfade der Versorgungsgebiete wurden für jedes Modellierungsjahr bis zum Zieljahr proportional zu den Reduktionszielen des Klimaschutzgesetzes bis 2035 bzw. 2045 linearisiert ermittelt. Dabei erfolgt eine Berücksichtigung der Sektorziele für Gebäude und Industrie, wodurch in 2025 leichte Abweichungen zwischen den Gebieten entstehen. Die Erhebung der Emissionen der Versorgungsgebiete basiert dabei auf den Energieträgermengen im Jahr 2021 und ihren spezifischen Emissionsfaktoren. Eine Berücksichtigung von bereits in der Vergangenheit der vier Versorgungsgebieten geschehenem Emissionsrückgang oder stoffliche Verlagerung von Emissionen (z.B. über Export von Biomasse) ist nicht berücksichtigt.

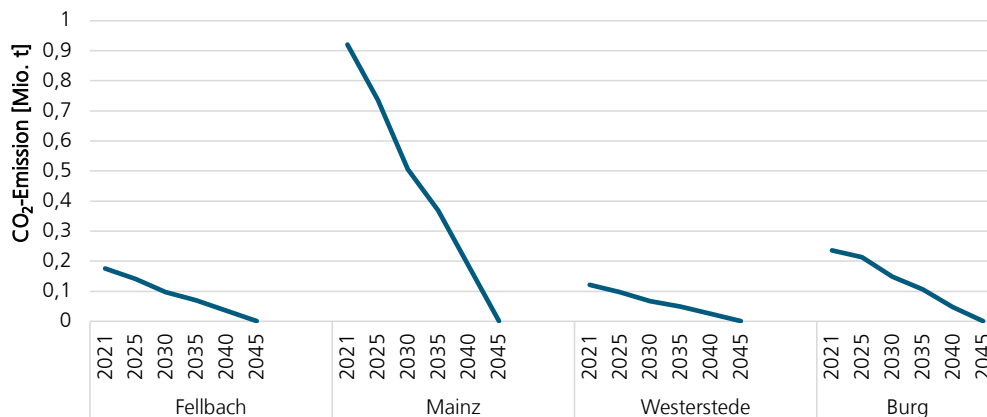


Abb. 20: Vergleich des notwendigen CO₂-Emissionsrückgangs in den Versorgungsgebieten

3.3 Technische Restriktionen der Szenarien

Die in den Szenarien gesetzten Rahmenbedingungen der Handwerkerverfügbarkeit und Innovationsskepsis oder -affinität beeinflussen die anzunehmenden möglichen Ausbauraten der Wärme- und Stromerzeugungstechnologien.

3.3.1 Ableitung von Zubaugrenzen einzelner Technologien

Zur Berücksichtigung des Handwerkermangels werden für Heiztechnologien maximale Austauschraten vorgegeben, die die theoretischen Technologiepotenziale aus dem vorherigen Kapitel in jedem Zeitschritt zusätzlich begrenzen.

Diese Pfade werden für die Modellierung in Zubaugrenzen in Form einer maximal erreichbaren Leistung in dem jeweiligen Jahr übersetzt. Diese Berechnung ist für die Technologien Photovoltaik, Kessel und Wärmepumpen im Folgenden näher erläutert. Die Annahmen zu den Entwicklungen beruhen auf einer Austauschrate im Jahr 2020/2021 von ca. 4-5 %/a.

3.3.1.1 Photovoltaik

Für den Zubau dezentraler Photovoltaikanlagen werden als globale Begrenzung die nationalen Zubauziele von ca. 9 GW Dach-PV [32] unterstellt. Anhand des Einwohneranteils der Gebiete an der Gesamtbevölkerung Deutschlands wird das nationale Ziel auf die Gebiete herunter gerechnet, sodass sich die folgenden maximalen Zubaupotenziale in den Gebieten ergeben.

Tab. 31: Jährliche maximale Zubau PV-Leistung pro Gebiet

Max. Zubau installierte Leistung	Burg	Fellbach	Mainz	Westerstede
Aufdach-PV [MW _{el} /a]	1,39	1,70	7,06	2,30

3.3.1.2 Kessel

Die maximale Umrüst-/Austauschrate für die Umstellung von Erdgaskesseln auf 100 %-H₂-Ready Kessel wird mit jährlichen Erfahrungswerten der Umstellung und des Austauschs von Erdgaskesseln hinterlegt. Der Zeitaufwand für Installationen wird als konstant angenommen.

Tab. 32: Maximale Austauschrate 100 %-H₂-Ready Kessel

	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
Szenario			Sz. 1,2	Sz. 3,3A,3B
Maximale Umrüst-/Austauschrate 100 %-H ₂ -Ready Kessel [%/a]	2020	2,0	4,0	6,0
	2025	2,0	4,0	6,0
	2030	2,0	4,0	6,0
	2035	2,0	4,0	6,0
	2040	2,0	4,0	6,0
	2045	2,0	4,0	6,0

Es wird die Annahme getroffen, dass Erdgas-KWK Anlagen ebenfalls auf 100 %-H₂-Readiness umgerüstet oder ausgetauscht werden können.

3.3.1.3 Wärmepumpen

Für die Wärmepumpen werden die folgenden maximalen Einbauraten unterstellt. Diese sollen zum einen den aktuell noch notwendigen Hochlauf der notwendigen Handwerkerkapazitäten widerspiegeln, als auch die zwei Ausprägungen, dass Handwerkerkapazitäten bzw. Installationskapazitäten ausgebaut werden können vs. dass eine negative Entwicklung erfolgt.

Der Zeitaufwand für Installationen wird allgemein aus Erfahrungswerten als ca. doppelt so hoch wie der Gaskesselaustausch angenommen, mit steigender Tendenz und Angleichung an die maximale Austauschrate von Kesseln bis 2050, die auf Lerneffekte bei den Handwerksbetrieben und Produktivitätssteigerungen in Folge fortschreitender Produktentwicklung (z.B. durch Plug und Play-Ansätze, Steigerung industrieller Vorfertigung und Digitalisierung) zurückgeführt werden können.

Tab. 33: Maximale Austauschrate Wärmepumpen

	Jahr	Niedrig	Mittel	Hoch
Szenario			Sz1, Sz2	Sz3, Sz3A, Sz3B
Maximale Austauschrate Wärmepumpen [%/a an allen Gebäuden]	2020	1,0	2,0	3,0
	2025	1,3	2,5	3,5
	2030	1,5	3,0	4,0
	2035	1,5	3,3	4,5
	2040	1,5	3,5	5,0
	2045	1,8	3,8	5,5

Zur Berücksichtigung der Zubaugrenzen in der Berechnung der Szenarien werden die hier in %/a angegebenen Raten in absolute Zubauleistungen umgerechnet. Dazu werden in jedem Versorgungsgebiet zunächst die durchschnittlichen installierten Leistungen je Gebäudetyp berechnet (vgl. Abb. 13) und anschließend nach linearer Interpolation zwischen den Stützjahren Begrenzungen für den kumulierten Zubau jeder Leistungsklasse festgelegt. Diese Zubaubegrenzung gilt für alle dezentralen Wärmepumpensysteme, Wärmepumpen zur Einbindung in die Fernwärmeversorgung sind davon ausgenommen.

Die Auflistung der sich ergebenden Zubaugrenzen für Wärmepumpen je Versorgungsgebiet, Gebäudetyp, Jahr und Szenario ist im Anhang in Tab. 55 dargestellt.

Tab. 34: Liste der durchschnittlichen installierten Leistungen der Wärmeerzeuger pro Gebäudetyp und Gebiet

Ø installierte Leistung [kW _{th}]	Burg	Fellbach	Mainz	Westerstede
EFH	27,9 ¹	9,1	16,9	11,7
MFH		24,4	23,4	29,1
NWG	77	97,7	179,8	65,9
IND²	446,3	100 ³	3.835,7	198,2

¹ Datensatz lässt keine Unterscheidung zu

² Mittlere installierte Leistung kann Bild verzerren, Verweis auf Darstellung der IND Erzeugungskapazitäten

³ Annahme aufgrund zu geringer Stichprobe und fehlenden Daten

4 Ergebnisse der einzelnen Versorgungsgebiete

In diesem Kapitel sind die Transformationspfade jedes Versorgungsgebiet sowie die Ergebnisse der Netzsimulationen dargestellt und erläutert. Eine übergreifende Bewertung und Einordnung der Ergebnisse erfolgen in Kapitel 5.

4.1 Westerstede

4.1.1 Systembetrachtung

Die folgende Systembetrachtung von Westerstede fokussiert sich zunächst auf den Wärmesektor und anschließend auf den Stromsektor. Die Betrachtung schließt mit einer Analyse der Energieimporte, Emissionen und Gesamtsystemkosten. Westerstede ist eine Kreisstadt im Nordwesten Niedersachsens, die ländlich und nicht-industriell geprägt ist. Dementsprechend ist der Anteil des Prozesswärmebedarfs in dem Gebiet, verglichen mit dem Raumwärmebedarf, gering (vgl. Abb. 21 bzw. Tab. 56). Im betrachteten Versorgungsgebiet wird aktuell überwiegend Erdgas und Öl zur Wärmeversorgung genutzt.

Um die vorgegebenen Emissionsminderungsziele zu erreichen, werden die fossilen Erzeugungstechnologien in allen Szenarien zunächst primär durch Wärmepumpen ersetzt. Dies gilt für alle Gebäudetypen und Größenklassen. Ab dem Jahr 2030 werden zusätzlich Großwärmepumpen zur zentralen Wärmeerzeugung in Wärmenetzen eingesetzt. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Transformationspfaden im Wesentlichen in der Technologieauswahl, insbesondere durch die Nutzung von Wasserstoff in der Raumwärme ab dem Jahr 2035. In den Szenarien 2 und 3B erfolgt eine vollständige Substitution der fossilen Wärme durch Wärmepumpen und im geringen Maße durch Biomasse sowie Direktstrom-Kessel (PtH). In den Szenarien 1, 3 und 3A, in denen die Wasserstoffpreise niedrig sind, werden ab dem Jahr 2035 dezentrale Wasserstoffkessel und im geringen Maße auch H₂-KWK Anlagen genutzt. Insbesondere in Szenario 3A ist die Differenz zwischen Wasserstoff- und Strompreis so groß, dass im Jahr 2045 teilweise ein Ersatz von Wärmepumpen nach Ablauf ihrer Lebenszeit durch Wasserstoffkessel erfolgt. Zusätzlich werden H₂-KWK Anlagen genutzt, die durch den höheren Strompreis in diesem Szenario wirtschaftlich sind. Insgesamt ist in allen Szenarien mit Wasserstoffnutzung die bereitgestellte Wärmemenge aus Wasserstoff deutlich geringer als die im Jahr 2021 bereitgestellte Wärmemenge aus Erdgas. Aufgrund der bereits vorhandenen Anlagen zur Biogasnutzung und der weiteren Potenziale für Biomasse bleibt in Westerstede die Nutzung von Biogas erhalten. Es zeigt sich ein leichter Ausbau der Biomassenutzung.

Ab dem Jahr 2030 spielt zudem eine Nutzung von Direktstrom-Kesseln (PtH), die mit geringen Investitionskosten, eine Einsatzmöglichkeit als Spitzenlasttechnologie in der Industrie besitzen. Außerdem spielen sie aufgrund der sinkenden Emissionen des Strommix eine Rolle zur Erreichung der Emissionsziele. Wegen der Nutzung als Spitzenlasttechnologie erscheint die installierte Leistung in Abb. 22 größer, als es die bereitgestellte Wärmemenge erwarten lassen würde. Dies ist durch die Abfederung größerer Lastspitzen, insbesondere im Bereich der Prozesswärmenachfrage zu erklären.

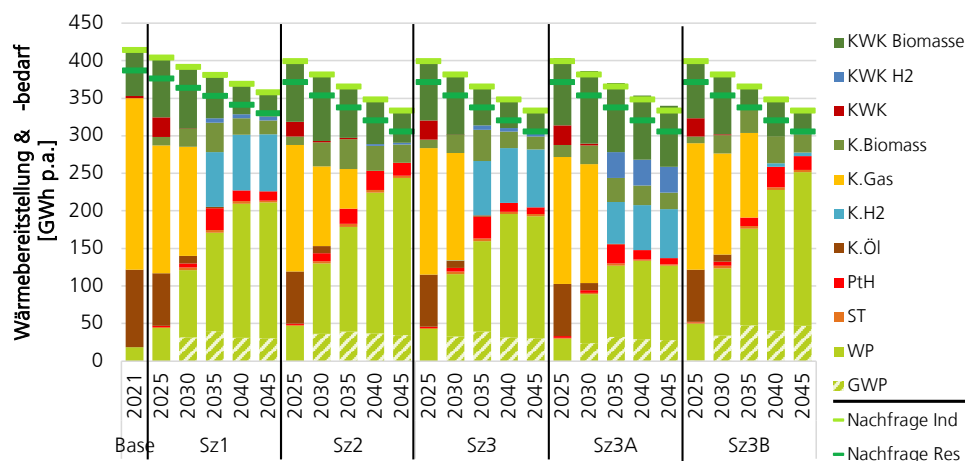


Abb. 21: Wärmebereitstellung nach Technologien in Westerstede. Schraffierte Balken sind Bereitstellung in der Fernwärme

Die dazugehörigen installierten thermischen Leistungen folgen dem gleichen Muster wie die Entwicklung der Wärmebereitstellung, vgl. Abb. 22 bzw. Tab. 57. Die dezentralen Gaskessel und Ölheizungen werden zunächst primär durch Wärmepumpen ersetzt, ab dem Jahr 2035 differenziert sich das System in Abhängigkeit der Wasserstoffnutzung aus. In Szenario 2 und 3B erfolgt die Wärmeversorgung nahezu wasserstofffrei, da der hohe Wasserstoffpreis den Einsatz von Wasserstoff unwirtschaftlich macht. Dementsprechend sind in diesen Szenarien überwiegend Wärmepumpen, Biogasanlagen und Direktstrom-Kessel (PtH) installiert. In den Szenarien 1, 3 und 3A werden H₂-Kessel und in Szenario 3A zusätzlich H₂-KWK Anlagen installiert. Insgesamt muss in jedem Szenario ein vollständiger Umbau und Austausch der installierten Wärmeversorgungsleistungen erfolgen. Die Leistungen der Direktstrom-Kessel sind, wie bereits beschrieben, aufgrund ihrer geringen Investitionskosten und der Möglichkeit, darüber Lastspitzen zu decken, im Verhältnis zur bereitgestellten Wärmemenge groß dimensioniert. Der Einsatz erfolgt primär auf dem Temperaturniveau der Prozesswärme, vgl. Abb. 23 bzw. Tab. 58.

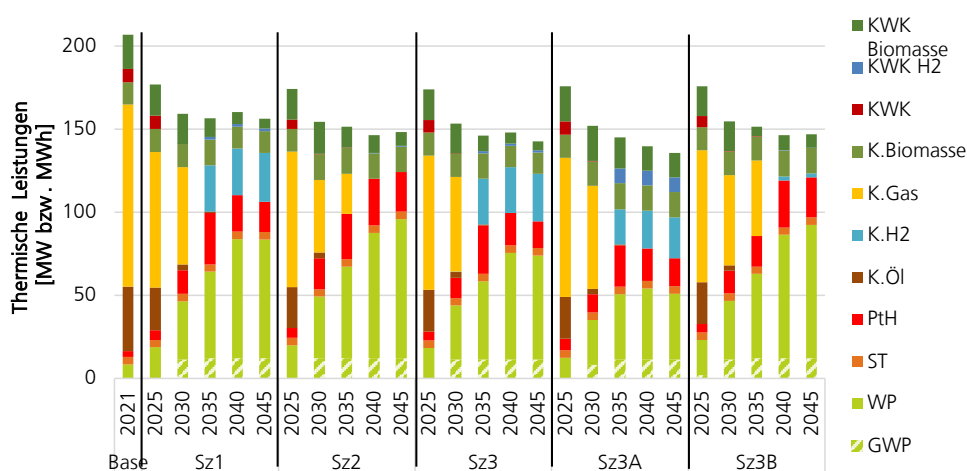


Abb. 22: Installierte thermische Leistungen der Systemoptimierung der unterschiedlichen Szenarien in Westerstede

Abb. 23 zeigt, dass die Gebäude mit niedriger Vorlauftemperatur in allen Szenarien überwiegend durch Wärmepumpen versorgt werden und die Anzahl der Gebäude mit dieser Vorlauftemperatur durch die fortschreitende Gebäudesanierung ansteigt. Gleichzeitig sinkt der Wärmebedarf mit hoher Vorlauftemperatur. Die Technologieauswahl

zur Versorgung des hohen Temperaturniveaus ist deutlich stärker von den Szenarioannahmen abhängig. Bei mittleren bis hohen Wasserstoffpreisen kommt auch hier primär die Wärmepumpe, ergänzt um einige Biomassekessel und Direktstrom-Kessel (PtH), zum Einsatz. In den Szenarien 1, 3 und 3A, wo im Vergleich zum Strompreis eher günstige Wasserstoffpreise angenommen sind, spielen auch Wasserstofftechnologien bei der Wärmeversorgung des hohen Temperaturniveaus eine Rolle. Die Prozesswärme wird in allen Szenarien überwiegend durch Biogas-KWK, Direktstrom-Kessel (PtH) und Großwärmepumpen versorgt. In den Szenarien 1, 2, 3 und 3A werden darüber hinaus auch H₂-KWK Anlagen genutzt. Aufgrund der begrenzten Detaillierung dieses Temperaturniveaus im Vergleich zur Realität können Einzelfallanforderungen und -entscheidungen abweichen. Insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen für Niedertemperaturprozesswärme kann hier aufgrund der unspezifischen Eingangsdaten nicht differenziert betrachtet werden.

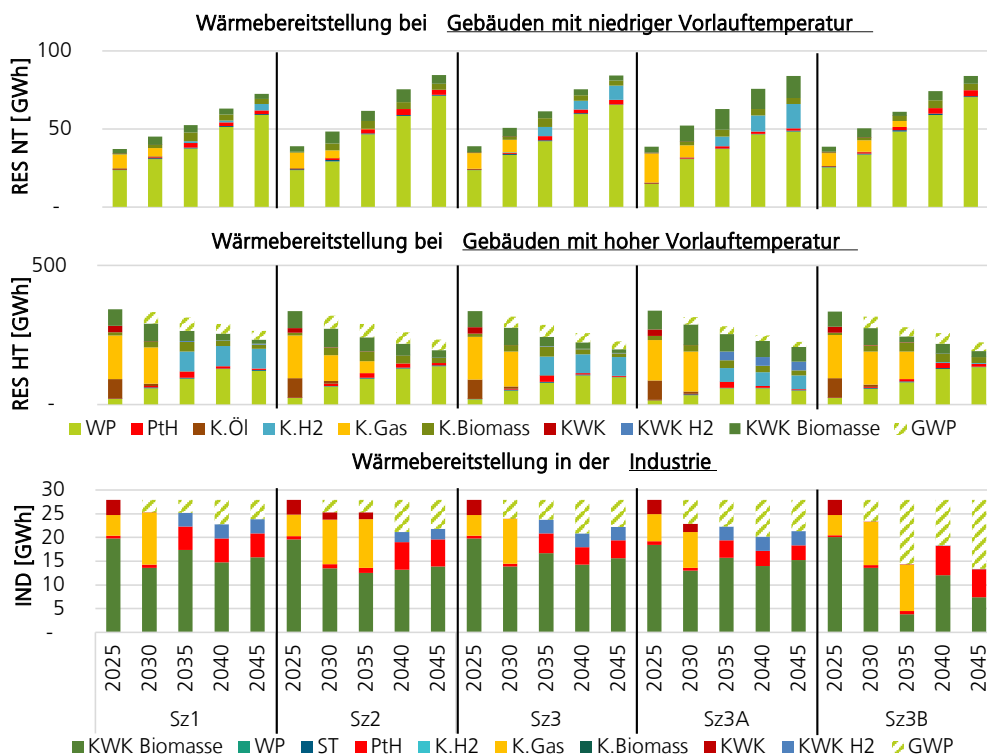


Abb. 23: Wärmebereitstellung in den einzelnen Temperaturniveaus nach Technologien in Westerstede (dazugehörige Zahlenwerte in Tab. 58)

Wie in der Szenarienbeschreibung bereits erläutert, wurde eine begrenzte Einbauleistung und damit ein maximales jährliches Zubaulimit für Wärmepumpen definiert. In Abb. 24 sind die installierten Leistungen der unterschiedlichen dezentralen Wärmepumpen sowie die maximal mögliche installierbare Leistung in dem jeweiligen 5 Jahreszeitraum dargestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass trotz des Hochlaufs der Wärmepumpen die definierten maximalen Zubaugrenzen nicht erreicht werden und noch ein stärkerer Zubau von Wärmepumpen möglich wäre. Wegen der vorhandenen Potenziale der verfügbaren Wärmequellen und aufgrund der geringeren Investitionskosten werden hauptsächlich Luft-Wärmepumpen zugebaut.

Die Abbildung zeigt außerdem, wie sich der Zubau der Wärmepumpen in den Szenarien 1, 3 und 3A nach 2035 bzw. 2040 abschwächt bzw. stagniert. Die Wärmepumpe ist bis 2030 in allen Szenarien wesentlich zur Erreichung der Klimaschutzziele, während nach 2035 in den Szenarien 1, 3 und 3A mit günstigen Wasserstoffpreisen die Wasser-

stofftechnologien eine weitere Option zur Wärmeversorgung darstellen. In den Szenarien 1 und 3 ist der Wasserstoffpreis im Vergleich zum Strompreis ab 2045 so günstig, dass kaum zusätzliche Wärmepumpen installiert werden. In Szenario 3A ist dies bereits früher der Fall, weshalb dort bereits in 2040 der Zubau stagniert und in 2045 sogar ein Rückgang der installierten Leistung zu beobachten ist, da hier die zu Beginn installierten Wärmepumpen durch wasserstoffbasierte Technologien ersetzt werden.

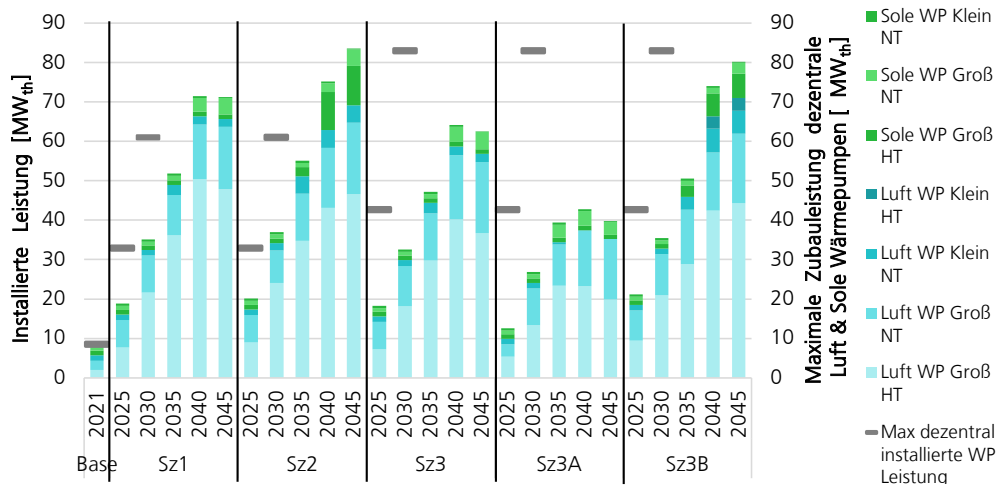


Abb. 24: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der dezentralen Wärmepumpen in Westerstede im Zeitverlauf

Abb. 25 zeigt die Strombereitstellung und -bedarf in Westerstede. Der Strombedarf steigt bis zum Jahr 2045 um den Faktor 1,51 bis 1,87 an. Dieser Anstieg ist durch den Hochlauf der Elektromobilität und der Wärmepumpen begründet, wobei bezogen auf die Energiemenge die Wärmepumpen in allen Szenarien einen höheren Anteil haben.

Die steigende Stromnachfrage wird vor allem durch einen Strombezug aus dem Netz gedeckt. Dabei ist anzumerken, dass aufgrund des Betrachtungsraumes der Bezugsstrom auch den Strom regionaler erneuerbarer Großkraftwerke wie Windparks oder Freiflächen-PV-Anlagen beinhaltet.

Neben dem Strombezug aus dem Netz wird ein signifikanter Anteil des Strombedarfs durch dezentrale PV-Aufdach-Anlagen gedeckt (vgl. auch Abb. 26). Der dezentrale Zubau von PV-Aufdach-Anlagen erfolgt, da deren Stromgestehungskosten den Bezugspreis der Endkunden unterschreitet. In Kombination mit Wärmepumpen ergibt sich so eine deutliche Kostenersparnis in den Gebäuden. Trotz des Hochlaufs von PV-Anlagen erhöht sich der Strombezug in das Versorgungsgebiet in allen Szenarien, mit Ausnahme von Szenario 3A, deutlich. Hierzu ist anzumerken, dass aufgrund des Betrachtungsraumes der Bezugsstrom auch den Strom regionaler erneuerbarer Großkraftwerke wie Windparks oder Freiflächen-PV-Anlagen beinhaltet. In diesem Szenario wird der Strombezug durch die dezentrale Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (Biogas und Wasserstoff) deutlich reduziert im Vergleich zum Szenario mit dem höchsten Strombezug (Sz3B). In diesem Szenario sind die Strompreise niedrig, sodass die Nutzung dezentraler KWK weniger konkurrenzfähig ist als in den anderen Szenarien.

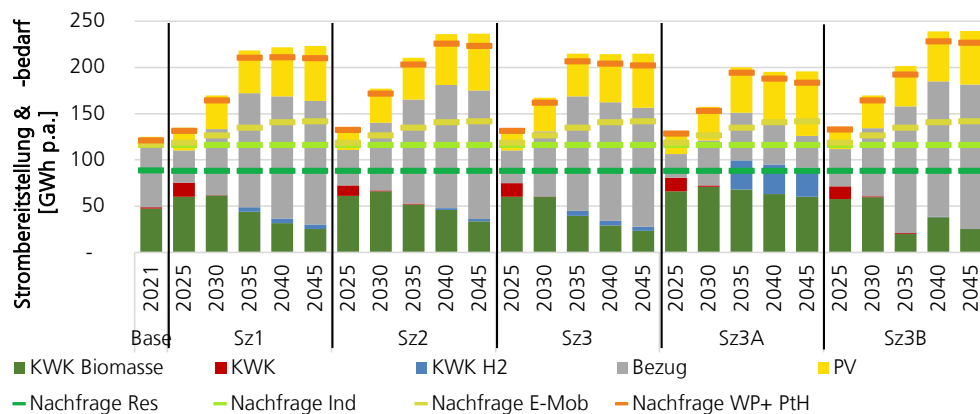


Abb. 25: Strombereitstellung und -bedarf in Westerstede im Zeitverlauf

Abb. 26 zeigt die betrachteten dezentral installierten Leistungen der Stromerzeugung in Westerstede. Der bereits beschriebene Hochlauf der dezentralen PV-Leistungen ist in allen Szenarien ähnlich. In Szenario 3A ist die PV-Leistung am höchsten, da hier aufgrund des hohen Strompreises die ökonomische Attraktivität der Technologie noch höher ist als in den anderen Szenarien.

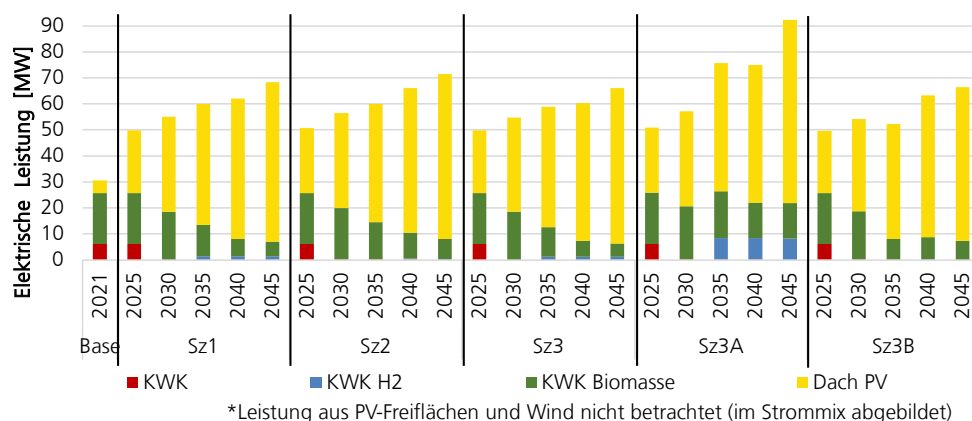


Abb. 26: Installierte Leistungen zur Stromerzeugung in Westerstede im Zeitverlauf

Abb. 27 zeigt den Energiebezug des Versorgungsgebietes und ist für diese Studie als Energieimport definiert. Der Begriff Energieimport bezeichnet dabei alle Energiemengen, die in das Versorgungsgebiet von außen bezogen werden, unabhängig davon, ob diese in Deutschland erzeugt oder nach Deutschland importiert werden. Im Vergleich zum Basisjahr ist in allen Szenarien ein deutlicher Rückgang des primären und sekundären Energiebezugs zu erkennen. Der Rückgang ist am deutlichsten in den Szenarien ohne dezentrale Wasserstoffnutzung während er in Szenario 3A mit einer hohen Wasserstoffnutzung am geringsten ausfällt. Auch hier ist der bereits beschriebene Anstieg des Strombezugs aus Abb. 25 in allen Szenarien, außer 3A, zu beobachten.

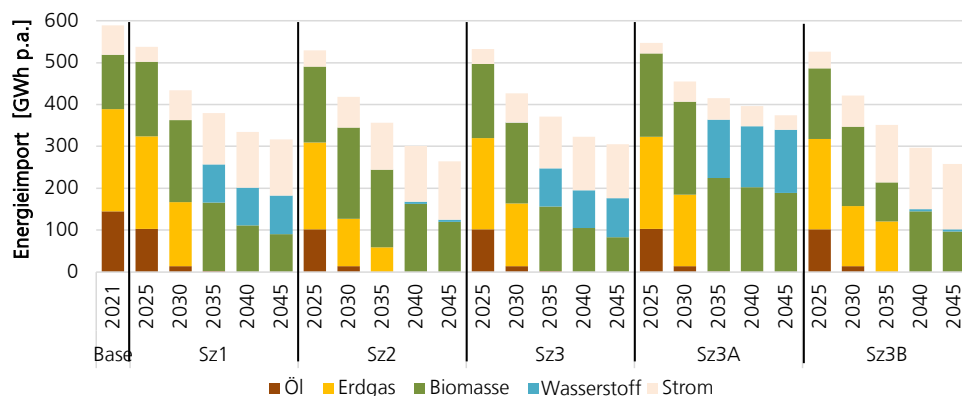


Abb. 27: Energieimporte in das Versorgungsgebiet Westerstede

In Abb. 28 ist der Verlauf der CO₂-Emissionen für die verschiedenen Szenarien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass trotz des Anstiegs des Strombezugs die Emissionen aus dem Strombezug deutlich sinken. Die Lösungen der Szenarien 2 und 3B sind bereits 2030 deutlich unter den Emissionsreduktionszielen des Versorgungsgebietes. Allerdings sind für diese Szenarien die Emissionen im Jahr 2035 höher als in den anderen Szenarien, da diese von der hohen Verfügbarkeit des grünen Wasserstoffs profitieren. Allerdings sollte beachtet werden, dass für die hinterlegte Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ein paralleler, ambitionierter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung am Standort der Wasserstoffherzeugung notwendig ist, der nicht in den CO₂-Faktoren des Strommixes enthalten ist. In den Szenarien mit Wasserstoffnutzung ist ab dem Jahr der Umstellung auf Wasserstoff ein deutliches Absinken in den Emissionen erkennbar, die in der hohen Verfügbarkeit des emissionsfreien Brennstoffs Wasserstoff begründet ist. Sollte sich diese Verfügbarkeit so nicht einstellen oder ein größerer Anteil grauen oder türkisen Wasserstoffs erzeugt werden, würden sich die Emissionen entsprechend erhöhen. Im Stromsektor wird eine Erhöhung der CO₂-Emissionen durch einen verschleppten Ausbau erneuerbarer Energien oder eine stärkere Nutzung fossiler Brennstoffe durch den europaweiten ETS-Handel verhindert.

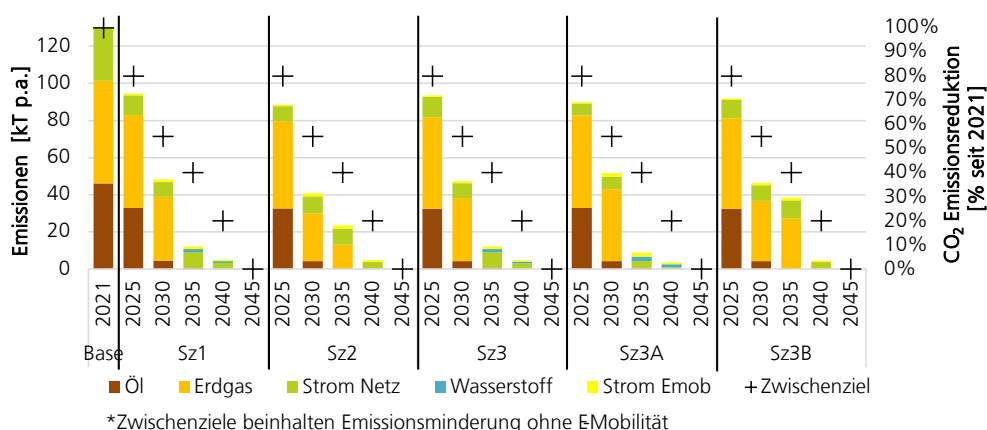


Abb. 28: CO₂-Emissionen für die betrachteten Energieverbräuche in Westerstede

Abb. 29 bzw. Tab. 66 zeigt die kumulierten Systemkosten für alle Szenarien in Westerstede über die Jahre 2021 bis 2045. Die Kostenspanne liegt für alle Szenarien zwischen 1,65 und 1,85 Mrd. Euro. In Westerstede sind vor allem die Kosten für die energetische Sanierung und die Energieträgerpreise die Hauptkostenbestandteile. Entsprechend sind die Gesamtsystemkosten vor allem von den Energieträgerpreisen abhängig und reagieren sensitiv auf Änderungen der Energieträgerkosten (vgl. Kapitel 4.1.3).

Durch die, im Rahmen dieser Studie durchgeführte, Netzsimulation enthält die Kostenaufstellung auch die Kosten für einen zusätzlichen Netzaus- bzw. -umbau der Niederspannungs- und Mittelspannungsleitungen und Transformatorstationen (vgl. 4.1.2.1) außerhalb der bestehenden Netzentgelte.

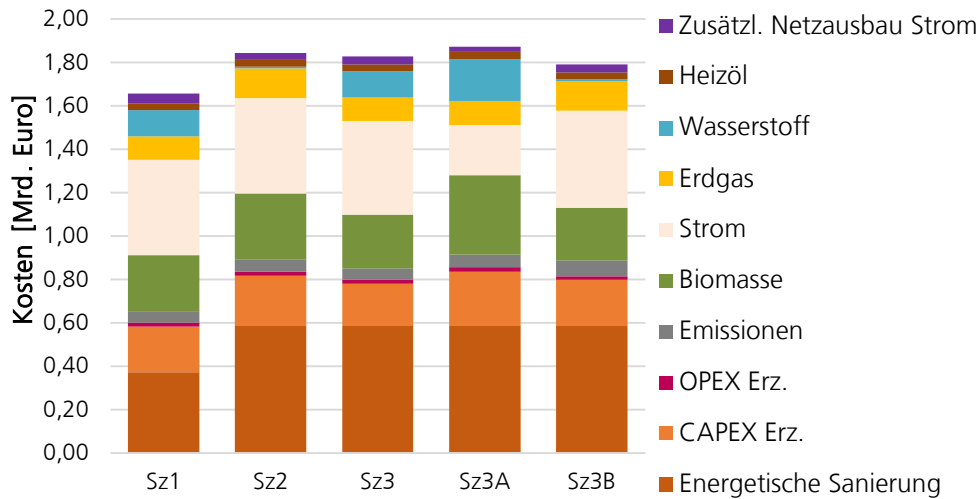


Abb. 29: Kumulierte Systemkosten für Westerstede über allen Szenarien

4.1.2 Netzsimulation

4.1.2.1 Stromnetz

Wie bereits in Abschnitt 2.2.5 ausgeführt, werden die Parameter Leitungsüberlastung, Spannungsbandverletzung und Trafoauslastung der simulierten Stromnetzzustände mit den jeweiligen vordefinierten Grenzen verglichen, um eine Aussage zu den Netzausbaukosten treffen zu können.

Für die Leitungsauslastung wird die Länge der Leitungen aufsummiert, in denen Verletzungen des Grenzwertes auftreten. Die Leitungskilometer werden dann mit dem in Tabelle Tab. 28 aufgeführten Kilometerpreis multipliziert und in die Netzausbaukosten miteingerechnet.

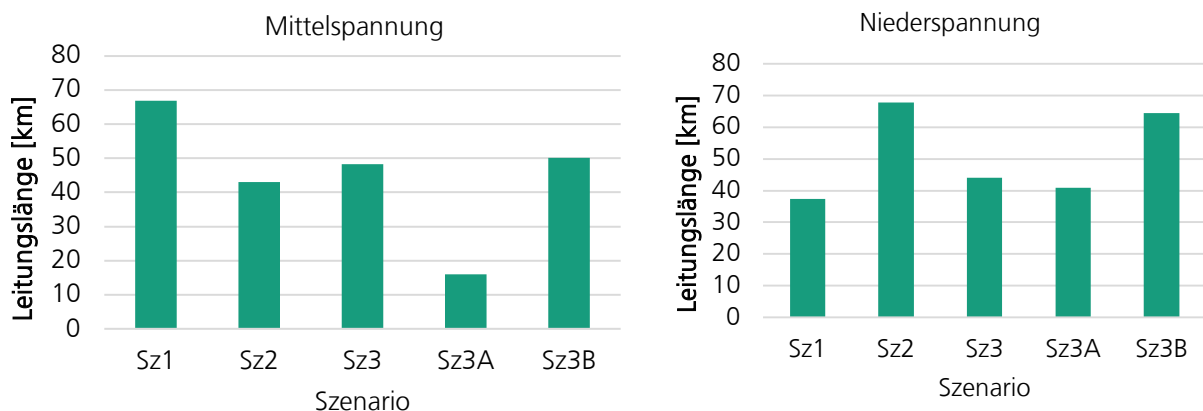


Abb. 30: Überlastete Leitungskilometer Westerstede 2045

Überlastete Leitungen erfordern auf beiden Spannungsebenen Ausbaumaßnahmen in ähnlicher Größenordnung. Der Hauptteil der Ausbaurkosten wird aber durch Spannungsbandverletzungen verursacht.

In Abb. 30 ist zu sehen, dass auf der Mittelspannungsebene im schlimmsten Fall rund ein Drittel der gesamten Leitungen (67 von 217 km) verstärkt werden muss. In der Niederspannung ist ungefähr ein Fünftel der Leitungen (68 von 381 km) von Überlastungen betroffen. Die Überlastungen in Westerstede werden fast ausschließlich durch elektrische Verbraucher verursacht und steigen im Verlauf von 2025 bis 2045 in allen Szenarien an. Wärmepumpen haben dabei verbrauchsseitig den größten Einfluss, da diese im Starklastfall bei Normaußentemperatur eine sehr hohe Gleichzeitigkeit aufweisen.

Spannungsbandverletzungen werden durch hohe elektrische Einspeisung und dem dadurch verursachten Spannungsanstieg, bzw. hohem Verbrauch und dem resultierenden Spannungsabfall verursacht. Bei Verletzungen des MS-Spannungsbands werden regelbare Ortsnetztrafos (rONT) eingesetzt, um die Spannung zwischen MS und NS zu entkoppeln. Verbleibende Verletzungen des NS-Spannungsbands werden durch Leitungsausbau behoben (siehe Abschnitt 2.2.5).

Für die Beurteilung der Ausbaurkosten bei Spannungsproblemen im Netz wird die Anzahl der Netzstationen mit Verletzungen der Spannungsgrenzwerte aufsummiert und mit den Kosten für den Einsatz eines rONT multipliziert. Sollte der jeweilige Ortsnetztransformator aus Überlastungsgründen ersetzt werden müssen, wird nur der Aufpreis für den Einsatz eines rONT berücksichtigt. Für die Behebung verbleibender Spannungsprobleme in Niederspannungsnetzen kommen weitere Ausbaurkosten für den Tausch von Niederspannungskabeln hinzu.

Abb. 31 zeigt die Verletzungen des Spannungsbandes in Westerstede für die Zielszenarien im Jahr 2045. Spannungsbandverletzungen durch elektrische Verbraucher sind in Westerstede der wesentliche Ausbautreiber. Die Spannungsbandverletzungen werden hauptsächlich durch den Starklastfall verursacht, die Einspeisung spielt hier nur eine untergeordnete Rolle. Rund die Hälfte der betrachteten Ortsnetze weist Spannungsbandverletzungen auf und in ca. einem Drittel der Ortsnetze wird ein rONT installiert.

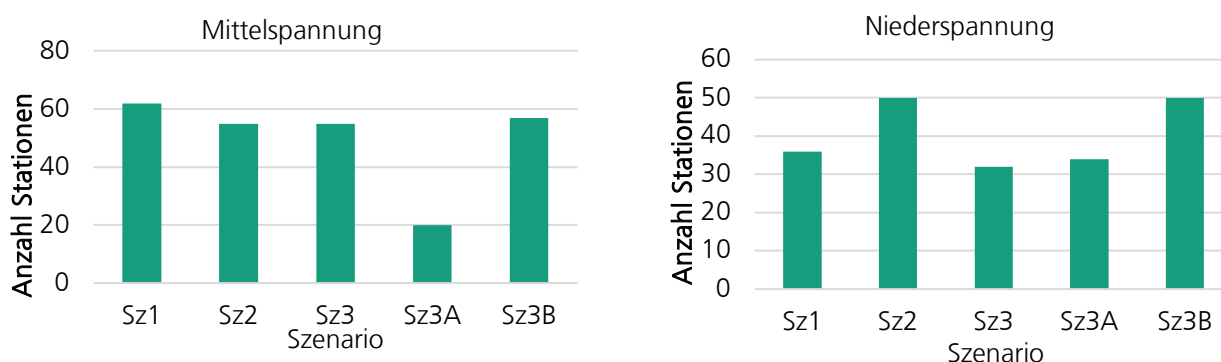


Abb. 31: Anzahl Netzstationen mit Verletzungen der Spannungsgrenze Westerstede (2045)

Transformatorüberlastungen werden durch hohe Leistungsflüsse elektrischer Verbraucher oder Einspeiser hervorgerufen. Dies erfordert einen Ersatz der Transformatoren durch solche mit größerer Nennleistung oder den Einsatz zusätzlicher Transformatoren.

In Abb. 32 ist die Anzahl der überlasteten Ortsnetztrafos für die Zielszenarien im Jahr 2045 abgebildet. In allen Szenarien muss ein großer Teil der Ortsnetztrafos verstärkt

werden. Für die Transformatorbelastung spielt die räumliche Verteilung zugebauter Anlagen eine deutlich geringere Rolle als für die Spannungsbandverletzungen. Daher ist die Anzahl überlasteter Ortsnetztransformatoren (gesamte Anzahl der Ortsnetztrafos: 97) in allen Szenarien ähnlich groß. Die Transformatorüberlastungen treten in Westerstede sowohl im Starklastfall als auch im Einspeisefall auf.

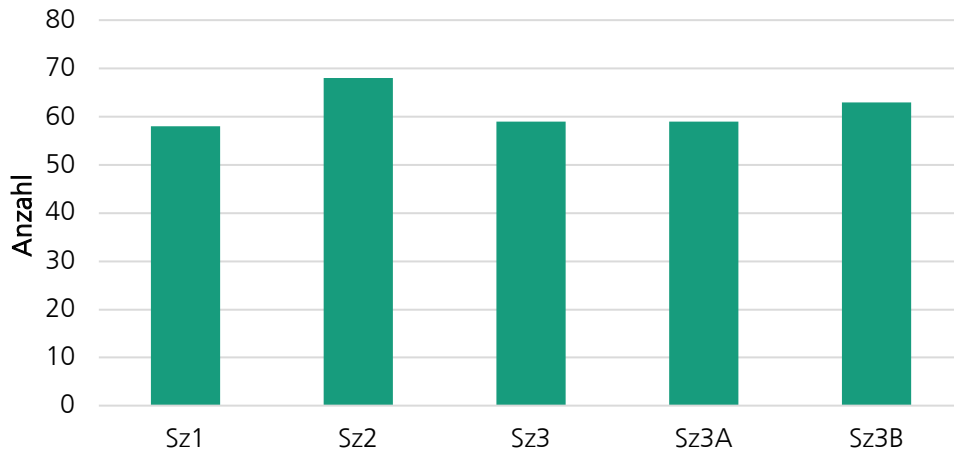


Abb. 32: Anzahl überlasteter Ortsnetztrafos (2045)

Typischerweise sind in ländlichen Netzen aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung eher Spannungsprobleme zu erwarten. In städtischen Netzen aufgrund der geringeren Leitungslängen je Netz bei gleichzeitig höherer Leistungsdichte eher Überlastungsprobleme. In Westerstede ist dies daher ein zu erwartendes Ergebnis aufgrund der Größe der versorgten Region. Allerdings zeigt sich aufgrund von wenigen Großverbräuchen, die auf der MS-Ebene angeschlossen sind, ein unterschiedliches Verhalten der Szenarien auf der MS- und NS-Ebene.

Die folgende Abbildung stellt die Netzausbaukosten für die Zielszenarien im Jahr 2045 in der Mittel- und Niederspannungsebene dar. Die Kosten setzen sich aus den Ausbaumaßnahmen für Leitungen, rONTs und Transformatoren zusammen.

Die Verfügbarkeit günstigen Wasserstoffs führt in Szenario 3A zu einem rund 20 % geringeren Netzausbau im Vergleich zu Szenario 2 und 3B, da insbesondere die geringere elektrische Wärmeerzeugung die Netze entlastet. Die überwiegende Mehrheit der Ausbaukosten der Stromnetze entfällt auf die Niederspannungsebene (70 % bis 90 %).

Im Vergleich zu den Gesamtsystemkosten machen die Netzausbaukosten in Westerstede nur einen sehr geringen Anteil aus. Bis auf Szenario 3A, bei welchem die Kosten in der Mittelspannung ab 2035 nahezu konstant bleiben, steigen die Netzausbaukosten in allen Szenarien mit fortschreitendem Szenariojahr an.

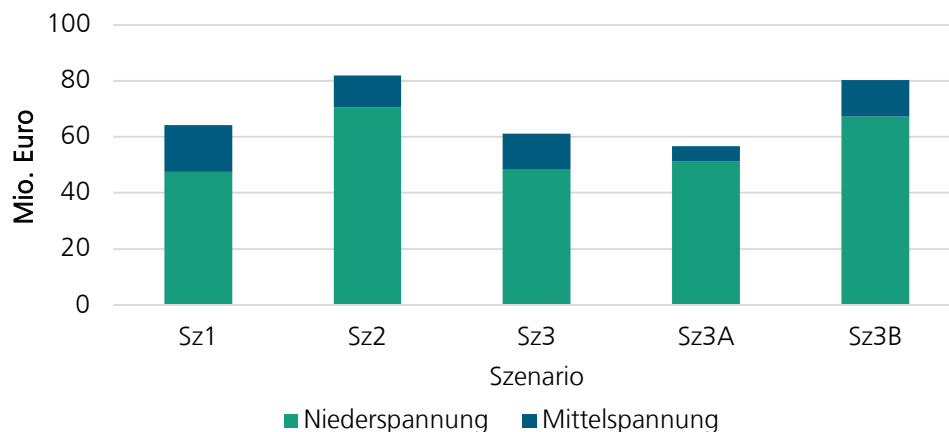


Abb. 33: Zusätzliche Netzausbaukosten am Beispiel Westerstede 2045

4.1.2.2 Gasnetz

Wie bereits in Kapitel 2.2.5 erläutert, sind die kritischen Größen, die bei der Gasnetzbeurteilung analysiert werden, der Druck an den Netzknoten und die Geschwindigkeit in den Rohrleitungen. Im Folgenden werden Netzsimulationsergebnisse für diese Größen dargestellt und erläutert, inwiefern sich die Veränderungen in den Szenarien auf die Auslegung und den Betrieb des Gasnetzes auswirken.

Für das Mitteldrucknetz Westerstede wurden Druckgrenzen von 400 und 900 mbar angenommen, wobei dies nur für eine n-1-Analyse gilt. Da n-1-Sicherheit nicht gesondert untersucht wurde, wird ein zulässiger Minimaldruck von 600 mbar angesetzt, sodass 400 mbar bei einem n-1-Fall in jedem Fall eingehalten werden. Laut den Netzbetreibern sollte eine Geschwindigkeitsgrenze für Erdgas in den Hauptleitungen von 25 m/s und in den Hausanschlussleitungen von 15 m/s angenommen werden. Da nur die Hauptleitungen betrachtet werden, ist folglich nur die Grenze von 25 m/s relevant. Für Wasserstoff kann nach der Studie von Mischner [33], bei Einhaltung der gleichen Schubkraft an den Rohrrinnenseiten wie bei Erdgas, eine ca. dreifache Geschwindigkeit in den Hauptleitungen, somit maximal 75 m/s, angenommen werden. Jedoch handelt es sich hierbei nicht um Erfahrungswerte, sodass die dreifache Geschwindigkeit zwar technisch umsetzbar wäre, jedoch keine Aussage über die Geräuschentwicklung getroffen werden kann.

Nach der Konvertierung und Anpassung der Netzmodelle, wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, wurde eine hydraulische Netzsimulation durchgeführt und die kritischen Größen ausgewertet.

Die folgenden Abbildungen zeigen daher die Ergebnisse für den Druck bzw. die Geschwindigkeit zum Auslegungszeitpunkt im jeweiligen Netzbereich als Boxplot über alle zu diesem Netzbereich gehörenden Knoten bzw. Rohrleitungsabschnitte. Die Besonderheit dieses Zeitpunkts ist, dass dort die niedrigsten Betriebsdrücke und die höchsten Geschwindigkeiten zu erwarten sind, welche für die Auslegung und Bewertung des Netzes relevant sind. Die verschiedenen Szenarien sind farblich hervorgehoben. Die Darstellung des Jahres 2021 zeigt im Wesentlichen einen Abgleich zwischen den Ergebnissen, die sich aus den vom Netzbetreiber gelieferten Netzmodell ergeben, und denen, die nach der Zuordnung der Verbraucher im Basisszenario berechnet wurden (Ausgangspunkt der Optimierung). Da je nach Szenario ab 2030 oder 2035 die Verfügbarkeit des H₂-Backbones angenommen wird, sind ab diesem Zeitpunkt die Ergebnisse bei Annahme eines reinen Wasserstoffbetriebs dargestellt (schraffiert).

Die Abbildungen zeigen, dass die eingespeisten Daten aus der Optimierung für die hier durchgeführten Simulationsrechnungen relativ nah an das Ergebnis des ursprünglich gelieferten Netzmodells kommen. Abweichungen hängen unter anderem mit den Druckeinstellungen der Regler und der Anpassung der Netzränder zusammen.

Wie in Abb. 34 zu sehen, ist in allen Zukunftsszenarien bzgl. des Drucks davon auszugehen, dass der Übergang zu Wasserstoff unkritisch ist, also keine hydraulischen Probleme auftreten. Die vorgegebenen Grenzen von 400-900 mbar werden nicht verletzt.

Auch die erhöhte Geschwindigkeit bei Einsatz von Wasserstoff ist, wie in Abb. 35 dargestellt, in keinem Szenario über der maximal zulässigen Geschwindigkeit von ca. 75 m/s. Jedoch ist hier in der Realität eine Einzelfallbetrachtung je Betriebsmittel erforderlich, um übermäßige, unerwünschte Geräuscentwicklungen auszuschließen.

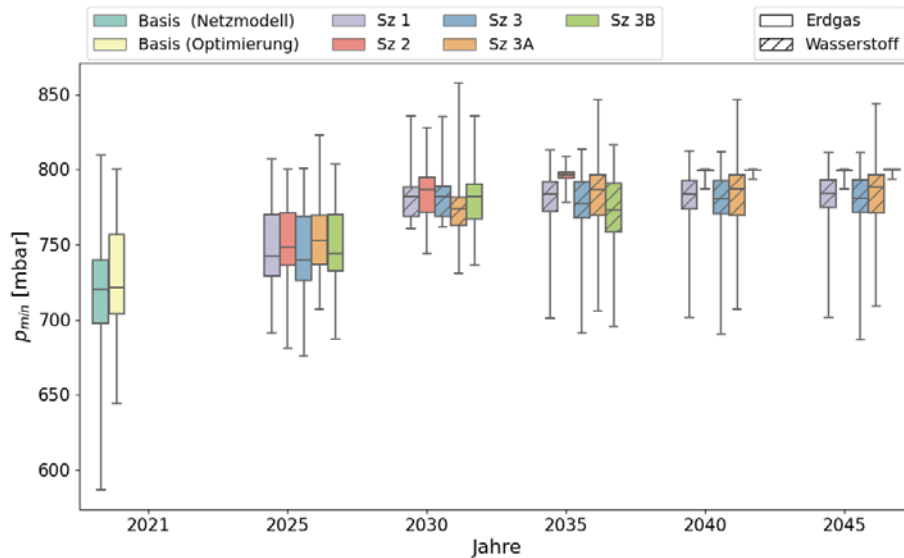


Abb. 34: Druckverteilung im Netzbereich 400-900 mbar in Westerstede

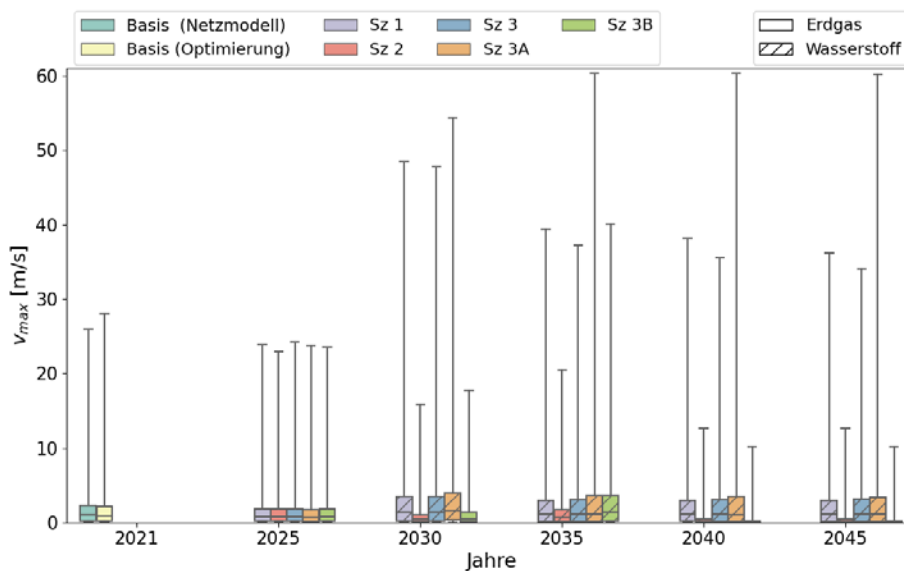


Abb. 35: Geschwindigkeitsverteilung im Netzbereich 400-900 mbar in Westerstede

4.1.3 Sensitivität

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Westerstede beschrieben. Für die Sensitivitätsbetrachtung wurde immer ein Parameter im Rahmen von Szenario 2 und 3 verändert und die Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert.

Die erste Sensitivitätsanalyse untersucht den Einfluss eines variierenden Erdgaspreises. Der Erdgaspreis wird dafür sowohl im Rahmen von Szenario 2 als auch Szenario 3 um 4, 8 und 12 Cent/kWh erhöht. Abb. 36 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsberechnung. Die Bezeichnung »Ref« bezieht sich dabei immer auf die Ergebnisse des ursprünglichen Szenarios.

Die farbigen Linien zeigen den Anteil der Energieträger Wasserstoff, Erdgas und Strom an der Gesamtwärmebereitstellung. Die schwarze Linie stellt die prozentuale Änderung der Gesamtsystemkosten im Verhältnis zum Referenzfall dar. Sowohl für Szenario 2 als auch Szenario 3 führt eine Erhöhung des Erdgaspreises zu einer Substitution von Erdgas durch Strom. Der Anteil des Stroms steigt dabei auf bis zu 40 %¹. Auf die Nutzung von Wasserstoff hat eine Veränderung des Erdgaspreises in Westerstede im Rahmen von Szenario 2 und 3 keine Auswirkung. Die Systemkosten steigen aufgrund des steigenden Erdgaspreises und des Wechsels auf Strom als Energieträger für beide Szenarien an.

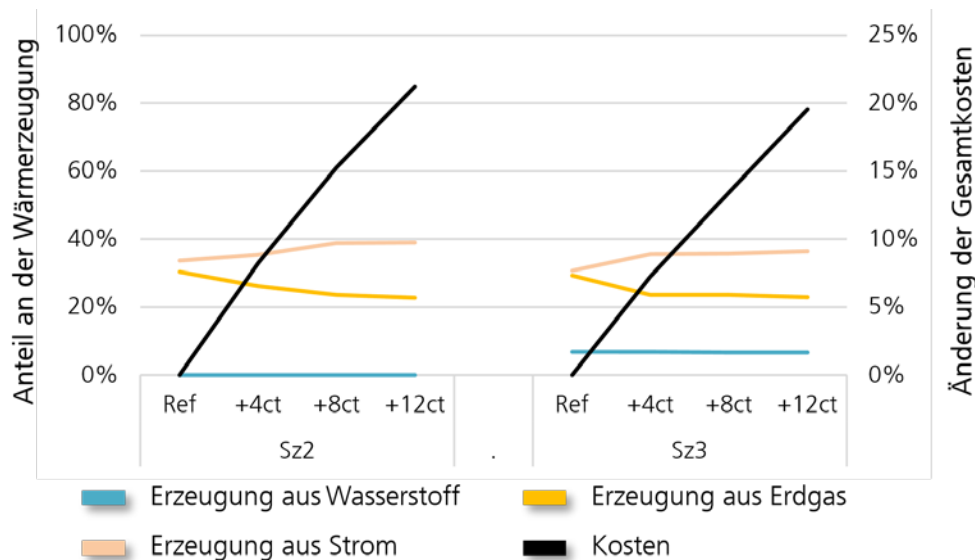


Abb. 36: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Erdgaspreise in Westerstede

Abb. 37 zeigt die Sensitivitätsanalyse eines variierenden Strompreises. Für diese Sensitivitätsanalyse wird der Strompreis im Rahmen von Szenario 2 und 3 jeweils um 2, 4 und 6 Cent verringert und erhöht (jeweils bezogen auf den Referenzfall). Für Szenario 2 erhöht sich der Anteil von Strom mit abnehmenden Stromkosten auf beinahe 80 %. Mit steigendem Strompreis nimmt der Anteil des Stroms an der Wärmebereitstellung sukzessive ab und wird vor allem durch Biomasse substituiert. Die Gesamtsystemkosten steigen trotz des sinkenden Anteils von Strom, da die Stromkosten stärker steigen als Strom substituiert wird.

¹ Es wird nur der Anteil von Wasserstoff, Erdgas und Strom an der Gesamtwärmebereitstellung dargestellt. Die Anteile addieren sich daher nicht zwangsläufig zu 100 % auf, da in dieser Darstellung Biomasse nicht dargestellt ist.

Für Szenario 3 ergibt sich ein ähnliches Bild, allerdings wird hier Strom, bei steigendem Strompreis, auch teilweise durch Wasserstoff ersetzt.

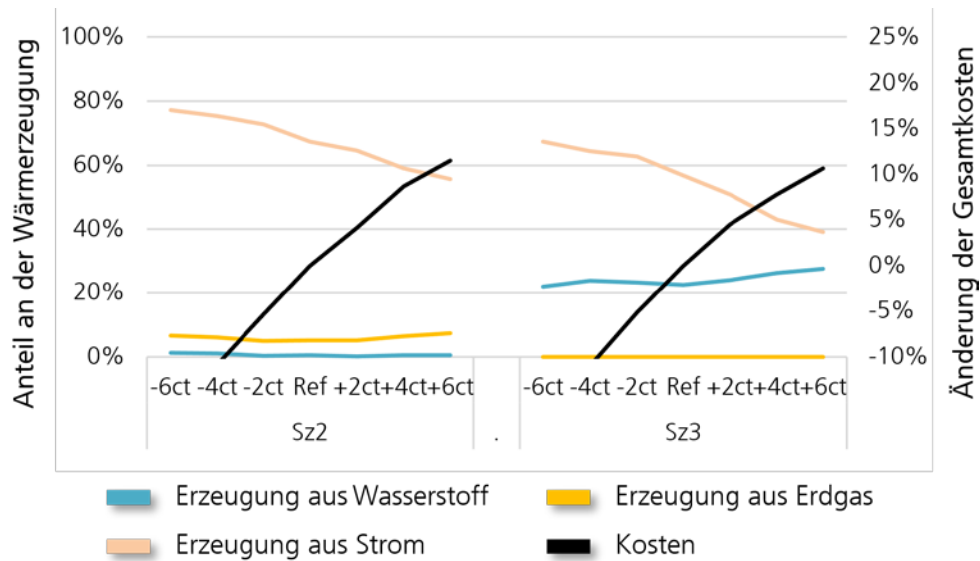


Abb. 37: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Strompreise in Westerstede

Abb. 38 zeigt die Sensitivität von Szenario 2 und 3 bezüglich einer Änderung des Wasserstoffpreises. Der Wasserstoffpreis wird dazu um 2 bzw. 4 Cent reduziert und um 2, 4, 6, 8 und 10 Cent erhöht (jeweils bezogen auf das Referenzszenario).

Für Szenario 2 ergibt sich bei einer Reduktion des Wasserstoffpreises eine leichte Erhöhung des Wasserstoffanteils. Die Zunahme des Wasserstoffanteils ist allerdings deutlich weniger stark als in Szenario 3. Da schon im Referenzfall der Anteil des Wasserstoffs nahe 0 % ist, hat ein steigender Wasserstoffpreis keinen Einfluss mehr auf das Gesamtsystem.

Für Szenario 3 zeigt sich bei sinkendem Wasserstoffpreis ein steiler Anstieg des Anteiles von Wasserstoff an der Gesamtwärmeerzeugung, während der Anteil des Stroms im ähnlichen Maße fällt. Die steigende Nutzung von Wasserstoff bei gleichzeitig fallendem Wasserstoffpreis führt zu sinkenden Gesamtenergiesystemkosten. Eine Erhöhung des Wasserstoffpreises reduziert den Anteil von Wasserstoff ab +4 Cent auf ein Maß, das keinen nennenswerten Einfluss mehr auf die Gesamtsystemkosten hat. Im ähnlichen Maße wie der Anteil des Wasserstoffes abnimmt, steigt der Anteil von Strom und substituiert den Wasserstoff. Hieran lässt sich deutlich die starke Sensitivität des Szenario 3 auf den Wasserstoffpreis erkennen. Der hohe Anteil der Wasserstoffnutzung ist erkennbar durch den niedrigen H_2 -Preispfad begründet. Wenn diese Endkundenpreise nur leicht höher sind, fallen alle Wasserstofftechnologien schnell aus dem System heraus.

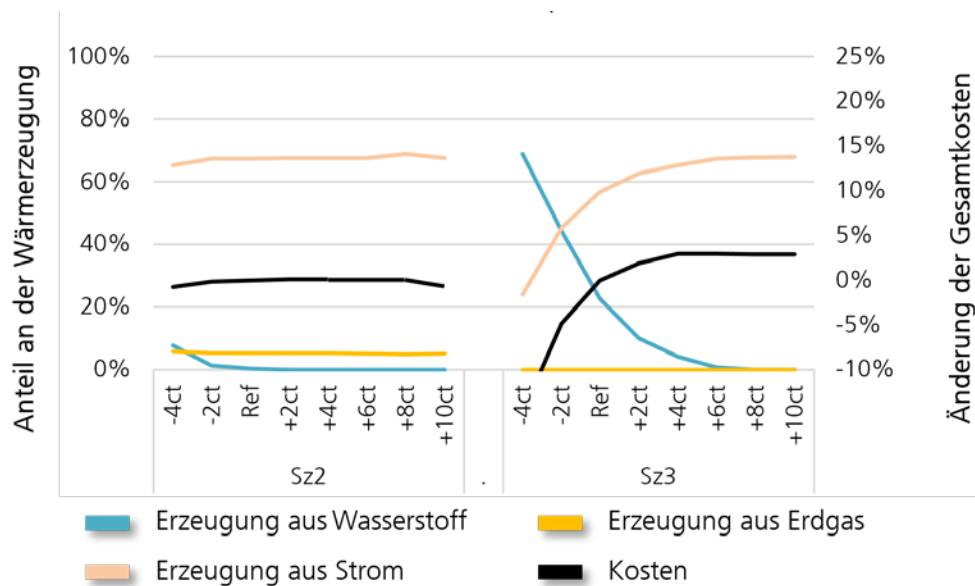


Abb. 38: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Wasserstoffpreise in Westerstede

4.2 Mainz

4.2.1 Systembetrachtung

Wie bereits für Westerstede, fokussiert sich die folgende Systembetrachtung zunächst auf den Wärmesektor und anschließend auf den Stromsektor. Die Betrachtung schließt mit einer Analyse der Energieimporte, Emissionen und Gesamtsystemkosten.

Das betrachtete Versorgungsgebiet der Stadt Mainz, Landeshauptstadt des Landes Rheinland-Pfalz, ist städtisch und industriell geprägt. Der Wärmebedarf setzt sich überwiegend aus dem Raumwärmebedarf (»Nachfrage Res«) und einem kleineren Anteil Prozesswärmebedarf (»Nachfrage Ind«) zusammen.

Abb. 39 zeigt die Wärmebereitstellung nach Technologien und den Wärmebedarf für das Versorgungsgebiet in Mainz für alle definierten Szenarien. In Szenario 1 nimmt die Raumwärmenachfrage, aufgrund der angenommenen Sanierungsrate, weniger stark ab als in den anderen Szenarien. Die Wärmeversorgung im Status-quo des Basisjahres 2021 wird überwiegend aus Erdgaskesseln und dezentralen KWK-Anlagen sowie dem Kraftwerkspark der Fernwärme gedeckt (vgl. »Base« in Abb. 39). Wie bereits in Westerstede verändert sich die Technologiezusammensetzung zur Wärmeversorgung in allen Szenarien grundlegend bis zum Jahr 2045. Insbesondere werden die fossilen Erzeugungsanlagen sukzessive ausgetauscht, während der Anteil von Wärmepumpen und dezentralen H₂-KWK-Anlagen stark steigt. So haben dezentrale Wärmepumpen einen Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung von 32 - 45 % (660 - 905 GWh) in den Szenarien 1, 2, 3, 3B und 16 % (329 GWh) in Szenario 3A. Die Wärmebereitstellung von H₂-KWK Anlagen liegt in 2045 zwischen 9 - 14 % (181 - 293 GWh) in den Szenarien 1, 2, 3, 3B bzw. 26 % (535 GWh) im Szenario 3A. Dezentrale H₂-Kessel spielen bei niedrigen Wasserstoffpreisen in Szenario 1, 2, 3A im Zieljahr 2045 eine untergeordnete Rolle bei der Wärmeversorgung bei Anteilen zwischen 0,2 - 3,3 % (5 - 72 GWh).

Der Anteil der zentralen Wärmeversorgung durch Fernwärme ist, verglichen mit den anderen betrachteten Versorgungsgebieten, bereits in 2021 hoch, da in Mainz schon verschiedene Nah- und Fernwärmenetze verlegt sind, die einen großen Teil der Wärmeversorgung übernehmen. Wie in Abb. 39 bzw. Tab. 59 zu sehen ist, erfolgt die Wärmebereitstellung in der Fernwärme über H₂-Kessel bzw. H₂-KWK und Wärmepumpen. In

der Fernwärme werden dazu frühzeitig Fluss-Großwärmepumpen genutzt, die die Umweltwärme des Rheins nutzen können.

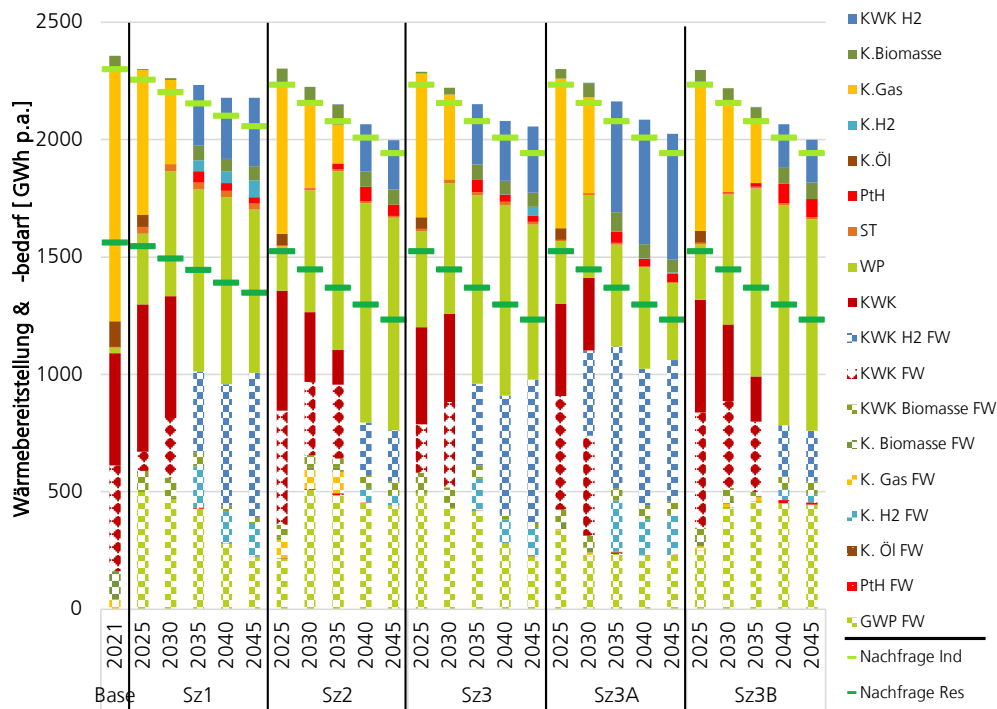


Abb. 39: Wärmebereitstellung nach Technologien in Mainz. Gemusterte Balken sind Bereitstellung in der Fernwärme

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erfolgt durch eine stetige Substitution der fossil betriebenen Wärmeerzeugungsanlagen, sowie Umrüstung der Heizwerke auf Wasserstoff. Fast alle Anlagen werden bis spätestens zum Jahr 2035 durch Strom- oder Wasserstoff-basierte Wärmetechnologien ersetzt. Anhand der Wärmebereitstellung ist zu erkennen, dass der Anteil der Fernwärme an der Gesamtwärmebereitstellung in allen Szenarien deutlich zunimmt. Dies erfolgt durch einen punktuellen Ausbau des Fernwärmenetzes in hochverdichteten Gebieten und eine stärkere Nutzung des vorhandenen Fernwärmenetzes durch Nachverdichtung. Einen Vergleich der Wärmebereitstellung durch Fernwärme gibt Abb. 40. Die Abbildung zeigt, dass vor allem in Szenario 3A die Nutzung der Fernwärme stark zunimmt. Grund hierfür sind die hohen Strompreise bei gleichzeitig günstigen Wasserstoffpreisen. Dadurch ist die zentrale Wärmeerzeugung durch H₂-KWK-Anlagen wirtschaftlich vorteilhaft, während in den anderen Szenarien eine Ergänzung des Fernwärmeportfolios durch H₂-KWK erfolgt, jedoch keine großskaligere Nutzung zur Stromerzeugung stattfindet. In den anderen Szenarien ist Wasserstoff, verglichen mit dem Strombezug aus dem Netz, zu teuer, um größere Mengen Strom durch KWK-Anlagen zu erzeugen. Zusätzlich ist die Deckung der Wärmenachfrage durch KWK-Anlage nicht ausreichend, um zentrale H₂-KWK Anlagen ökonomisch zu betreiben.

Bei der Betrachtung der Transformationspfade fällt auf, dass die Gesamtmengen des Fernwärmeabsatzes je nach Szenario bedingt zwischen 200-500 TWh steigen. Hieran zeigt sich, dass systemoptimale Transformationspfade nicht zwangsläufig mit den Transformationspfaden aus Einzelakteursperspektive übereinstimmen. Aus Sicht eines Energieversorgers und Netzbetreibers wäre ein Szenario mit höherem Fernwärmeanteil möglicherweise erstrebenswert. Zusätzlich besteht eine Unschärfe in der Nachfragedeckung der Prozesswärme, sodass die optimalen Transformationspfade in der Realität wahrscheinlich eine vielfältigere Technologieauswahl aufweisen würden als in den Ergebnissen der Systembetrachtung.

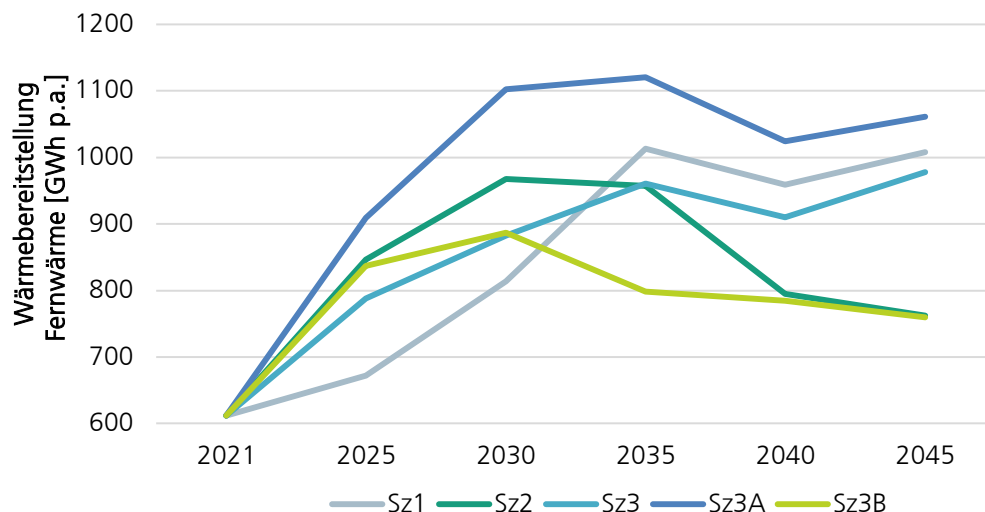


Abb. 40: Vergleich der Fernwärmenutzung in Mainz

Abb. 41 bzw. Tab. 61 zeigt die installierten thermischen Leistungen für alle Szenarien. Die Abbildung verdeutlicht noch einmal den hohen Anteil der Fernwärme, verglichen mit den anderen betrachteten Versorgungsgebieten. In allen Szenarien werden sowohl Fluss-Großwärmepumpen als auch Wasserstofftechnologien bei der Wärmebereitstellung für die Fernwärme genutzt und entsprechend installiert. Zusätzlich werden in den Szenarien 1, 3 und 3A noch größere Leistungsmengen an dezentralen Wasserstofftechnologien installiert. Im Gegensatz dazu werden in den Szenarien 2 und 3B weniger dezentrale Wasserstofftechnologien installiert, sondern vermehrt dezentrale Wärmepumpen. Unabhängig vom Szenario und der damit einhergehenden optimalen Technologiekonfiguration, zeigt der Vergleich des »Base« Szenarios mit den Lösungen des Jahres 2045, dass in jedem Szenario ein vollständiger Umbau der installierten Wärmeerzeugungstechnologien durchgeführt wird.

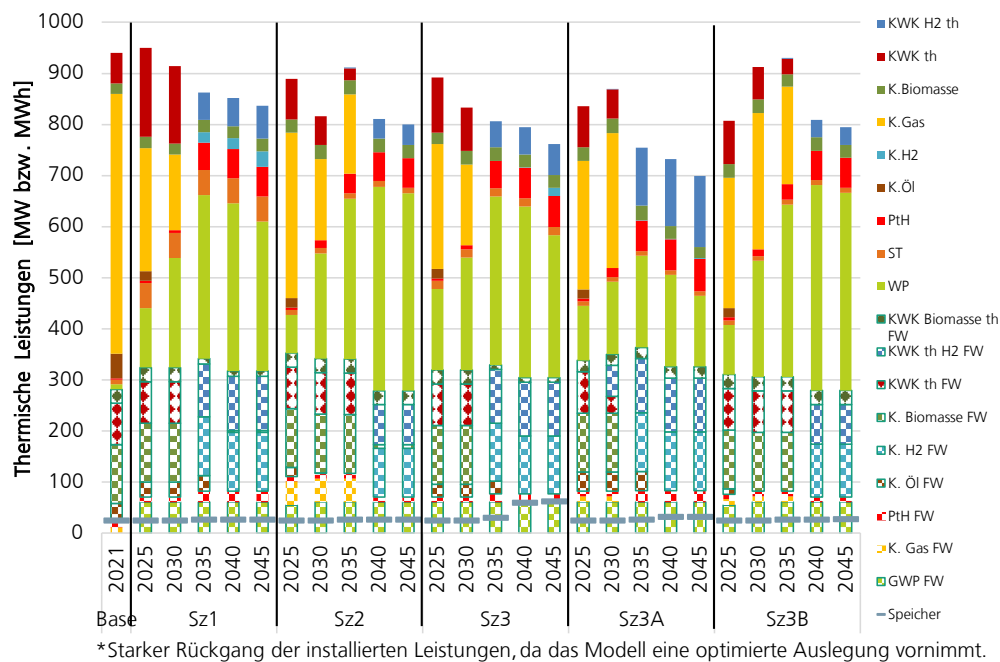


Abb. 41: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Mainz

Der unterschiedliche Zubau der dezentralen Wärmepumpenleistung wird in Abb. 42 noch einmal verdeutlicht. Der graue Balken zeigt das Zubaulimit der Leistungen für dezentrale Wärmepumpen, das sich aus angenommenen Einbau- bzw. Realisierungsmöglichkeiten (z.B. Handwerkerengpass) ergibt und den jährlichen Zubau begrenzt. Die Abbildung verdeutlicht, dass in den Szenarien 1 und 3 das Zubaulimit für das Jahr 2025 erreicht wird. In allen anderen Szenarien liegen die zugebauten Leistungen immer deutlich unter den Zubaulimits. Ein Vergleich der zugebauten Leistungen bis zum Jahr 2025 für alle Szenarien und der installierten Leistung in 2021 (vgl. »Base«) zeigt, dass unabhängig vom eintretenden Szenario ein starker Zubau der Wärmepumpenleistungen notwendig ist. Der Zubau nach dem Jahr 2025 unterscheidet sich dann für die verschiedenen Szenarien, flacht aber nur in Szenario 3A deutlich ab. Grund hierfür sind wieder die Annahmen im Rahmen von Szenario 3A, die günstige Wasserstoffpreise mit hohen Stromkosten kombinieren und dadurch den Betrieb von Wärmepumpen weniger attraktiv machen. In allen Szenarien wird der Zubau der Wärmepumpen von Luft-Wärmepumpen dominiert, was sowohl an den vorhandenen Potenzialen als auch den niedrigeren Investitionskosten im Vergleich zu Sole-Wärmepumpen liegt.

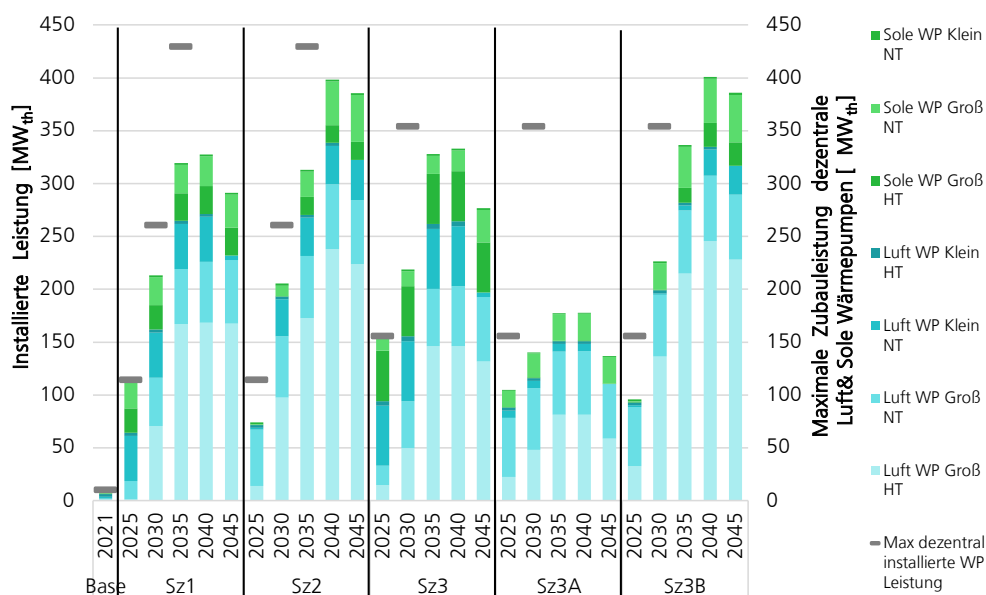


Abb. 42: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der dezentralen Wärmepumpen in Mainz im Zeitverlauf

Die modellierte Stromnachfrage und -bereitstellung für Mainz ist in Abb. 43 dargestellt. Der Strombedarf setzt sich hauptsächlich aus der Haushalts- und Industrienachfrage zusammen. Zusätzlich ist sowohl der Hochlauf der E-Mobilität als auch der Wärmepumpen und Direktstrom-Kessel (PtH) deutlich erkennbar. Aufgrund dieses Hochlaufs nimmt der Strombedarf in allen Szenarien zu, in den Szenarien 2 und 3B vor allem durch den zusätzlichen Strombedarf der elektrischen Wärmeenergieleistung. Die Abbildung verdeutlicht außerdem, dass ein Großteil des Strombedarfs von außen in die Stadt importiert werden muss. Nur in Szenario 3A werden, bedingt durch die Kombination aus günstigem Wasserstoff und hohen Strompreisen, große Mengen des Strombedarfs durch lokale Erzeugung gedeckt und nur geringe Strommengen importiert. Der Strombezug aus Hochspannungsnetzen umfasst aufgrund des Bilanzraums dieser Studie allerdings auch Strom aus lokalen, erneuerbaren Großkraftwerken wie bspw. Windparks oder großen Freiflächen-PV-Anlagen im direkten Umfeld oder auch im Gebiet der betrachteten Versorgungsgebiete.

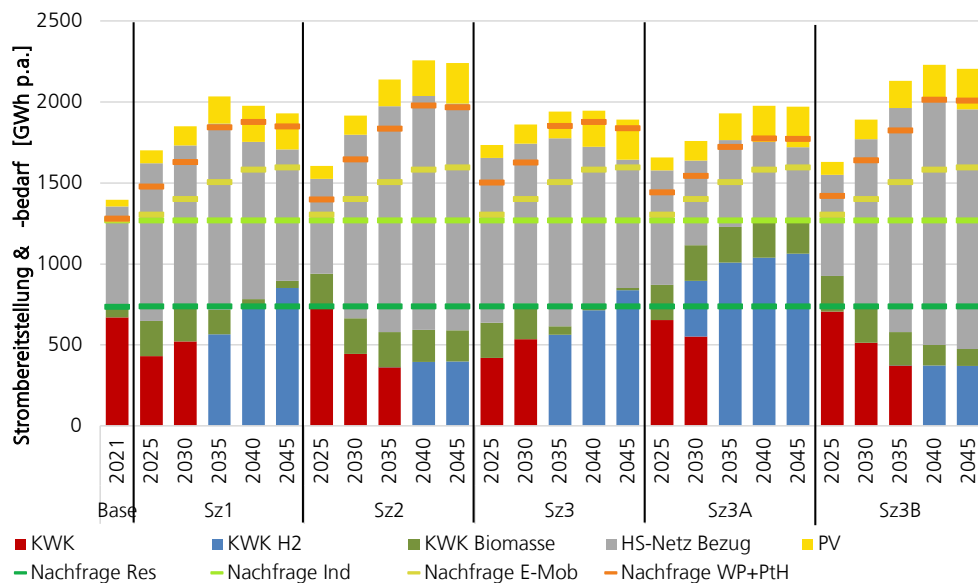


Abb. 43: Strombereitstellung und -nachfrage in Mainz

Abb. 44 zeigt die installierten Leistungen zur Strombereitstellung. Neben dem Ausbau der dezentralen und zentralen H₂-KWK-Anlagen wird in allen Szenarien vor allem die Leistung von PV-Aufdach-Anlagen deutlich ausgebaut. Der PV-Ausbau erfolgt in allen Szenarien ähnlich, was verdeutlicht, dass dieser Ausbau unabhängig von den zukünftigen Strom- und Wasserstoffpreisen eine sinnvolle Maßnahme ist. Der ökonomische Anreiz ist gegeben, da die Stromgestehungskosten der PV-Aufdach-Anlagen geringer sind als die Endkundenbezugspreise. Die Abbildung verdeutlicht außerdem den hohen Zubau von H₂-KWK-Anlagen in Szenario 3A, die zu der erwähnten hohen lokalen Stromerzeugung beitragen.

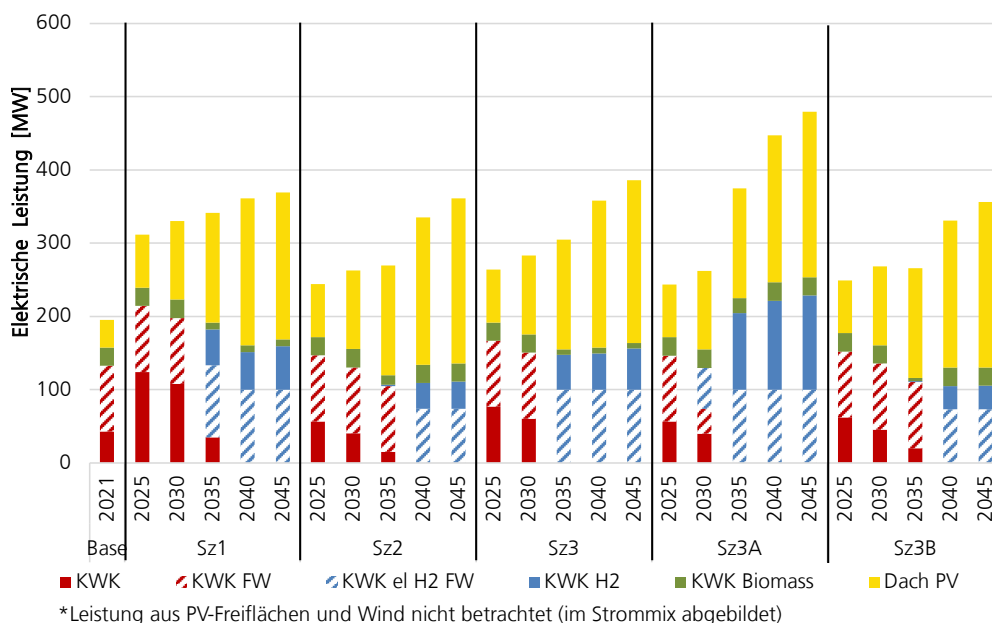


Abb. 44: Installierte Leistungen zur Stromerzeugung in Mainz im Zeitverlauf

Abb. 45 zeigt den Bezug von Primär- und Sekundärenergie des betrachteten Energiesystems in Mainz. Insgesamt sinkt der Bezug in allen Szenarien, wobei der Bezug in den Szenarien 2 und 3B stärker sinkt als in den Szenarien 1, 3 und 3A. Das führt in Szenario 3A dazu, dass, der Energiemenge nach, mehr Wasserstoff im Jahr 2045 importiert wird als Erdgas im Jahr 2021. Für die Szenarien 1 und 3 beträgt die mit Wasserstoff importierte Energiemenge im Jahr 2035 ca. 80 % der mit Erdgas importierten Energiemenge des Jahres 2021. Für Szenario 2 und 3B liegen die Energiemengen des bezogenen Wasserstoffes im Jahr 2045 nur noch bei ca. 30 % der Energiemengen des bezogenen Erdgases des Jahres 2021. Falls das bestehende Erdgasnetz für den Wasserstofftransport weiter genutzt wird, würde dieser geringere Wasserstoffenergiebezug zu einer geringeren Netzauslastung und damit bei gleicher Berechnungsmethode wie die heutigen Erdgasnetzentgelte zu höheren Netzumlagen führen. Dadurch käme es zu einer Erhöhung der Endkundenpreise für Wasserstoff. Diese Wechselwirkung ist allerdings in den Rechnungen nicht abgebildet. Eine Abschätzung des Einflusses eines Preisanstiegs ist über die Sensitivitätsrechnungen möglich.

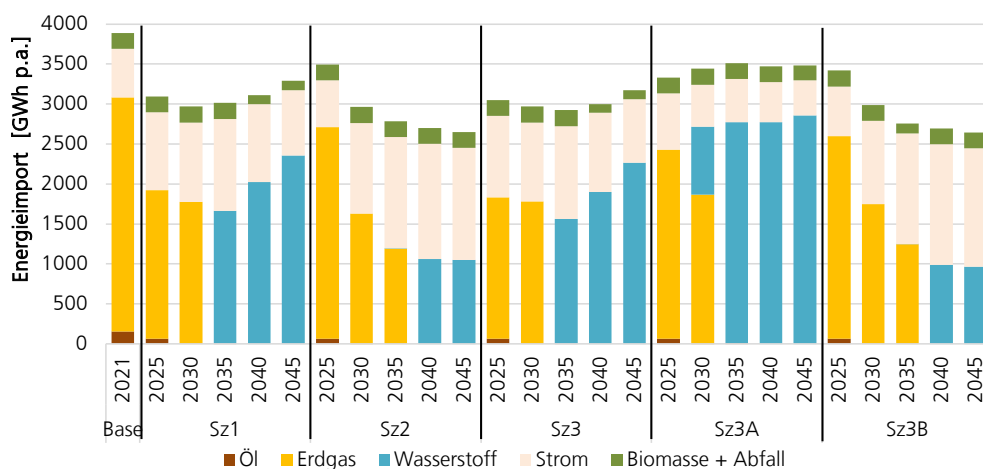


Abb. 45: Energieimporte in das Versorgungsgebiet Mainz

Die Transformation des betrachteten Energiesystems reduziert die CO₂-Emissionen entlang des definierten Reduktionspfades, wie Abb. 46 verdeutlicht. Der Emissionsrückgang in den Szenarien 1, 2 und 3A erfolgt maßgeblich über einen Brennstoffwechsel von Erdgas hin zu 100 % grünem Wasserstoff. Ohne die Verfügbarkeit dieser grünen Wasserstoffmengen wäre eine derartige Emissionsreduktion bei gegebenem Szenariospezifischen Energiesystem nicht möglich bzw. nur unter signifikant höheren Gesamtsystemkosten. Zur Bereitstellung der nötigen Wasserstoffmengen sind außerdem erhebliche Mengen erneuerbarer Energie nötig, um den nachgefragten Wasserstoff zu erzeugen. Zu einem gewissen Grad gelten diese Aussagen auch für die Szenarien 2 und 3B, allerdings ist hier der Anteil des Stromimportes höher und für diesen wird eine kontinuierliche Abnahme des Emissionsfaktors angenommen, der durch einen graduellen Ausbau der erneuerbaren Energien erzeugt wird.

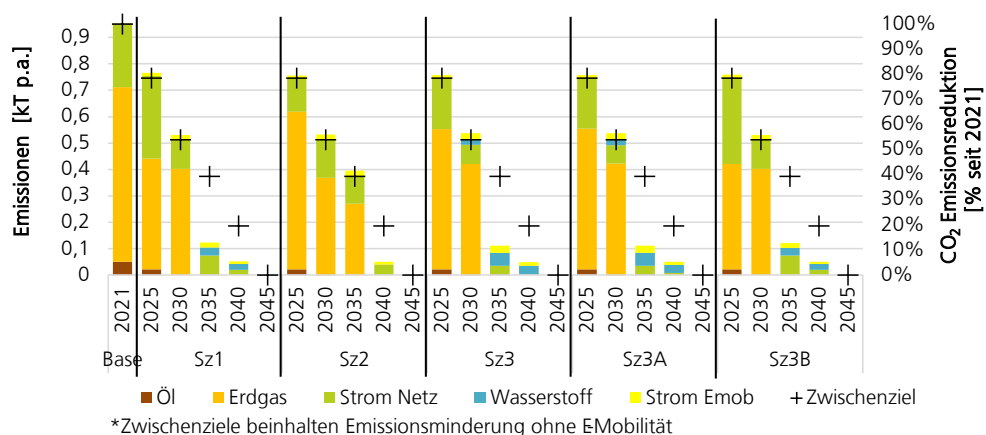


Abb. 46: Verlauf der CO₂-Emissionen für die betrachteten Energieverbräuche in Mainz

Abb. 47 zeigt die kumulierten Systemkosten für alle Szenarien in Mainz über die Jahre 2021 bis 2045. Die Kostenspanne liegt für alle Szenarien zwischen 11,1 und 12 Mrd. Euro. Mit einem Anteil von ca. 60 % sind die Brennstoff- und Strombezugs-kosten Hauptkostenbestandteil für das Versorgungsgebiet in Mainz. Entsprechend sind die Gesamtsystemkosten vor allem abhängig von den Energieträgerpreisen und reagieren sensitiv auf Änderungen der Energieträgerkosten (vgl. Kapitel 4.2.3). Durch die Netzsimulation enthält die abgebildete Kostenaufstellung die Kosten für zusätzlichen Netzausbau bzw. -umbau der Niederspannung und Mittelspannungsleitungen und Transformatorstationen (vgl. 4.2.2) außerhalb der bestehenden Netzentgelte.

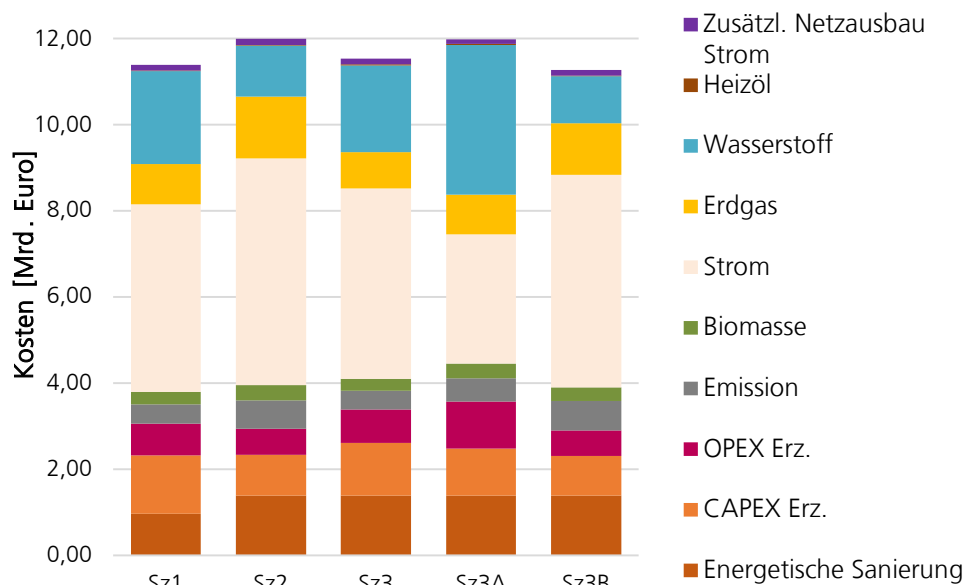


Abb. 47: Kumulierte Systemkosten für Mainz über allen Szenarien

4.2.2 Netzsimulation

4.2.2.1 Stromnetz

Analog zu der Vorgehensweise für die Netzsimulation in Westerstede wird auch die Netzsimulation Mainz durchgeführt.

Abb. 48 zeigt die Gesamtlänge der überlasteten Leitungen für alle Szenarien im Zieljahr 2045, jeweils für die Mittel- und Niederspannung. In der Mittelspannung und Niederspannung müssen in Mainz im schlimmsten Fall (Szenario 1) bis zu ca. einem Zehntel der gesamten Leitungslänge im Netz verstärkt werden. In der Mittelspannung betrifft dies 48 von 620 Leitungskilometern, in der Niederspannung 65 von 690. Die Verhältnisse der Leitungsauslastungen zwischen den Szenarien lassen sich in ähnlichem Maße in beiden Spannungsebenen feststellen. Überlastungsprobleme werden in beiden Spannungsebenen größtenteils von elektrischen Verbrauchern (primär Wärmepumpen) verursacht. Szenario 3A verursacht durch die verminderte elektrische Wärmebereitstellung hier auch sichtbar die wenigsten Leitungsüberlastungen.

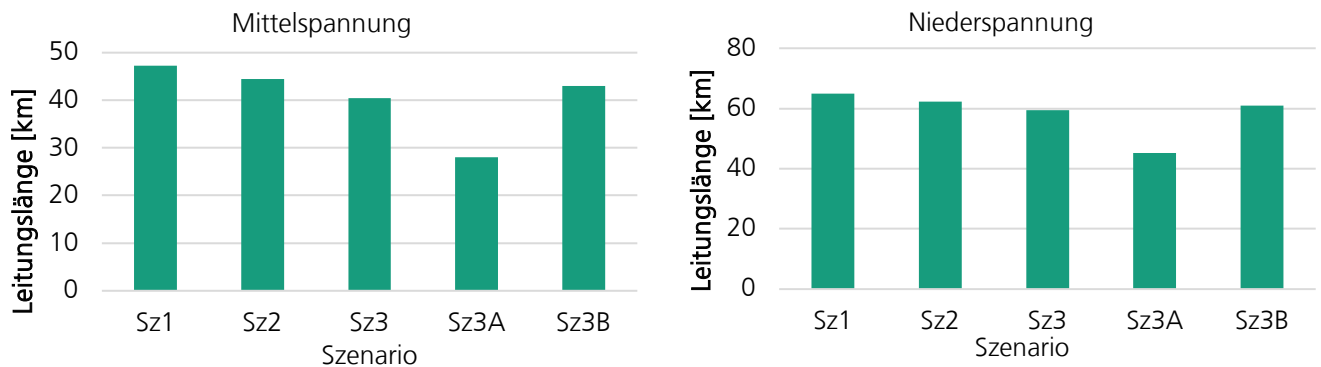


Abb. 48: Überlastete Leitungskilometer Stromnetz Mainz (2045)

In Abb. 49 sind die Anzahl der Netzstationen mit Verletzungen der definierten Spannungsgrenze im Jahr 2045 abgebildet. Auch in Mainz sind die Spannungsbandverletzungen der wesentliche Ausbautreiber, was eher untypisch für ein städtisches Netz ist. In Mainz treten die Spannungsprobleme in der Mittelspannung fast ausschließlich durch hohe PV-Einspeisung auf. In der Niederspannung ist der treibende Faktor hohe Lasten, wie auch in Westerstede sind dies in Mainz primär Wärmepumpen aufgrund ihrer hohen Gleichzeitigkeit im Starklastfall. Ungefähr ein Viertel der betrachteten Ortsnetze (insgesamt: 307) weisen Spannungsbandverletzungen auf und in ca. einem Drittel der Ortsnetze wird ein rONT installiert. Man sieht, dass auch hier in beiden Spannungsebenen Szenario 3A am wenigsten Grenzwertverletzungen aufweist.

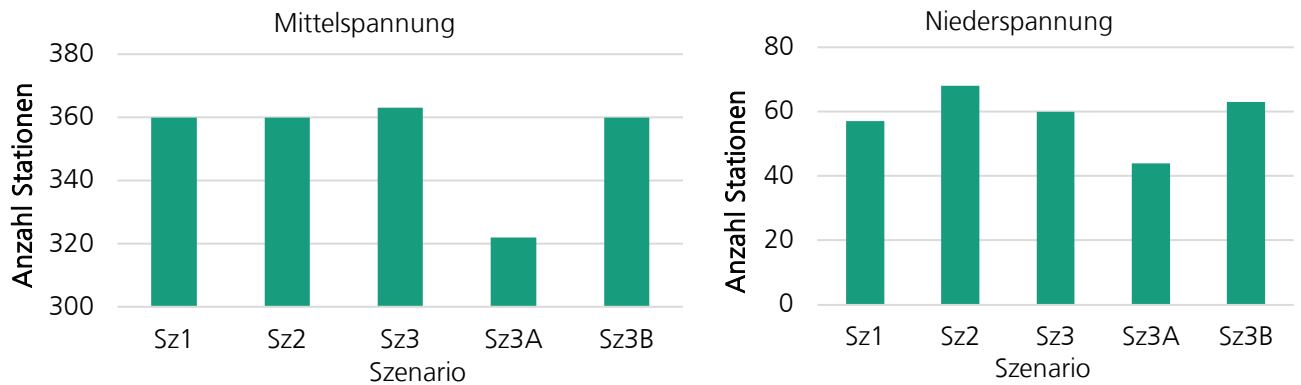


Abb. 49: Anzahl der Netzstationen mit Verletzungen der Spannungsgrenze Mainz (2045)

In Mainz müssen in allen Szenarien fast sämtliche Ortsnetztrafos verstärkt werden. Für die Transformatorbelastung spielt die räumliche Verteilung zugebauter Anlagen eine deutlich geringere Rolle als für die Spannungsbandverletzungen. Daher ist die Anzahl überlasteter Ortsnetztransformatoren (gesamte Anzahl der Ortsnetztrafos: 307) in allen Szenarien ähnlich groß. Die Transformatorüberlastungen treten in Mainz sowohl im Starklastfall als auch im Einspeisefall auf.

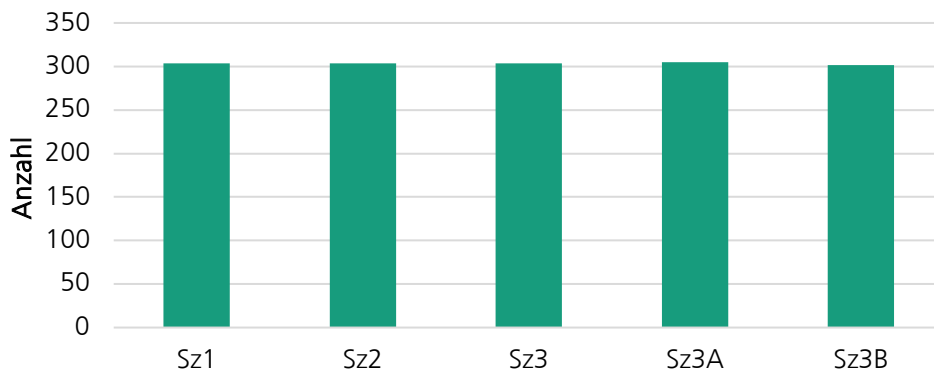


Abb. 50: Anzahl überlasteter Ortsnetztrafos Mainz (2045)

Anders als in Westerstede verhalten sich in Mainz die Szenarien auf beiden Spannungsebenen analog, da aufgrund der Größe des betrachteten Netzgebietes einzelne abweichende Großverbraucher eine deutlich geringere Auswirkung haben.

Die nachfolgende Abbildung (Abb. 51) zeigt die Netzausbaukosten der verschiedenen Szenarien für das Zieljahr 2045. Auch in Mainz führt die hohe Verfügbarkeit von günstigem Wasserstoff in Szenario 3A zu einem deutlich geringeren Netzausbau im Vergleich zu Szenario 2 und 3B. Die geringere elektrische Wärmeerzeugung entlastet die Netze und führt zu ca. 30 % niedrigeren Ausbaukosten. Die Ausbaukosten liegen mit ca. 90 % schwerpunktmäßig in der Niederspannung. Die Ausbaukosten steigen von 2025 bis 2035 in allen Szenarien stark an und bleiben dann für die Folgejahre auf einem ähnlichen Niveau. Folglich entsteht ein wesentlicher Teil der Netzausbaukosten vor einem möglichen Systemwechsel von Erdgas auf Wasserstoff.

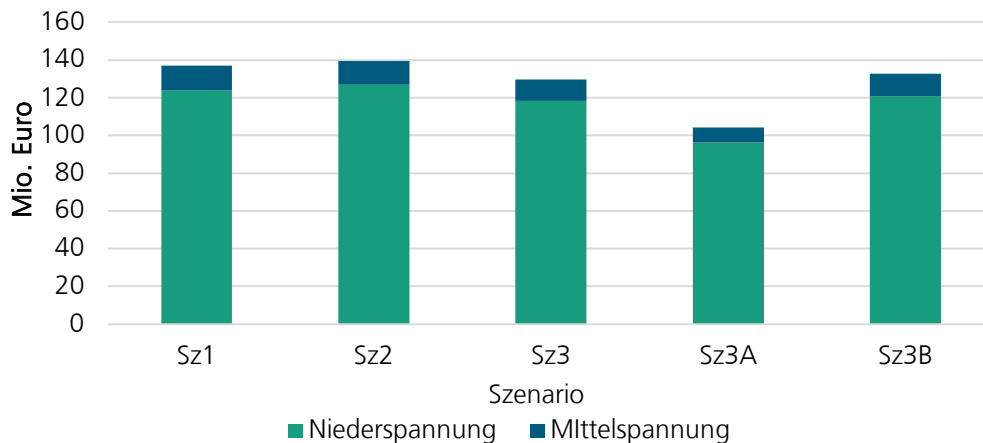


Abb. 51: Zusätzliche Netzausbaukosten Mainz 2045

4.2.2.2 Gasnetz

Im Folgenden wird erläutert, inwiefern sich die Veränderungen in den Szenarien auf die Auslegung und den Betrieb des Gasnetzes in Mainz auswirken.

Um eine bessere Übersichtlichkeit zu gewährleisten, werden die Bereiche mit verschiedenen Eingangsdrücken getrennt voneinander dargestellt. Die folgenden Abbildungen zeigen daher die Ergebnisse für den Druck bzw. die Geschwindigkeit zum Auslegungszeitpunkt im jeweiligen Netzbereich als Boxplot über alle zu diesem Netzbereich gehörenden Knoten bzw. Rohrleitungsabschnitte. Die verschiedenen Szenarien sind farblich hervorgehoben. Die Darstellung des Jahres 2021 zeigt einen Abgleich zwischen den Ergebnissen, die sich aus den vom Netzbetreiber gelieferten Netzmodell ergeben, und denen, die nach der Zuordnung der Verbraucher im Basisszenario berechnet wurden (Ausgangspunkt der Optimierung). Da je nach Szenario ab 2030 oder 2035 die Verfügbarkeit des H₂-Backbones angenommen wird, sind ab diesem Zeitpunkt die Ergebnisse bei Annahme eines reinen Wasserstoffbetriebs dargestellt (schraffiert).

Ergebnisse Druck

Bei der Validierung des Basisszenarios können nur im 50 mbar Netz (siehe Abb. 52 und Abb. 53) deutliche Abweichungen festgestellt werden. Dies ist auf die in Abschnitt 2.2.6 beschriebene Zuordnung von Verbrauchsprofilen zu Netzanschlusspunkten zurückzuführen. Da das 50 mbar Netz das kleinste der drei Druckbereiche ist, wirken sich Abweichungen in der Lastzuordnung besonders stark aus. Werden die Szenarien betrachtet, fällt auf, dass in nur sehr wenigen Szenarien die untere Druckgrenze von 35 mbar unterschritten wird (Abb. 55). Ob diese Unterschreitung bereits kritisch ist, in detaillierten Rechnungen für n-1-Szenarien untersucht werden. Für den Normalbetrieb ist die Grenze von 35 mbar in den Hauptleitungen der Niederdrucknetze eingehalten.

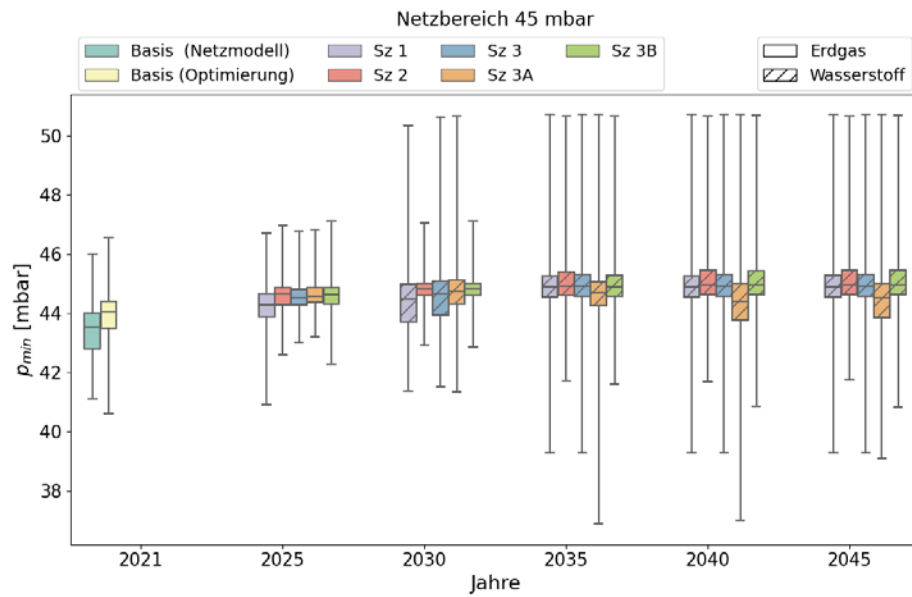


Abb. 52: Druckverteilung im Netzbereich 45mbar in Mainz

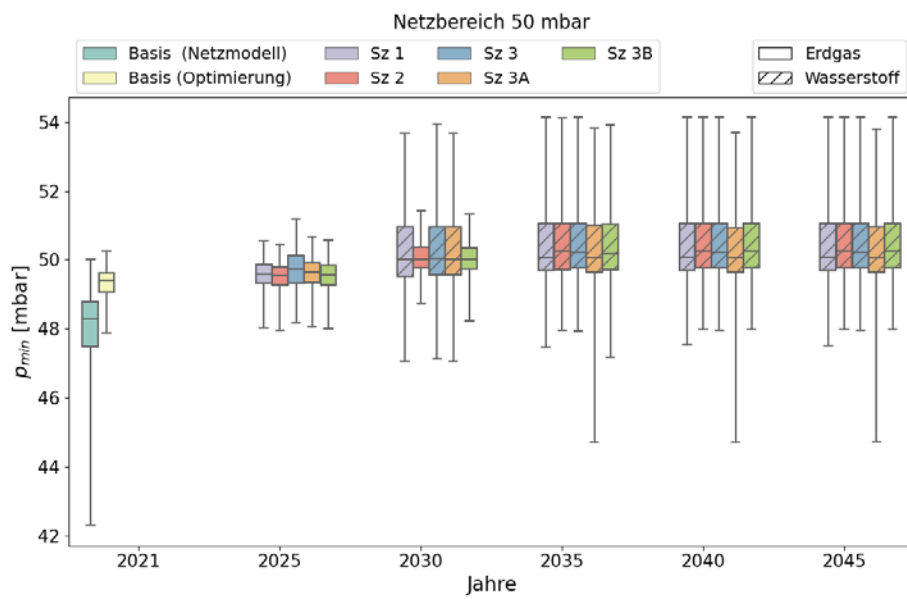


Abb. 53: Druckverteilung im Netzbereich 50mbar in Mainz

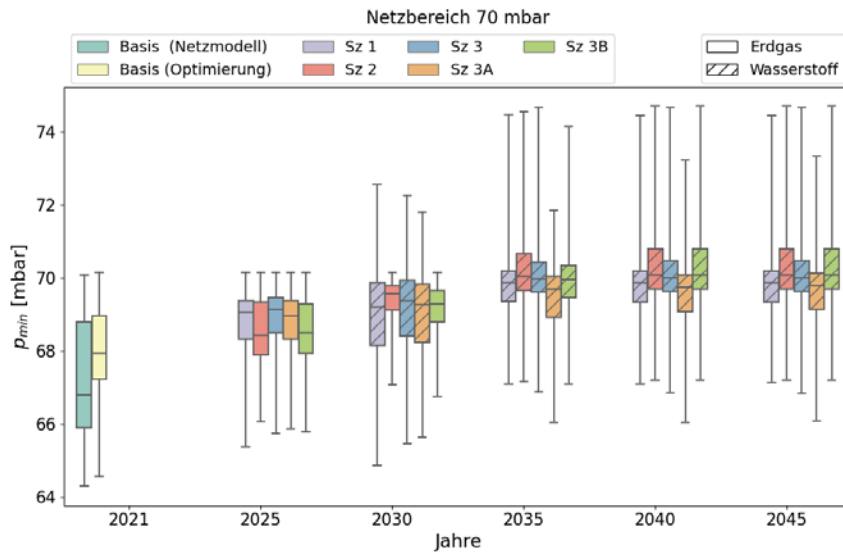


Abb. 54: Druckverteilung im Netzbereich 70mbar in Mainz

Bei der Validierung des Basisszenarios können nur im 50 mbar Netz (siehe Abb. 53) deutliche Abweichungen festgestellt werden. Dies ist auf die in Abschnitt 2.2.6 beschriebene Zuordnung von Verbrauchsprofilen zu Netzanschlusspunkten zurückzuführen. Da das 50 mbar Netz das kleinste der drei Druckbereiche ist, wirken sich Abweichungen in der Lastzuordnung besonders stark aus. Werden die Szenarien betrachtet, fällt auf, dass in nur sehr wenigen Szenarien die untere Druckgrenze von 35 mbar unterschritten wird (Abb. 55). Ob diese Unterschreitung bereits kritisch ist, muss in detaillierten Rechnungen für n-1-Szenarien untersucht werden. Für den Normalbetrieb ist die Grenze von 35 mbar in den Hauptleitungen der Niederdrucknetze eingehalten.

Ergebnisse Geschwindigkeit

Wie zu erwarten, steigt die Geschwindigkeit bei Betrieb mit Wasserstoff deutlich an. In Absprache mit den Netzbetreibern kann eine maximale Geschwindigkeit bei Betrieb mit Erdgas von 10 m/s auf allen Niederdruckebenen erreicht werden. Wird also die dreifach zulässige Geschwindigkeit nach Mischner [33] angenommen, so darf die Geschwindigkeit mit einem reinen Wasserstoffbetrieb von 30 m/s nicht überschritten werden, was in keinem Szenario und keiner Niederdruckebene der Fall ist. Jedoch sind Grenzwerte normalerweise Erfahrungswerte, daher können hier keine eindeutigen Aussagen getroffen werden, ob diese Werte zu Geräuschentwicklungen führen. Vereinzelte Anpassungsbedarfe der Netzbetriebsmittel (Rohre, Reglerstationen, Armaturen) sind nicht auszuschließen, jedoch sind keine Bedarfe für einen großflächigen Ersatz von Rohrleitungen zu erwarten.

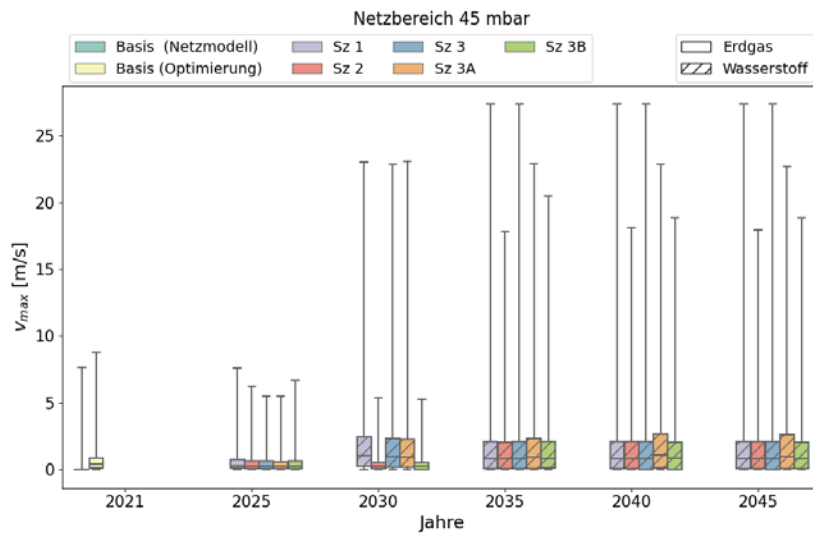


Abb. 55: Geschwindigkeitsverteilung im Netzbereich 45mbar in Mainz

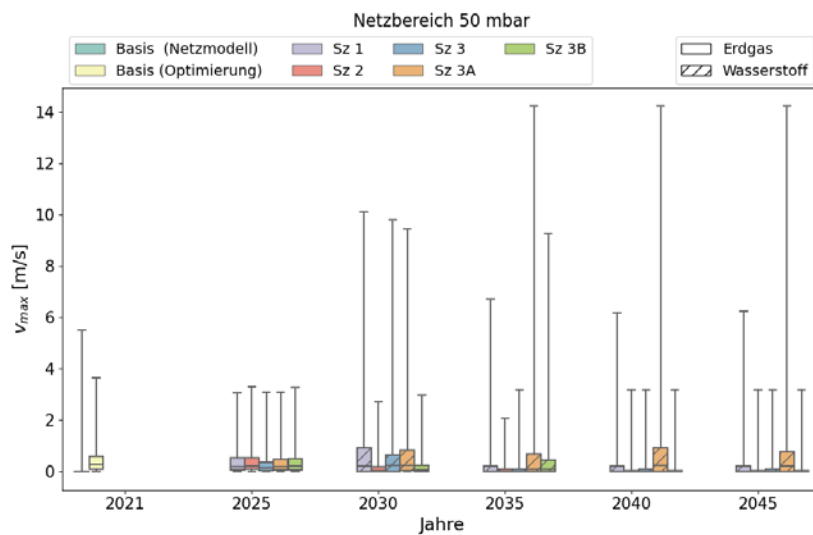


Abb. 56: Geschwindigkeitsverteilung im Netzbereich 50mbar in Mainz

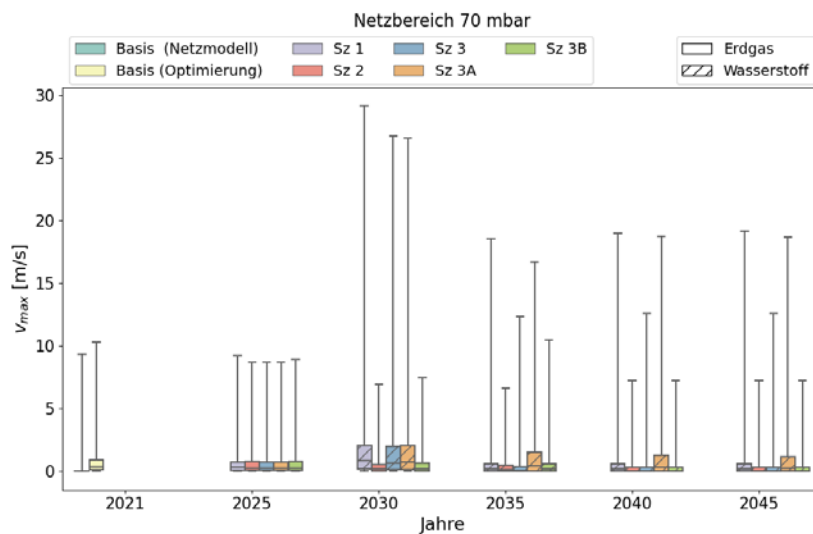


Abb. 57: Geschwindigkeitsverteilung im Netzbereich 70mbar in Mainz

4.2.3 Sensitivität

Für die Sensitivitätsbetrachtung des Mainzer Versorgungsgebietes wurde immer ein Parameter im Rahmen von Szenario 2 und 3 verändert und die Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert.

Die erste Sensitivität untersucht den Einfluss eines variierenden Erdgaspreises. Der Erdgaspreis wurde dafür sowohl in Szenario 2 als auch in Szenario 3 um 4, 8 und 12 Cent erhöht (jeweils bezogen auf den Referenzfall). Abb. 58 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsberechnung. Die Bezeichnung »Ref« bezieht sich dabei immer auf die Ergebnisse des ursprünglichen Szenarios. Die Abbildung zeigt für eine übersichtliche Analyse immer den Anteil der der Energieträger Wasserstoff, Erdgas und Strom an der Gesamtwärmebereitstellung. Die schwarze Linie stellt die prozentuale Änderung der Gesamtsystemkosten im Verhältnis zum Referenzfall dar.

Im Rahmen von Szenario 2 führt eine Erhöhung des Erdgaspreises zu einem Anstieg des Stromanteils und ab einer Erdgaspreiserhöhung von 8 Cent auch zu einem stärkeren Anstieg des Wasserstoffanteils. Gleichzeitig nimmt der Erdgasanteil linear ab und liegt bei einer Erhöhung um 12 Cent bei nur noch ca. 20 %. Die Systemkosten steigen aufgrund des immer noch vorhandenen Erdgasanteils und der Substitution mit teurem Strom bei steigendem Erdgaspreis stark an.

Im Rahmen von Szenario 3 führt eine Erhöhung des Erdgaspreises ebenfalls zu einer Reduktion des Erdgasanteils auf ca. 20 %. Allerdings wird Erdgas in diesem Szenario stärker durch Wasserstoff ersetzt. Der Systemkostenanstieg fällt hier geringer aus, da die Substitution mit Wasserstoff für den angenommenen Szenariorahmen niedrigpreisiger ist als die Substitution mit Strom in Szenario 2.

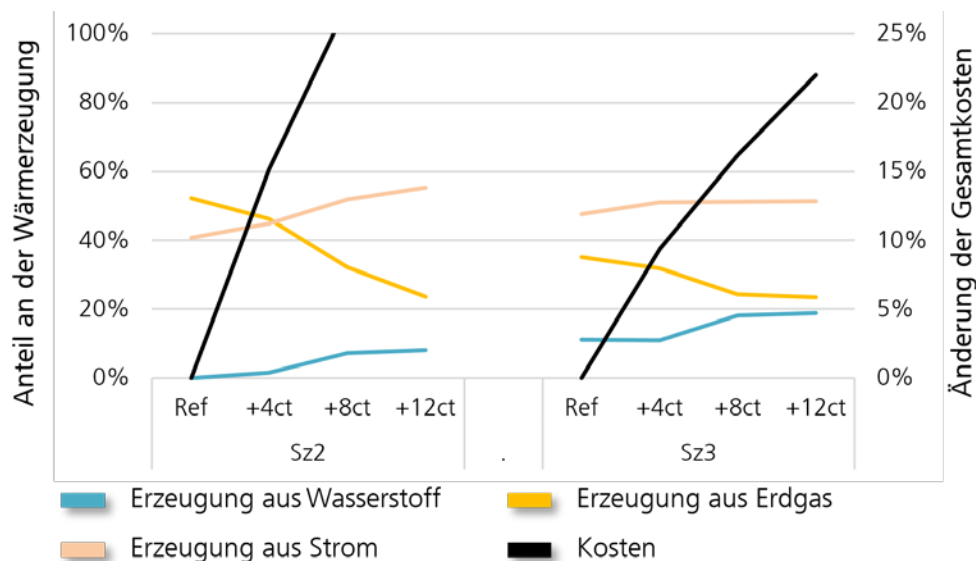


Abb. 58: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Erdgaspreise in Mainz

Abb. 59 zeigt die Sensitivitätsanalyse eines variierenden Strompreises. Für diese Sensitivitätsanalyse wurde der Strompreis im Rahmen von Szenario 2 und 3 jeweils um 2, 4 und 6 Cent verringert und erhöht (jeweils bezogen auf den Referenzfall).

Im Rahmen von Szenario 2 führt eine Reduktion des Strompreises zu einer graduellen Erhöhung des Stromanteiles bei gleichzeitiger Reduktion des Wasserstoffanteils. Durch den steigenden Anteil von Strom an der Wärmebereitstellung bei gleichzeitiger Reduktion des Strompreises reduzieren sich die Gesamtsystemkosten stark. Eine Erhöhung des Strompreises führt bis zu einer Schwelle von +2 Cent zu einer graduellen Reduktion

des Stromanteils bzw. Erhöhung des Wasserstoffanteils. Bei einer Erhöhung des Strompreises um 4 Cent kommt es zu einem sprunghaften Anstieg des Wasserstoffanteils bei einem gleichzeitig stärker absinkenden Stromanteil.

Im Rahmen von Szenario 3 führt eine Reduktion des Strompreises zu einem graduellen Anstieg des Stromanteils auf ein ähnliches Niveau wie im Rahmen von Szenario 2. Der Wasserstoffanteil fällt entsprechend graduell ab, bleibt aber insgesamt höher als bei Szenario 2, was durch die allgemeinen Szenarioannahmen von Szenario 3 begründet werden kann. Eine Erhöhung des Strompreises führt schon bei +2 Cent zu einem Wechsel von Strom zu Wasserstoff als Hauptwärmequelle. Allerdings findet die Substitution von Strom durch Wasserstoff graduell statt und es gibt keinen Kipppunkt wie in Szenario 2.

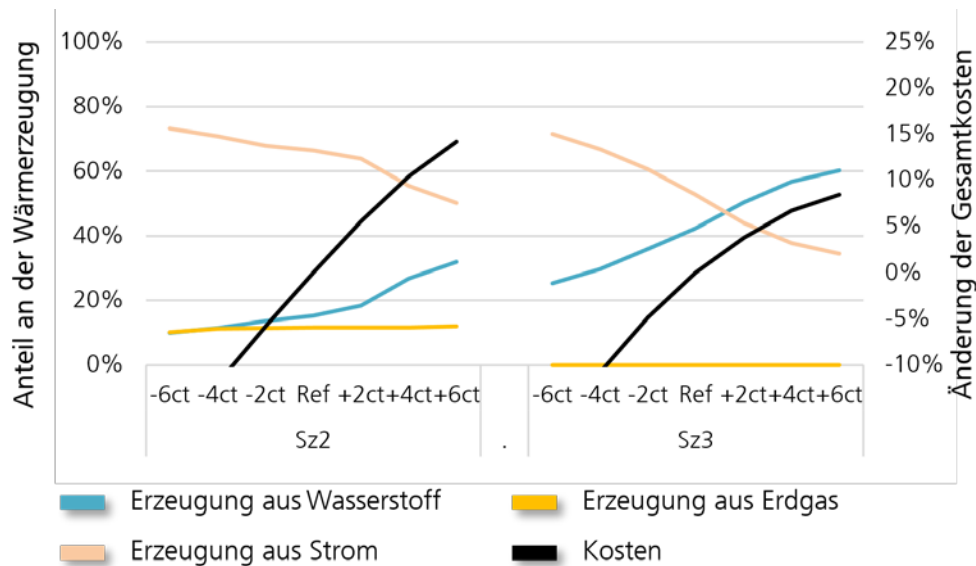


Abb. 59: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Strompreise in Mainz

Abschließend stellt Abb. 60 die Sensitivität von Szenario 2 und 3 in Bezug auf eine Änderung des Wasserstoffpreises dar. Der Wasserstoffpreis wurden dazu um 2 bzw. 4 Cent reduziert und um 2, 4, 6, 8 und 10 Cent erhöht (jeweils bezogen auf das Referenzszenario).

Im Rahmen von Szenario 2 führt eine Reduktion des Wasserstoffpreises zu einer starken Zunahme des Wasserstoffanteils. Bei einer Reduktion des Wasserstoffpreises um 4 Cent ist der Anteil von Wasserstoff und Strom an der Wärmeerzeugung gleich hoch und liegt bei ca. 45 %. Durch die Zunahme des Wasserstoffanteils, bei gleichzeitig fallendem Wasserstoffpreis (verglichen mit dem Referenzfall), sinken die Systemkosten. Eine Erhöhung des Wasserstoffpreises führt zu einer Reduktion des Wasserstoffanteils von ca. 15 % auf 10 %. Der Wasserstoff wird durch einen entsprechenden Zuwachs des Stromanteils substituiert.

Das Energiesystem verhält sich im Rahmen von Szenario 3 ähnlich wie für Szenario 2 bereits beschrieben. Allerdings ist, aufgrund der allgemeinen Szenarioannahmen, der Anteil des Wasserstoffes bereits im Referenzfall höher und steigt bei einer Reduktion des Wasserstoffpreises weiter an. Dies führt dazu, dass bei einem um 4 Cent günstigeren Wasserstoffpreis der Anteil des Wasserstoffs an der Gesamtwärmeerzeugung bei ca. 75 % liegt. Eine Erhöhung des angenommenen Wasserstoffpreises führt im Rahmen von Szenario 3 zu einer ähnlichen Substitution wie im Rahmen von Szenario 2.

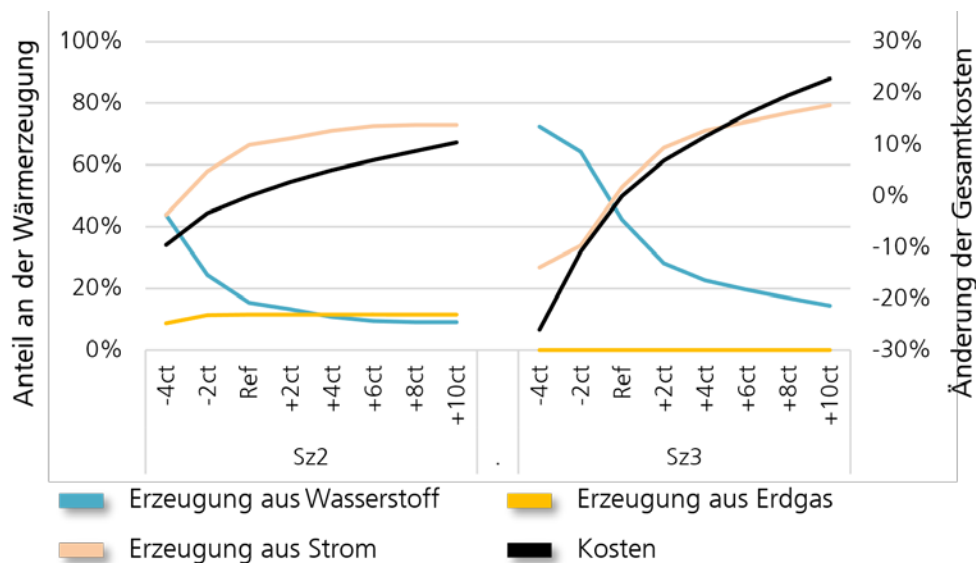


Abb. 60: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Wasserstoffpreis in Mainz

4.3 Fellbach

4.3.1 Systembetrachtung

Fellbach ist eine große Kreisstadt, die urban und mit mittlerer Industrienachfrage geprägt ist. Die folgende Systembetrachtung fokussiert sich zunächst auf den Wärmesektor. Die Betrachtung des Stromsektors, der Energieimporte, Emissionen und Gesamtsystemkosten findet im Anschluss statt. Der Wärmeenergiebedarf von Fellbach wird von der Nachfrage der Wohngebäude dominiert. Entsprechend ist der Anteil der Prozesswärme, verglichen mit dem Anteil der Raumwärme, gering (siehe Abb. 61 bzw. Tab. 62). Im Status-quo erfolgt die Wärmeversorgung vor allem über Erdgaskessel, Ölkessel und im geringeren Maße über Erdgas-KWK-Anlagen (vgl. »Base« in Abb. 61). Durch die Transformation hin zu einem dekarbonisierten Energiesystem nimmt der Anteil der Erdgaskessel, Ölkessel und Erdgas-KWK-Anlagen in allen Szenarien deutlich ab. Der Rückgang dieser fossilen Erzeugungstechnologien erfolgt dabei bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien durch eine starke Zunahme der Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen. Bereits ab dem Jahr 2025 werden auch Großwärmepumpen zur zentralen, effizienten Wärmeerzeugung genutzt (vgl. Abb. 61). Der größte Unterschied bei der Wärmebereitstellung zwischen den Szenarien ergibt sich für die Jahre 2035 bis 2045 bezüglich der Wärmebereitstellung der Wärmepumpen und den Wasserstofftechnologien (H_2 -Kessel und H_2 -KWK-Anlagen). In den Szenarien 2 und 3B erfolgt die Wärmebereitstellung vor allem über dezentrale Wärmepumpen, die im geringen Maße durch Direktstrom-Kessel (PtH), Biomassekessel und H_2 -KWK-Anlagen ergänzt werden. Im Gegensatz zu den Szenarien 2 und 3B, nimmt der Anteil der H_2 -Technologien in den Szenarien 1, 3 und 3A ab dem Jahr 2035 deutlich zu. Dies liegt vor allem an den günstigen Wasserstoffpreisen, die für diese Szenarien angenommen wurden. In Szenario 3A führt die Kombination aus angenommenen Strom- und Wasserstoffkosten dazu, dass im Jahr 2045 Wärmepumpen, deren Lebenszeit überschritten wurde, nicht mehr durch neue Wärmepumpen ersetzt werden, sondern durch H_2 -Kessel (vgl. Abb. 61 und Abb. 63). Dementsprechend nimmt sowohl der Anteil der Wärmepumpen an der Wärmebereitstellung als auch die installierte Leistung der Wärmepumpen ab.

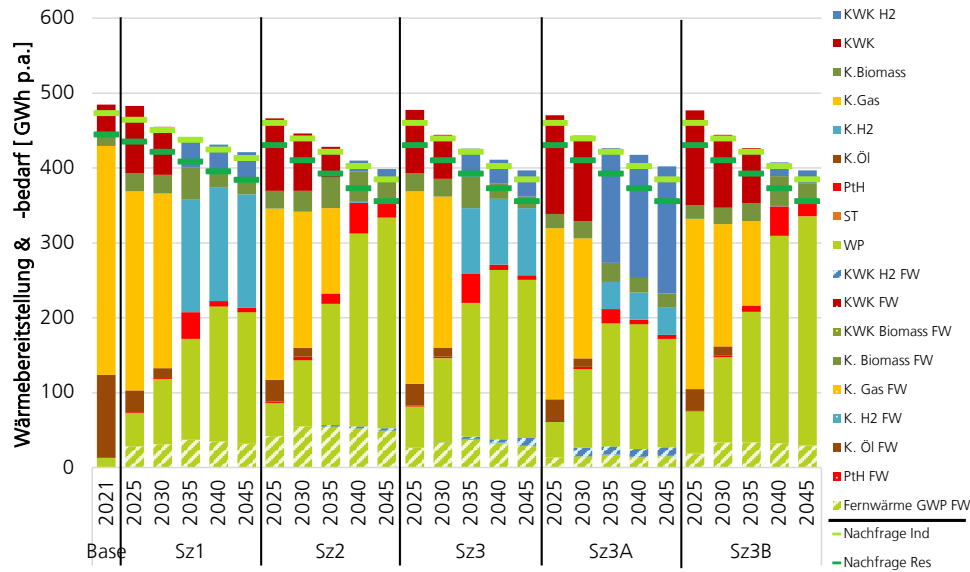


Abb. 61: Wärmebereitstellung nach Technologien in Fellbach. Schraffierte Balken sind Bereitstellung in der Fernwärme

In Abb. 62 bzw. Tab. 63 ist die Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus aufgeschlüsselt. Die Abbildung zeigt, dass wie in den beiden bereits beschriebenen Versorgungsgebieten die Wärmeerzeugung in Gebäuden mit niedriger Vorlauftemperatur fast ausschließlich über Wärmepumpen erfolgt. Außerdem zeigt sich auch hier, dass die Versorgung der Raumwärme mit höheren Vorlauftemperaturen vielfältiger und deutlich stärker vom angesetzten Wasserstoffpreis abhängig ist. In den Szenarien 1 und 3 werden neben Wärmepumpen auch dezentrale H₂-Kessel in den Gebäuden mit hoher Vorlauftemperatur genutzt. Erst bei einer Kombination von niedrigen Wasserstoffpreisen und hohen Strompreisen (Szenario 3A) wird ein größerer Anteil der Raumwärme durch Wasserstofftechnologien versorgt. Allerdings spielt auch in diesem Szenariorahmen die Wärmepumpe eine entscheidende Rolle bei der Bereitstellung der benötigten Raumwärme.

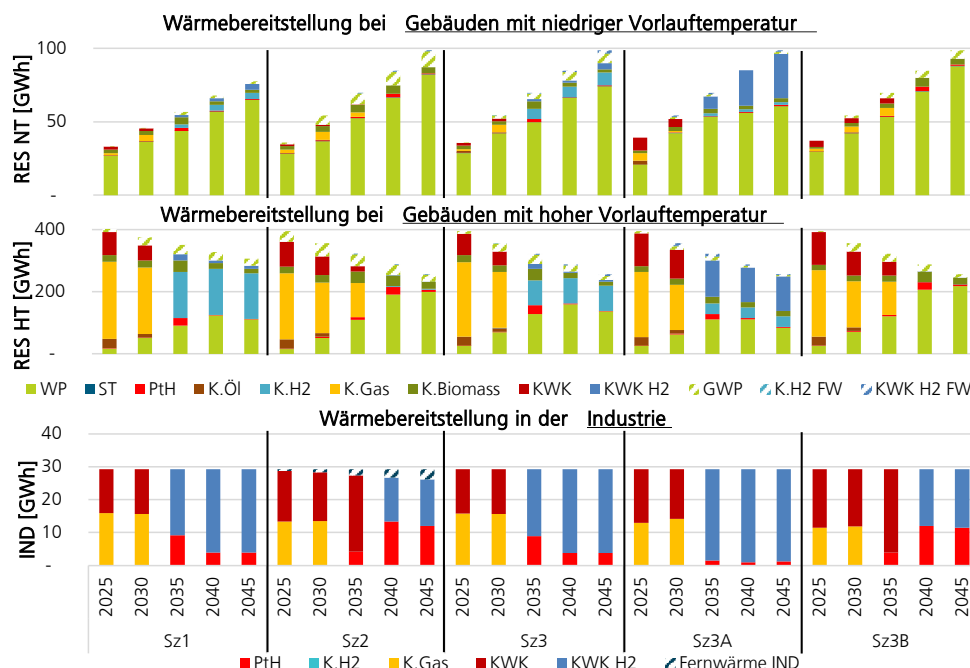


Abb. 62: Wärmebereitstellung in den einzelnen Temperaturniveaus nach Technologien in Fellbach

Die beschriebenen Ergebnisse bei der Wärmebereitstellung lassen sich auch bei den installierten Leistungen wiederfinden (siehe Abb. 63 bzw.

Tab. 63). Vor allem der Zubau von H₂-Technologien in den Szenarien 1, 3 und 3A ab dem Jahr 2035 und der fortschreitende Ausbau von Wärmepumpen in den Szenarien 2 und 3B wird in dieser Abbildung noch einmal deutlich. Außerdem zeigt ein Vergleich der heute installierten Leistungen (»Base«) mit den installierten Leistungen der Szenarien im Jahr 2045, dass in jedem Szenario ein vollständiger Umbau der installierten Wärmeerzeugungstechnologien durchgeführt wird. Abb. 63 unterstreicht, dass die Erdgaskessel und Ölkessel zunächst vor allem durch Wärmepumpen ersetzt werden, um die verpflichtenden Klimaziele zu erreichen, da vor dem Jahr 2030 keine andere wirtschaftliche Technologieoption zur Verfügung steht. Die Installation der Wärmepumpen umfasst in allen Szenarien neben dezentralen auch zentralen Wärmepumpen. In den Szenarien 1, 3 und 3A werden die Wärmepumpen außerdem ab dem Jahr 2035/2040 durch Wasserstofftechnologien ergänzt. In Szenario 3A werden dabei auch zentrale H₂-KWK Anlagen installiert. Der Vergleich von Abb. 61 und Abb. 63 zeigt außerdem, dass die Direktstrom-Kessel (PtH), verglichen mit den tatsächlich bereitgestellten Energiemengen, hohe installierte Leistungen haben, was durch ihre Rolle als Spitzenlasttechnologie bedingt wird.

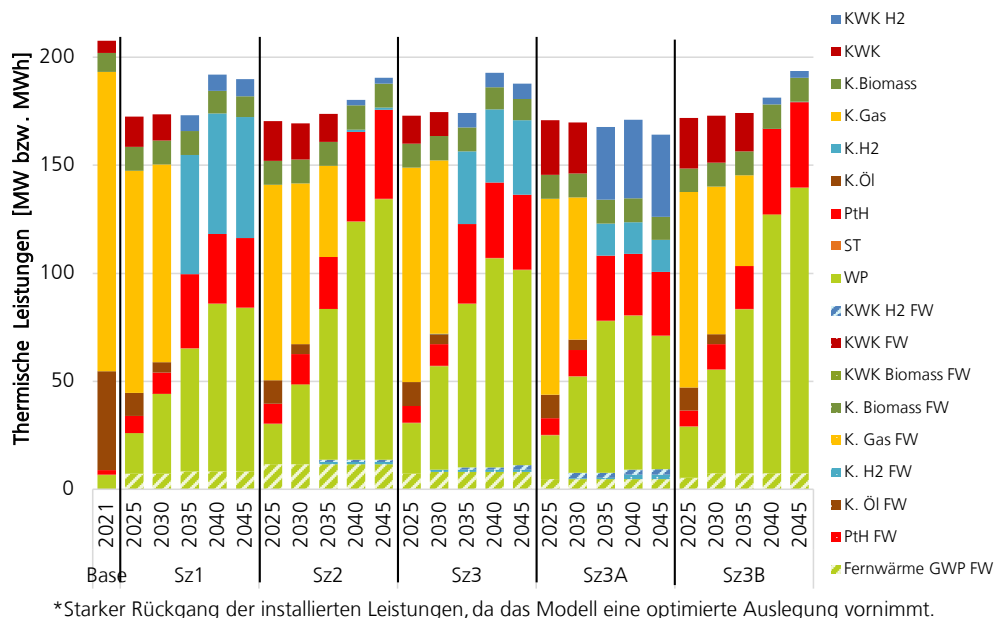


Abb. 63: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Fellbach

Wie in den anderen bereits vorgestellten Versorgungsgebieten wurden für den Zubau von dezentralen Wärmepumpen maximale Zubauleistungen definiert, die sich durch die begrenzte Verfügbarkeit von Handwerkern begründen. Abb. 64 zeigt die installierte Leistung der Wärmepumpen je Szenario, Wärmepumpentyp und -Größenklasse sowie die Fellbach-spezifischen Zubaugrenzen.

Die Abbildung zeigt, dass der Zubau dezentraler Wärmepumpen in Fellbach zu keinem Zeitpunkt das Zubauplimit erreicht. Eine noch höhere Zubaurate von Wärmepumpen wäre daher theoretisch möglich. Der Zubau der Wärmepumpen wird von Luft-Wärmepumpen dominiert, was vor allem an den vorhandenen Potenzialen, sowie den niedrigeren Investitionskosten liegt. Der Fokus auf Wärmepumpen in Abb. 64 unterstreicht noch einmal die Ähnlichkeit des Wärmepumpenausbaus bis zum Jahr 2035 in allen Szenarien. Erst nach dem Jahr 2035 ändern sich die Zubaupfade für Wärmepumpen. In den Szenarien 1, 3 und 3A flacht sich der Zubau von Wärmepumpen vor allem durch das Aufkommen der Wasserstofftechnologien ab und führt im Jahr 2045, verglichen

mit dem Jahr 2040, zu rückläufigen installierten Leistungen der dezentralen Wärmepumpen. In den Szenarien 2 und 3B wird der Zubau von Wärmepumpen in abgeschwächter Form fortgeführt. Im Szenario 3A stoppt der Zubau aufgrund des frühzeitig niedrigen Preises für Wasserstoff bereits im Jahr 2040.

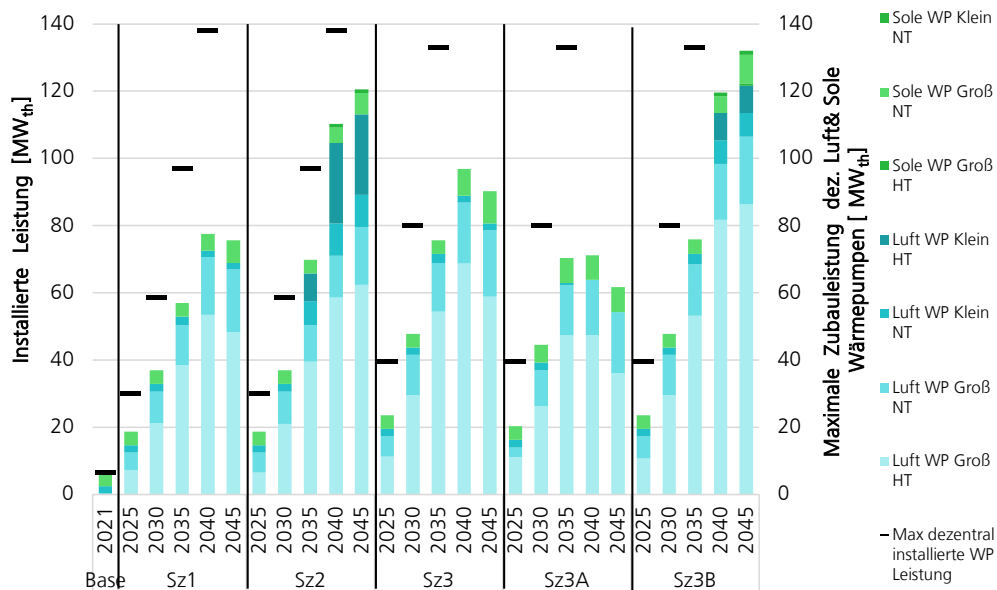


Abb. 64: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der dezentralen Wärmepumpenleistungen in Fellbach für alle Szenarien

Die Stromnachfrage in Fellbach ist in Abb. 65 dargestellt. Die Nachfrage nimmt wegen des Hochlaufs der E-Mobilität und des zusätzlichen Strombedarfs der zugebauten Wärmepumpen bzw. Direktstrom-Kessel (PtH) um den Faktor 1,5 - 1,8 zu. Die Erhöhung der Stromnachfrage ist mit Westerstede, ein Versorgungsgebiet mit ähnlicher Nachfragestruktur, vergleichbar, der Faktor liegt dort bei 1,5 – 1,9.

Abb. 65 verdeutlicht, dass nur in Szenario 3A über H₂-KWK-Anlagen relevante Strommengen lokal bereitgestellt werden. In diesem Szenario sind durch die günstigen Wasserstoffpreise in Kombination mit hohen Strompreisen die H₂-KWK-Anlagen ökonomisch sinnvoll. Ein Vergleich mit Szenario 3 zeigt außerdem, dass sich schon bei mittleren Strompreisen der Einsatz von H₂-KWK-Anlagen deutlich reduziert. In den Szenarien 1, 2, 3 und 3B wird der Hauptteil der Stromnachfrage durch Stromimporte aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt. Dabei steigt der Strombezug in das Gebiet im Vergleich zu 2021 stark an. Der Strombezug aus dem übergeordneten Stromnetz umfasst aufgrund des Bilanzraums dieser Studie allerdings auch Strom aus lokalen, erneuerbaren Großkraftwerken wie bspw. große Freiflächen-PV-Anlagen.

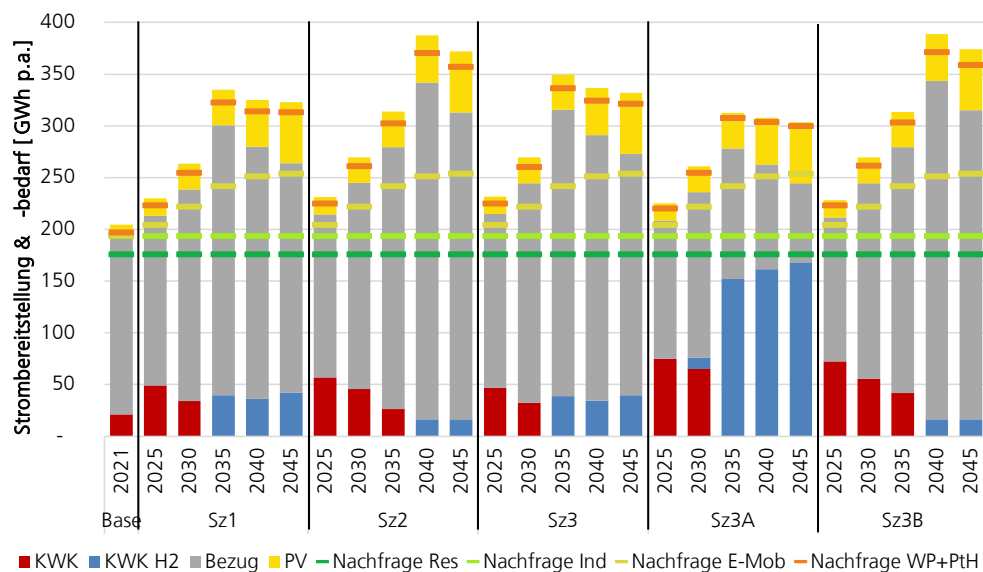


Abb. 65: Strombereitstellung und -bedarf in Fellbach

Abb. 66 zeigt die installierten elektrischen Leistungen in Fellbach. Wie bei den anderen Versorgungsgebieten erfolgt ein deutlicher Zubau an dezentralen PV-Aufdach-Anlagen. Der ökonomische Anreiz ist gegeben, da die Stromgestehungskosten der PV-Aufdach-Anlagen geringer sind als die Endkundenbezugspreise. In Szenario 3A wird der Zubau von PV-Aufdach-Anlagen noch von einem Zubau von H₂-KWK-Anlagen begleitet, was, wie bereits beschrieben, an den zugrunde liegenden Preispfaden und der damit einhergehenden ökonomischen Vorteilhaftigkeit liegt.

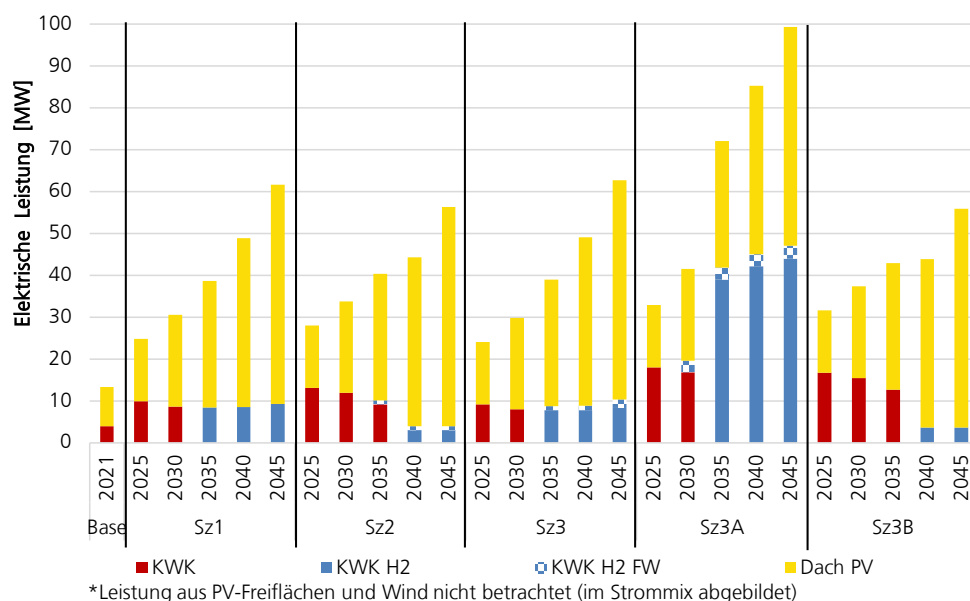


Abb. 66: Installierte elektrische Leistungen in Fellbach für alle Szenarien

Abb. 67 zeigt den Primär- bzw. Sekundärenergiebezug für Fellbach, der in allen Szenarien zurück geht. Am stärksten ist der Rückgang in den Szenarien mit begrenzter H₂-Nutzung (Szenarien 2 und 3B), wobei in diesen Szenarien der Strombezug stark zunimmt. Für die Szenarien 2 und 3B beläuft sich die durch Wasserstoff importierte Energiemenge im Jahr 2045 auf rund 10 % der Erdgasenergieimporte im Jahr 2021. Für die Szenarien 1 und 3 liegen die H₂-Energiebezugsmengen im Jahr 2045 bei rund 50 %

der Erdgasenergieimporte. Insgesamt ist zu beobachten, dass trotz eines steigenden Strombezugs der Eigenversorgungsgrad des Gebietes steigt, was in unterschiedlich starker Ausprägung in allen Gebieten zu beobachten ist. In den Gebieten Fellbach und Westerstede mit einem geringen Prozesswärmeanteil ist der Rückgang des Gesamtenergiebezugs größer als in den Gebieten Mainz und Burg. Dieser Effekt ist zu beobachten, obwohl die Erneuerbaren Energieanlagen zur Stromerzeugung auf Mittelspannungsebene in der Betrachtung nicht enthalten sind.

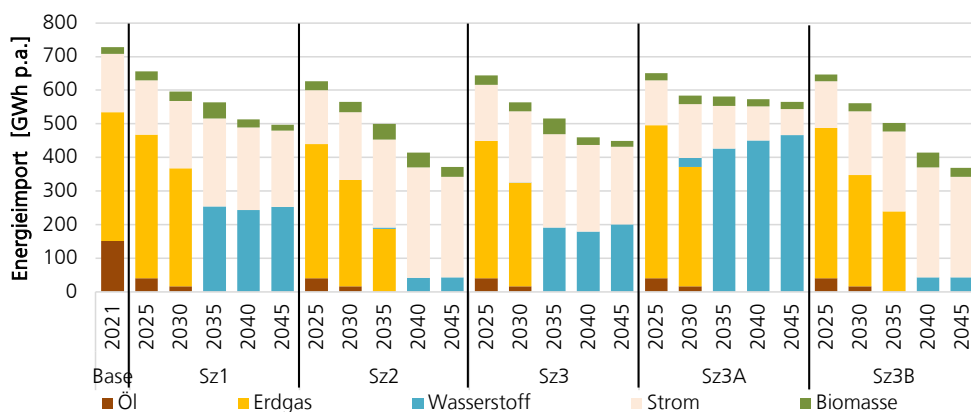


Abb. 67: Energieimporte in das Versorgungsgebiet Fellbach

Abb. 68 zeigt die CO₂-Emissionen für alle Szenarien und stellt die Emissionen in Relation zu den definierten Emissionszwischenzielen dar. Die rapide Reduktion der Emissionen in den Szenarien 1, 3 und 3B stammt ausschließlich von dem Wechsel auf grünen Wasserstoff ab dem Jahr 2035. Falls der benötigte Wasserstoff nicht in diesen Mengen ab dem Jahr 2035 zur Verfügung steht, würden die Klimaziele für diese Szenarien nicht bzw. nur unter zusätzlichen Kosten erreicht werden. Es sollte berücksichtigt werden, dass der Strom, der nötig ist, um den nachgefragten Wasserstoff zu erzeugen, ebenfalls mit einem erheblichen Ausbau von erneuerbarer Erzeugung einhergeht. Die graduelle Abnahme der Emissionen in den Szenarien 2 und 3B beruht auf der graduellen Reduktion der Emissionen des vom Netz bezogenen Stromes, was von einem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien herrührt.

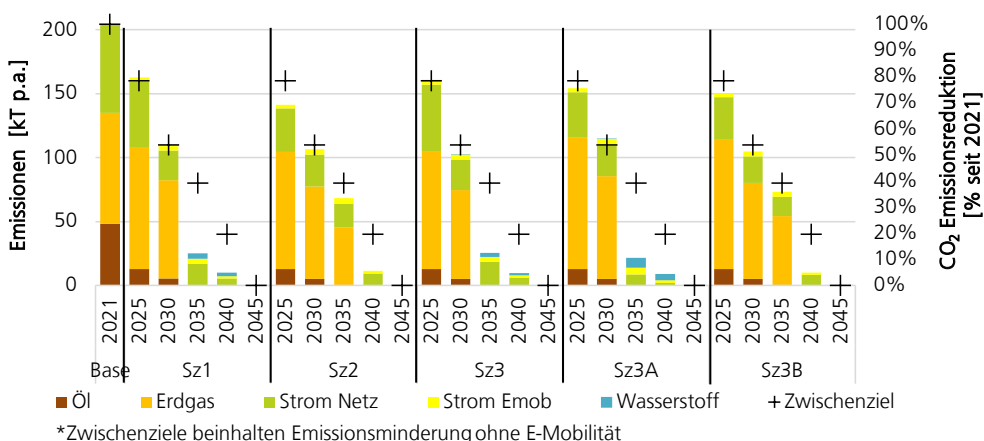


Abb. 68: Verlauf der CO₂-Emissionen für die betrachteten Energieverbräuche in Fellbach

Abschließend zeigt Abb. 69 bzw. Tab. 66 die kumulierten Systemkosten für das betrachtete Energiesystem in Fellbach für die Jahre 2021 bis 2045. Die Kostenspanne liegt für alle Szenarien zwischen 2,2 und 2,4 Mrd. Euro. Die Hauptkostenbestandteile sind die energetische Sanierung, sowie die Brennstoff- und Strombezugskosten. Die System-

kosten reagieren sensitiv auf Änderungen der Energieträgerpreise, was im nachfolgenden Kapitel noch näher untersucht wird. Die gezeigte Kostenaufstellung enthält allerdings nicht die Kosten für einen potenziellen Netzaus- bzw. -umbau außerhalb der bestehenden Netzentgelte, da keine Netzsimulation erfolgt ist. Wie die Netzsimulationen in Westerstede und Mainz jedoch gezeigt haben, haben auch in den Szenarien mit hohen zusätzlichen Kosten für Netzausbau bzw. -umbau diese insgesamt nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtsystemkosten.

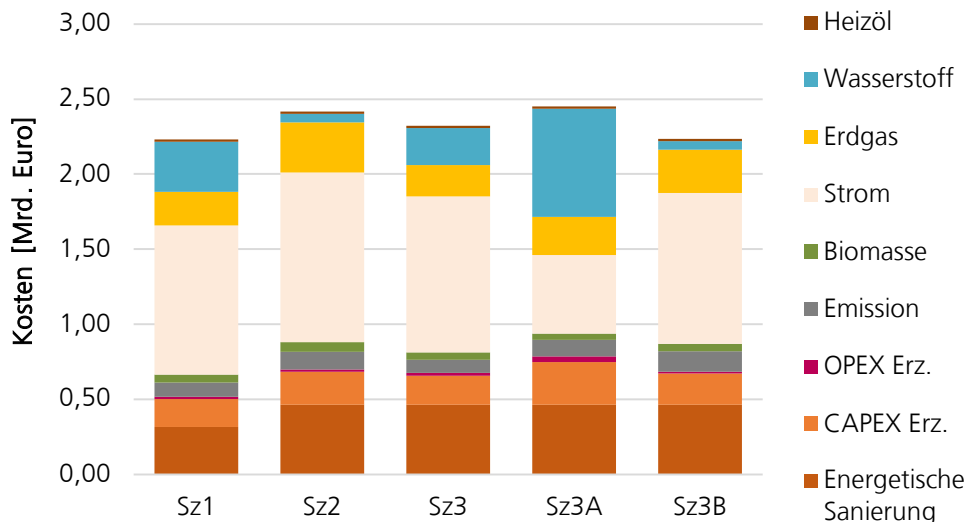


Abb. 69: Kumulierte Systemkosten für Fellbach über allen Szenarien

4.3.2 Sensitivität

Für die Sensitivitätsbetrachtung des Fellbacher Versorgungsgebietes wurde immer ein Parameter im Rahmen von Szenario 2 und 3 verändert und die Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert.

Die erste Sensitivität befasst sich mit einem variierenden Erdgaspreis. Der Erdgaspreis wurde dafür sowohl in Szenario 2 als auch in Szenario 3 um 4, 8 und 12 Cent erhöht (jeweils bezogen auf den Referenzfall). Abb. 70 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsberechnung. Die Bezeichnung »Ref« bezieht sich dabei immer auf die Ergebnisse des ursprünglichen Szenarios. Die Linien zeigen den Anteil jedes Energieträgers an der Gesamtwärmebereitstellung. Die schwarze Linie stellt die anteilige Kostenzunahme des Gesamtsystems verglichen zum Referenzfall dar. Aus Abb. 70 wird deutlich, dass bei Szenario 2 durch einen Anstieg des Erdgaspreises ein stärkerer Wechsel von Erdgas-basierten Technologien hin zu strombasierten Technologien stattfindet. Der Anteil von Wasserstoff an der Gesamtwärmebereitstellung ändert sich hingegen wenig. Die Kosten des Gesamtsystems steigen mit zunehmenden Erdgaspreis stark an, was vor allem daran liegt, dass Erdgas nur bis zu einem gewissen Grad durch strombasierte Technologien substituiert wird. In Szenario 3 wird Erdgas, aufgrund der angenommenen Preis-pfade, stärker durch Wasserstoff ersetzt, die Gesamtkostenzunahmen sind aber vergleichbar mit denen für Szenario 2.

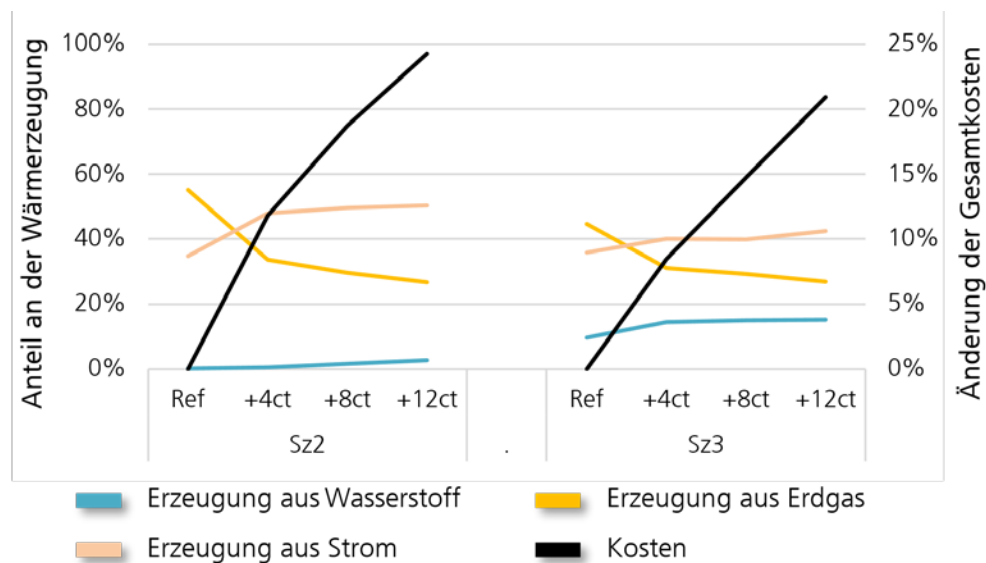


Abb. 70: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Erdgaspreise in Fellbach

Abb. 71 zeigt die Sensitivitätsanalyse des Strombezugspreises. Die Analyse umfasst die Szenarien 2 und 3, wo der Strompreis jeweils um 2, 4 und 6 Cent verringert und erhöht wurde. Für Szenario 2 nimmt der Anteil der Stromerzeugung beinahe linear mit dem steigenden Strompreis ab. Allerdings erhöht sich der Anteil des Wasserstoffs erst ab rund 2 Cent Strompreiszunahme stärker. Insgesamt bleibt aber auch bei einer Strompreiszunahme von 6 Cent Strom mit rund 60 % der dominante Energieträger zur Wärmebereitstellung.

Der Effekt eines steigenden bzw. fallenden Strompreises ist für den Szenariorahmen 3 deutlich unterschiedlich. Wird der Strompreis um 2 Cent erhöht, ist der Anteil von Strom und Wasserstoff bei der Wärmebereitstellung ungefähr gleich hoch. Bei einer Erhöhung des Strompreises um 6 Cent löst Wasserstoff Strom als Hauptenergieträger zur Wärmebereitstellung ab. Allerdings ist Strom auch für diesen Szenariorahmen ein sehr relevanter Energieträger, der mindestens 40 % der benötigten Wärme bereitstellt. Die Gesamtsystemkosten verhalten sich relativ linear zu den Strompreisänderungen und führen bei einer Strompreisreduktion um 4 Cent zu einer Reduktion der Gesamtsystemkosten um ungefähr 10 %.

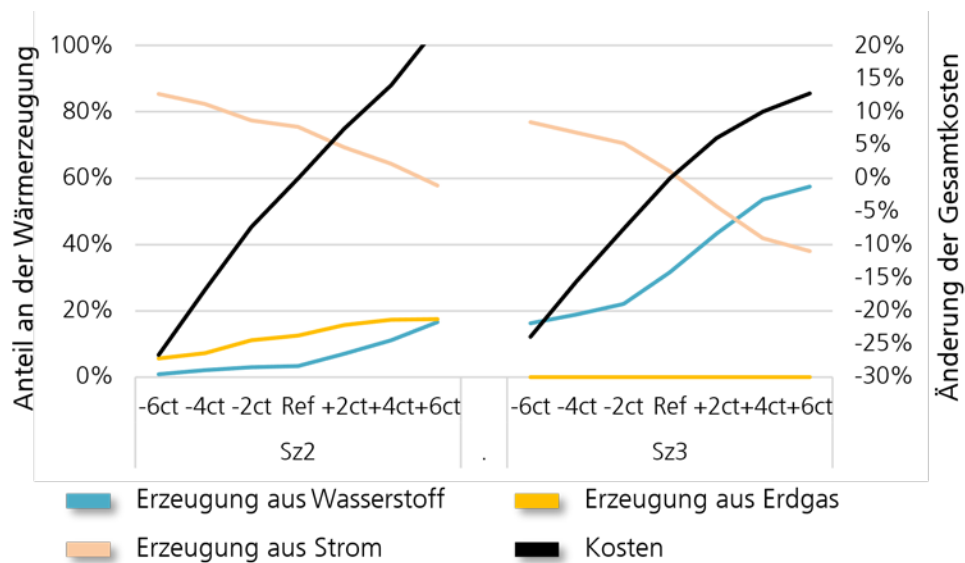


Abb. 71: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Strompreise in Fellbach

Die dritte Sensitivitätsbetrachtung befasst sich mit dem Wasserstoffpreis. Der Wasserstoffpreis wurden dazu um 2 bzw. 4 Cent reduziert und um 2, 4, 6, 8 und 10 Cent erhöht (jeweils bezogen auf das Referenzszenario). Abb. 72 zeigt wieder den Anteil der verschiedenen Energieträger an der Gesamtwärmebereitstellung.

Für Szenario 2 zeigt sich für einen reduzierten Wasserstoffpreis eine starke Zunahme des Wasserstoffanteils. Allerdings findet überwiegend die Wärmeversorgung auf Basis des Energieträgers Strom statt. Ein zunehmender Wasserstoffpreis hat im Rahmen von Szenario 2 nur einen kleinen Einfluss, da der Wasserstoffanteil schon sehr gering ist. Durch den geringen Wasserstoffanteil ändern sich die Gesamtsystemkosten bei einer Reduktion bzw. Erhöhung des Wasserstoffpreises wenig.

Im Rahmen von Szenario 3 sind die Ergebnisse deutlich sensibler bezüglich Wasserstoffpreisänderungen. Die Reduktion des Wasserstoffpreises führt zu einem starken Anstieg des Wasserstoffanteils auf ungefähr 75 % bei gleichzeitig starker Abnahme des Stromanteils. Ein Anstieg des Wasserstoffpreises führt zu einer schnellen Zunahme des Stromanteils auf bis zu 90 %. Entsprechend nimmt der Einfluss eines steigenden Wasserstoffpreises auf die Gesamtsystemkosten ab, da der Anteil des Wasserstoffes an der Wärmebereitstellung immer weiter sinkt. Hieran zeigt sich, dass das Szenario 3 in seiner Parametrierung äußerst sensitiv auf Änderungen der Preisannahmen reagiert, während Szenario 2 robuster erscheint.

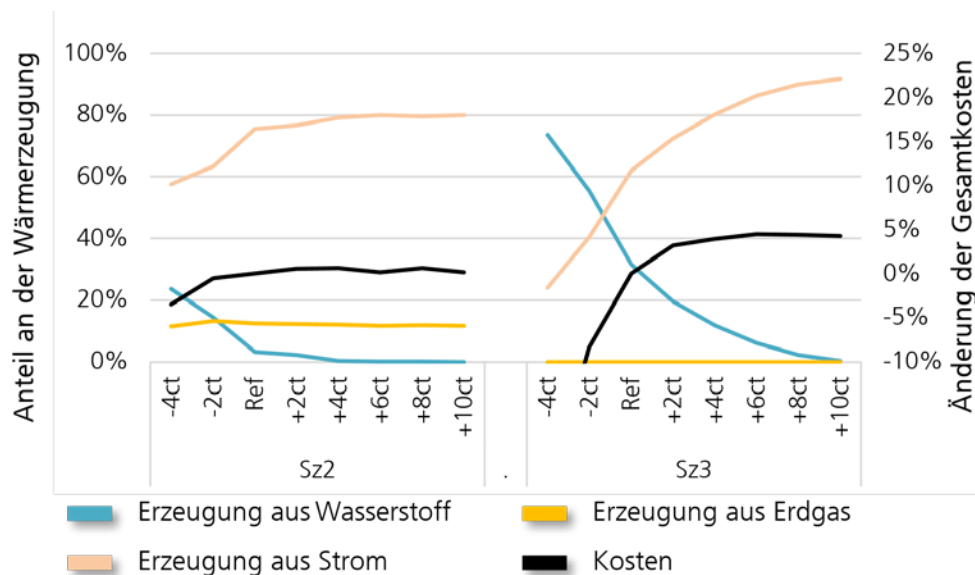


Abb. 72: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Wasserstoffpreis in Fellbach

4.4 Burg

4.4.1 Systembetrachtung

Burg ist die Kreisstadt des Jerichower Landes in Sachsen-Anhalt, liegt ungefähr 25 km nordöstlich von Magdeburg und ist ländlich sowie industriell geprägt. Die Systembetrachtung fokussiert sich zunächst ebenfalls wieder auf den Wärmesektor und im Anschluss auf den Stromsektor, den Energiebezug, die Emissionen und die Gesamtsystemkosten.

Der Wärmebedarf von Burg wird durch die Industrienachfrage einer energieintensiven Produktion dominiert. Entsprechend ist der Anteil der Prozesswärme deutlich größer als der Anteil der Raumwärme (siehe Abb. 73 bzw. Tab. 66). Aufgrund der dominanten Rolle der Prozesswärme ist für dieses Gebiet die Versorgung der energieintensiven Industrie separat ausgewiesen. Für das Basisjahr 2021 setzt sich die Wärmeversorgung vor allem aus Wärmebereitstellung aus Erdgaskesseln und KWK-Anlagen zusammen (vgl. »Base« in Abb. 73).

Die Dekarbonisierung des betrachteten Energiesystems wird durch eine Substitution der Erdgaskessel und KWK-Anlagen bis spätestens 2035 realisiert. Da in diesem Energiesystem der Hauptteil des Wärmebedarfs durch die Nachfrage eines Industriestandortes erzeugt wird, bestimmt die dort genutzte Technologie maßgeblich den Transformationspfad des Versorgungsgebietes Burg. Abb. 73 zeigt deutlich, dass in den Szenarien 1, 3 und 3A hauptsächlich Wasserstoffkessel zur Wärmebereitstellung genutzt werden, während in den Szenarien 2 und 3B Direktstrom-Kessel (PtH) den Hauptteil der Wärme bereitstellen.

Interessant ist, dass die Wahl der Versorgungstechnologie der Industrie immer mit einer analogen Technologieauswahl in den Wohngebäuden einher geht. So finden sich in Szenario 2 und 3B keine dezentralen Wasserstoffkessel oder -KWK Anlagen. Wärmenetze spielen aufgrund des ländlichen Charakters der Region eine kleine Rolle, ergänzen im Vergleich zu 2021 jedoch die dezentrale Versorgungsstruktur.

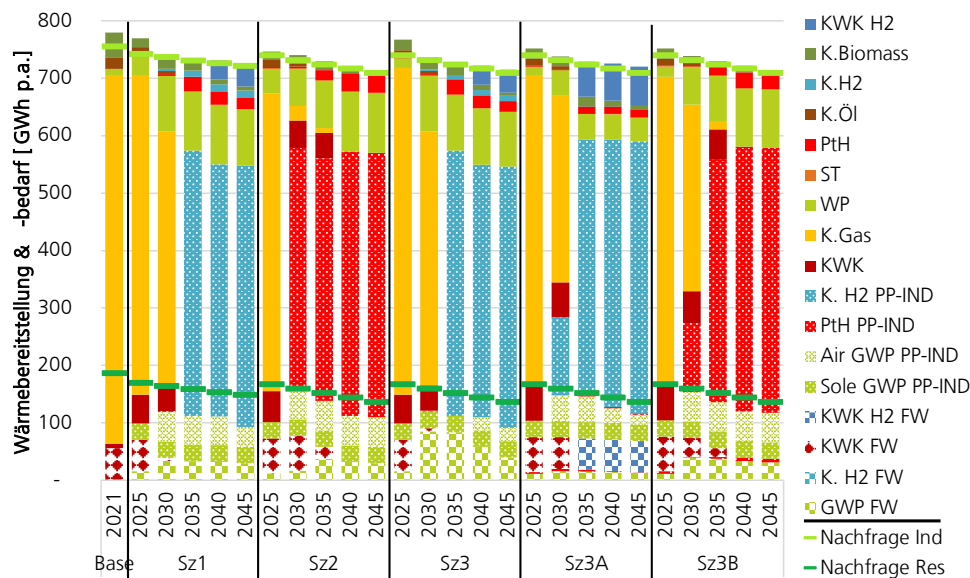


Abb. 73: Wärmebereitstellung nach Technologien in Burg. Schraffierte Balken sind Bereitstellung in der Fernwärme

Abb. 74 bzw. Tab. 64 verdeutlicht die große Wärmenachfrage der Industrie noch einmal. Die Nachfrage beläuft sich auf knapp 600 GWh pro Jahr und ist damit mehr als 10-mal so groß wie die Wärmenachfrage mit niedriger Vorlauftemperatur und knapp 4-mal so groß wie die Wärmenachfrage mit hoher Vorlauftemperatur. Abb. 74 zeigt außerdem, dass bei der Wärmebereitstellung für die Nachfragen mit niedrigen und hohen Vorlauftemperaturen in fast allen Szenarien die Wärmepumpe als Versorgungstechnologie genutzt wird. Nur in Szenario 3B haben die Wasserstofftechnologien und die Fernwärme größere Anteile an der Wärmebereitstellung. Die stärkere Nutzung von Wasserstoff liegt vor allem an den günstigen Wasserstoffpreisen in Kombination mit den hohen Strompreisen, die für Szenario 3B angenommen wurden.

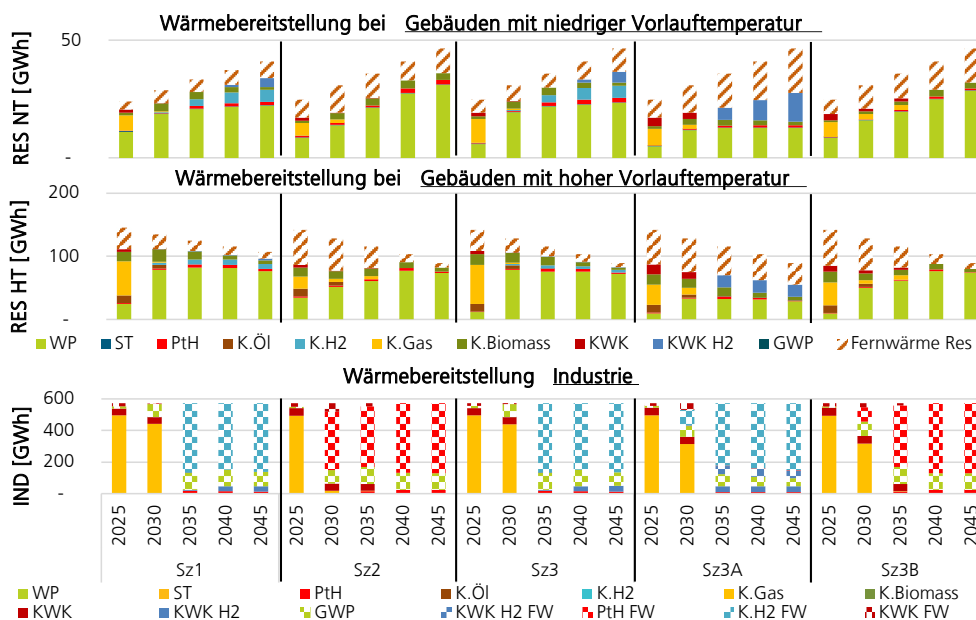


Abb. 74: Wärmebereitstellung in den einzelnen Temperaturniveaus nach Technologien in Burg

Abb. 75 bzw. Tab. 65 zeigt die installierten Leistungen für alle analysierten Szenarien. Die Abbildung verdeutlicht, dass für Burg der Anteil der Direktstrom-Kessel (PtH) deutlich höher ist als in den anderen Gebieten. Dies liegt vor allem an der hohen Prozesswärmenachfrage, die aufgrund des hohen Temperaturniveaus nur über Power-to-heat Anlagen oder Wasserstoffkessel bzw. -KWK-Anlagen klimaneutral gedeckt werden kann. Da die Prozesswärme der Industrie nicht detailliert modelliert wird und es in der Regel auch in energieintensiven Branchen unterschiedliche Prozesse mit unterschiedlich hohen Temperaturniveaus gibt, sollte eine detailliertere Modellierung eine Lösung mit größerer Technologievarianz innerhalb der Unternehmen ergeben. Im Gegensatz zu den anderen Versorgungsgebieten wird der Direktstrom-Kessel (PtH) für Burg nicht nur als Spitzenlasttechnologie, sondern auch für die grundsätzliche Lösung zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Entsprechend ist der Nutzungsgrad von PtH hier deutlich höher.

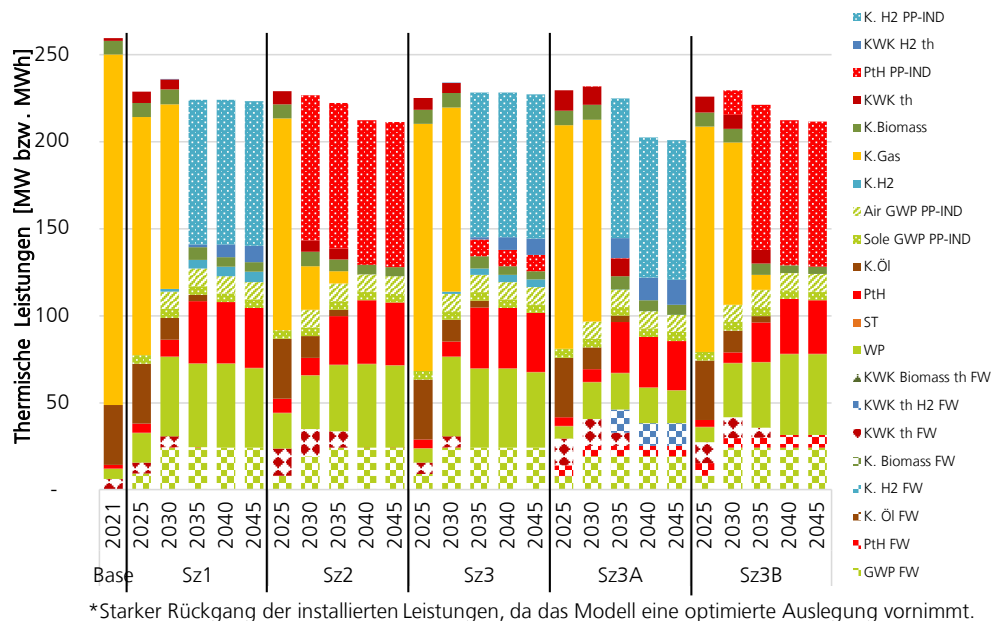


Abb. 75: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg

Abb. 76 zeigt den Zubau der dezentralen Wärmepumpenleistung in Burg. Der graue Balken verdeutlicht wieder das Zubaulimit, welches aufgrund angenommener Handwerkerengpässe nur einen begrenzten jährlichen Zubau von Wärmepumpenleistung erlaubt. Es wird deutlich, dass in Burg zu keinem Zeitpunkt das Zubaulimit erreicht wird. Außerdem zeigt Abb. 76, dass in allen Szenarien ein starker Ausbau der Wärmepumpenleistungen bis 2030 erfolgt. Dies unterstreicht, dass unabhängig von möglichen zukünftigen Wasserstoffpreisen ein konzentrierter Ausbau der Wärmepumpen unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten sinnvoll ist. Nur in Szenario 3A (günstige Wasserstoffpreise und hohe Stromkosten) stagniert die installierte Leistung auf, verglichen mit den anderen Szenarien, niedrigem Niveau. Allerdings ist auch in diesem Szenario die installierte Leistung rund 3-mal höher als im Status-quo für das Jahr 2021. In allen Szenarien wird der Zubau der Wärmepumpen von Luft-Wärmepumpen dominiert, was auch hier an der Kombination aus größeren vorhandenen Potenzialen bei niedrigeren Investitionskosten im Vergleich zu Sole-Wärmepumpen, liegt.

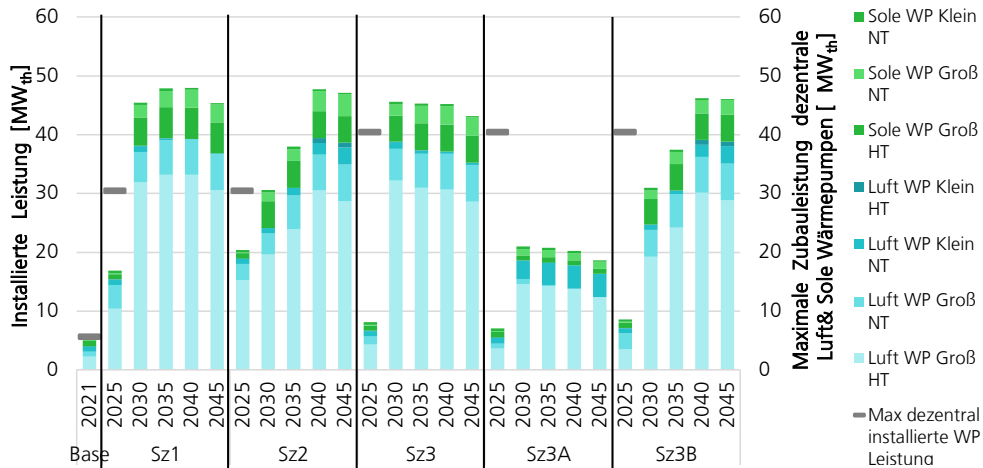


Abb. 76: Entwicklung der kumulierten installierten Leistung der dezentralen Wärmepumpen in Burg im Zeitverlauf

Die Stromnachfrage und -bereitstellung für Burg ist in Abb. 77 dargestellt. Grundsätzlich dominiert auch beim Strombedarf die Industrie die Nachfrage. In den Szenarien 2 und 3B nimmt, durch die starke Nutzung von Direktstrom-Kesseln (PtH), der Strombedarf deutlich zu und steigt ungefähr um das 3,5-fache. Der zusätzliche Strombedarf wird überwiegend durch Stromimporte gedeckt. Nur in Szenario 3A werden nennenswerte Anteile des Strombedarfs durch lokale Strombereitstellung gedeckt. Der Strombezug umfasst aufgrund des Bilanzraums dieser Studie allerdings auch Strom aus lokalen, erneuerbaren Großkraftwerken wie bspw. Windparks oder großen Freiflächen-PV-Anlagen.

Da in Burg keine Netzsimulation erfolgt, ist hier zu beachten, dass der hohe Nachfrageanstieg an einem Anschlusspunkt entsprechende Netzverstärkungsmaßnahmen zu einem frühen Zeitpunkt der Transformation erfordern würden. Weiterhin ist zu beachten, dass aufgrund des Schwerpunkts der Studie keine Differenzierung des Strombezugspreises nach Energie- und Leistungspreis erfolgt ist. Eine Berücksichtigung von Leistungspreisen würde die Technologieauswahl energieintensiver Unternehmen deutlich zu Gunsten weniger stromintensiver Technologien verschieben, da die Kosten für Leistungsspitzen bereits heute einen erheblichen Anteil der Energiebezugskosten ausmachen.

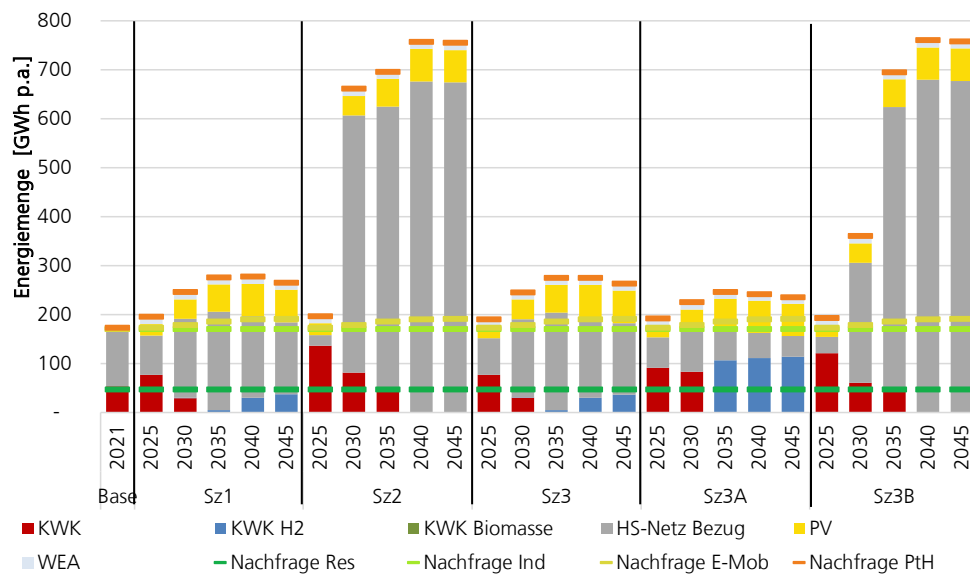


Abb. 77: Strombereitstellung und -bedarf in Burg

Für Burg wurde angenommen, dass an einem großen Industriestandort aufgrund der verfügbaren Flächen das Potenzial zur Installation von Windenergieanlagen (WEA) vorhanden ist. Das Potenzial des Industriestandortes ist auf 7 MW begrenzt, weshalb die bereitgestellte Strommenge nur einen kleinen Anteil an der insgesamt bereitgestellten Energiemenge ausmacht. Abb. 78 zeigt die installierten Leistungen zur Strombereitstellung, die unter anderem die Installation der 7 MW Windenergie zeigt. Deutlich stärker werden, PV-Aufdach-Anlagen ausgebaut. Wie in den anderen Versorgungsgebieten ist auch hier der Ausbau von PV-Aufdach-Anlagen zwingender Bestandteil des Transformationspfades und erfolgt in allen Szenarien ähnlich, da die Stromgestehungskosten stets unter den Strombezugspreisen liegen. Vor allem in Szenario 3A wird neben PV- und Windanlagen größere Leistungen Wasserstoff-KWK-Anlagen zugebaut, die zur lokalen Stromerzeugung beitragen.

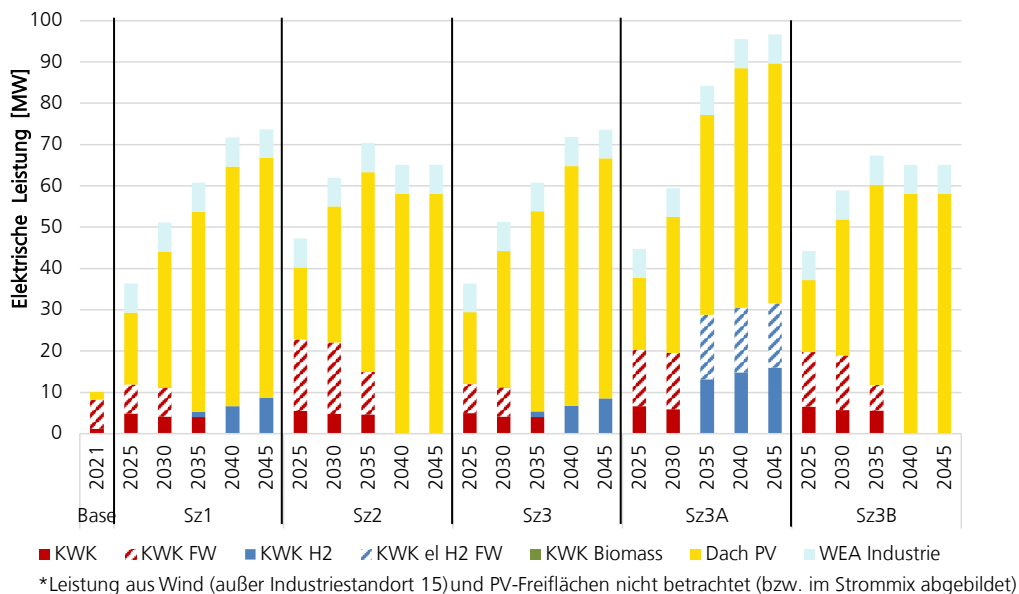


Abb. 78: Installierte Leistungen zur Stromerzeugung in Burg im Zeitverlauf

Abb. 79 zeigt den Bezug von Primär- und Sekundärenergie des betrachteten Energiesystems in Burg. Der Bezug sinkt langfristig in allen Szenarien, wobei der Bezug in den Szenarien 2 und 3B stärker sinkt als in den Szenarien 1, 3 und 3A. Dies liegt vor allem an dem hohen Wasserstoffimport und führt dazu, dass in Szenario 3A beinahe der gesamte Energiebezug aus Wasserstoff besteht. Gleiches gilt für die Szenarien 2 und 3B, wo, durch die Elektrifizierung der Industrie, die Stromimporte stark steigen und im Jahr 2045 beinahe den gesamten Energieimport ausmachen. Der Rückgang ist insgesamt weniger stark ausgeprägt als in Fellbach und Westerstede. Daraus lässt sich ableiten, dass Gebiete mit geringen Industrieanteilen ihren Eigenversorgungsgrad stärker steigern können als Gebiete mit hoher Prozesswärmenachfrage, und dies für alle Transformationspfade gilt.

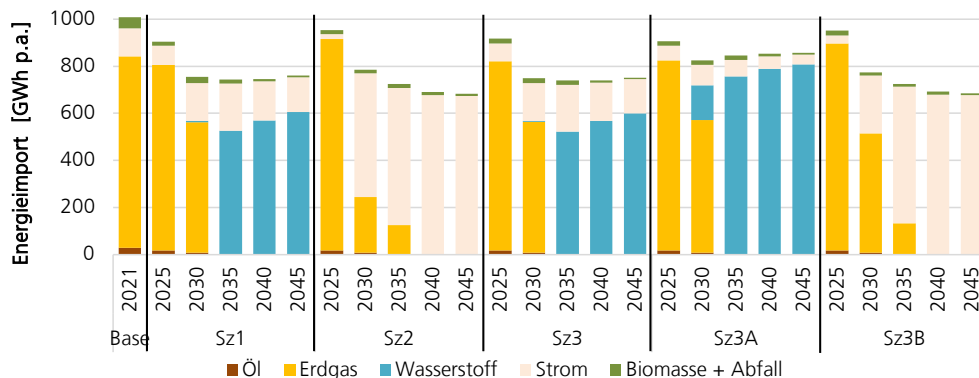


Abb. 79: Energieimporte in das Versorgungsgebiet Burg

Die Transformation des betrachteten Energiesystems reduziert die CO₂-Emissionen entlang des definierten Reduktionspfades, wie Abb. 80 verdeutlicht. Dabei sollte beachtet werden, dass die Emissionen in den Szenarien 1, 2 und 3A nur so stark sinken, da ein Brennstoffwechsel von Gas auf 100 %-grünen Wasserstoff erfolgen kann. Ohne die Verfügbarkeit dieser grünen Wasserstoffmengen wäre eine derartige Emissionsreduktion bei gegebenem Szenario-spezifischen Energiesystem nicht möglich bzw. nur unter signifikant höheren Gesamtsystemkosten möglich. Wie bereits bei der Systembetrachtung für Fellbach erläutert, sind erhebliche Mengen erneuerbare Energie nötig, um den nachgefragten Wasserstoff zu erzeugen. Die graduelle Abnahme der Emissionen in den Szenarien 2 und 3B beruht auf der graduellen Reduktion der Emissionen des vom Netz bezogenen Stromes, was von einem kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien herrührt. Zur Erreichung der Zwischenziele in 2025 ist in Burg die Dekarbonisierung der Wohngebäude maßgeblich, der Wechsel der Versorgungstechnologie in der Prozesswärme erfolgt entweder in 2030 (Sz2 und Sz3B) oder 2035 (Sz1, Sz3 und Sz3A).

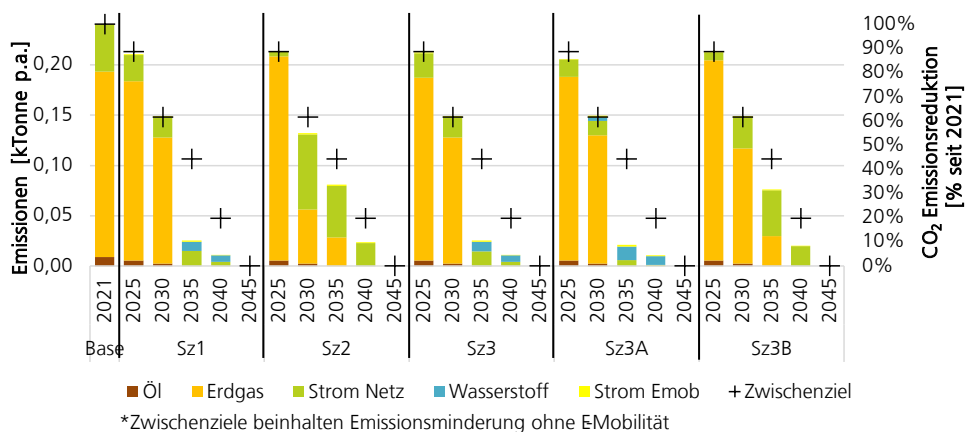


Abb. 80: Verlauf der CO₂-Emissionen für die betrachteten Energieverbräuche in Burg

Abb. 81 bzw. Tab. 66 zeigt die kumulierten Systemkosten für alle Szenarien in Burg über die Jahre 2021 bis 2045. Die Kostenspanne liegt für die Szenarien zwischen 2,34 und 2,62 Mrd. Euro. Die Sanierungskosten haben hier einen geringeren Anteil, da vor allem die hohe Prozesswärmenachfrage zu einer hohen Brennstoff- bzw. Stromnachfrage mit den damit verbundenen Kosten führt und diese das System dominieren. Entsprechend sind die Gesamtsystemkosten vor allem abhängig von den Energieträgerpreisen und reagieren sensitiv auf Preisänderungen (vgl. nächsten Abschnitt). Wie für Fellbach enthält die Kostenaufstellung nicht die Kosten für einen potenziellen Netzaus- bzw. -umbau außerhalb der bestehenden Netzentgelte, da keine Netzsimulation für Burg erfolgt ist, wie in Kapitel 2.2 eingangs beschrieben. Für Szenario 2 und 3B ist anzunehmen, dass Netzausbau oder -umbau für die Realisierung einer vollständigen Elektrifizierung eines energie-intensiven Unternehmens notwendig wäre.

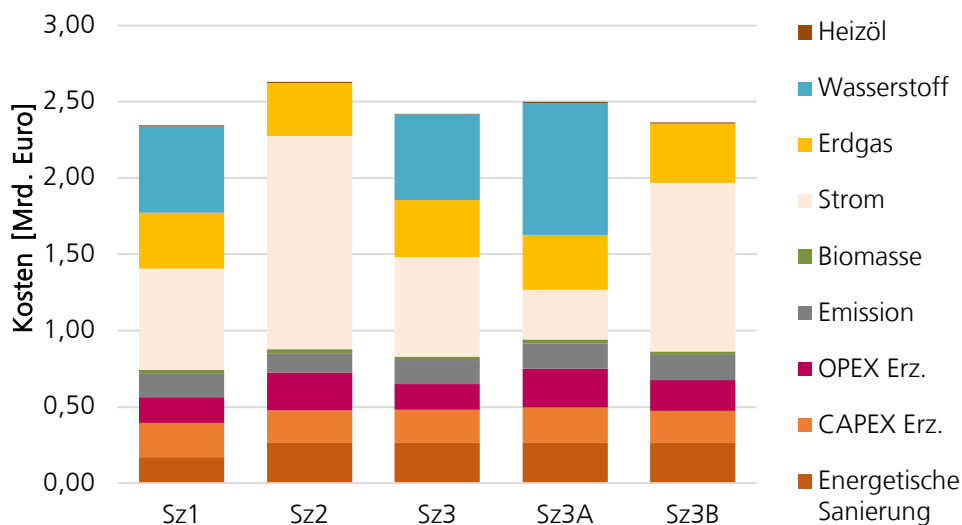


Abb. 81: Kumulierte Systemkosten für Burg über allen Szenarien

4.4.2 Sensitivität

Für das Versorgungsgebiet Burg wurden drei Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt und dazu die Rahmenannahmen von Szenario 2 und 3 verwendet. Für jede Sensitivitätsbetrachtung wurde ein einzelner Parameter verändert und die Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht. Die erste Sensitivität befasst sich mit einem variierenden Erdgaspreis. Wie für die anderen Versorgungsgebiete wurde der Erdgaspreis dafür um 4, 8 und 12 Cent erhöht. Abb. 82 zeigt die Ergebnisse dieser Sensitivitätsbetrachtung. »Ref« bezieht sich dabei immer auf die Ergebnisse des ursprünglichen Szenarios. Die Linien zeigen den Anteil der Energieträger Gas, Strom und Wasserstoff an der Gesamtwärmebereitstellung. Die schwarze Kostenlinie stellt den prozentualen Kostenunterschied des Gesamtsystems zum Referenzfall dar.

Die Gaspreissensitivität zeigt, dass eine Erhöhung des Gaspreises um 4 Cent, im Rahmen von Szenario 2, zu einer starken Reduktion des Anteils von Erdgas an der Wärmebereitstellung führt. Das Erdgas wird in dem Fall durch eine Erhöhung des Stromanteils substituiert während sich der Wasserstoffanteil kaum verändert. Im Rahmen von Szenario 3 führt eine Erhöhung des Erdgaspreises um 4 Cent zunächst zu einer Substitution von Erdgas durch Wasserstoff und Strom im ungefähr gleichen Maße. Wird der Erdgaspreis weiter erhöht, nimmt vor allem der Anteil des Stroms an der Wärmeerzeugung weiter zu, während der Wasserstoffanteil konstant bleibt. Daraus lässt sich schließen, dass Erdgas bei höheren Erdgaspreisen sowohl in Szenario 2 als auch Szenario 3 vor allem durch Strom substituiert wird. Die Kosten des Energiesystems steigen in beiden Fällen stark an, allerdings flacht sich der Anstieg der Systemkosten in Szenario 2 ab, da

Erdgas zunehmend aus dem System gedrängt wird und daher einen abnehmenden Einfluss auf die Gesamtkosten hat. Anders verhält es sich in Szenario 3, wo ein Wechsel auf Wasserstoff Annahmen bedingt, zwar möglich ist, aber in 2030 mit relativ hohen Bezugskosten hinterlegt ist.

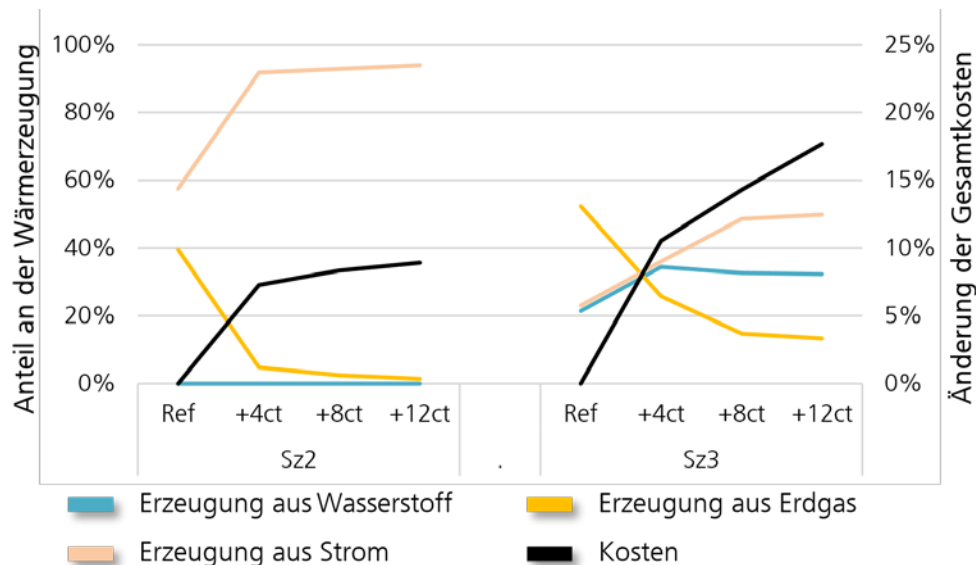


Abb. 82: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Erdgaspreise in Burg

Abb. 83 zeigt die Sensitivitätsanalyse für einen variierenden Strompreis. Für diese Sensitivitätsanalyse wurde der Strompreis im Rahmen von Szenario 2 und 3 jeweils um 2, 4 und 6 Cent verringert und erhöht. Für das Versorgungsgebiet Burg zeigt sich eine starke Sensitivität in Bezug auf den Strompreis. Für Szenario 2 ergibt sich für eine Erhöhung des Strompreises um 2 Cent eine sehr starke Verschiebung der Wärmeerzeugung von Strom hin zu Wasserstoff. Der Anteil des Wasserstoffs steigt dabei auf bis zu 60 %, während der Anteil des Stroms auf ungefähr 30 % fällt («Kipppunkt»). Eine weitere Erhöhung des Strompreises hat dann keine starken Auswirkungen mehr auf die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung. Allerdings steigen die Systemkosten durch die Erhöhung der Strompreise weiter an. Eine Verringerung des Strompreises hat, aufgrund des bereits im Referenzfall hohen Stromanteils, keinen starken Einfluss auf die Wärmebereitstellung. Der Anteil des Stroms steigt graduell bis auf beinahe 100 % an. Allerdings führt die Reduktion des Strompreises, aufgrund des hohen Stromanteils an der Wärmebereitstellung, zu stark fallenden Gesamtsystemkosten.

Auch im Rahmen von Szenario 3 lässt sich eine Sensitivität feststellen, die allerdings deutlich weniger stark ausfällt als im Rahmen von Szenario 2. Eine Verringerung des Strompreises führt zu einer linearen Abnahme des Wasserstoffanteils und einer ebenfalls linearen Zunahme des Stromanteils. Da ab einer Verringerung des Strompreises um 4 Cent beinahe die gesamte Wärme durch Strom bereitgestellt wird, hat eine weitere Absenkung des Strompreises keinen nennenswerten Einfluss mehr auf die Zusammensetzung der Wärmebereitstellung. Allerdings sinken die Gesamtsystemkosten kontinuierlich, da der Anteil des Stroms hoch ist und entsprechend die Kosten sinken, wenn der Strompreis reduziert wird. Eine Erhöhung des Strompreises über den im Rahmen von Szenario 3 angenommenen Preis hinaus führt zu einer schrittweisen Substitution von Strom durch Wasserstoff.

Abschließend stellt Abb. 84 die Sensitivität von Szenario 2 und 3 in Bezug auf eine Änderung des Wasserstoffpreises dar. Der Wasserstoffpreis wurde dazu um 2 bzw. 4 Cent reduziert und um 2, 4, 6, 8 und 10 Cent erhöht (jeweils bezogen auf das Referenzszenario).

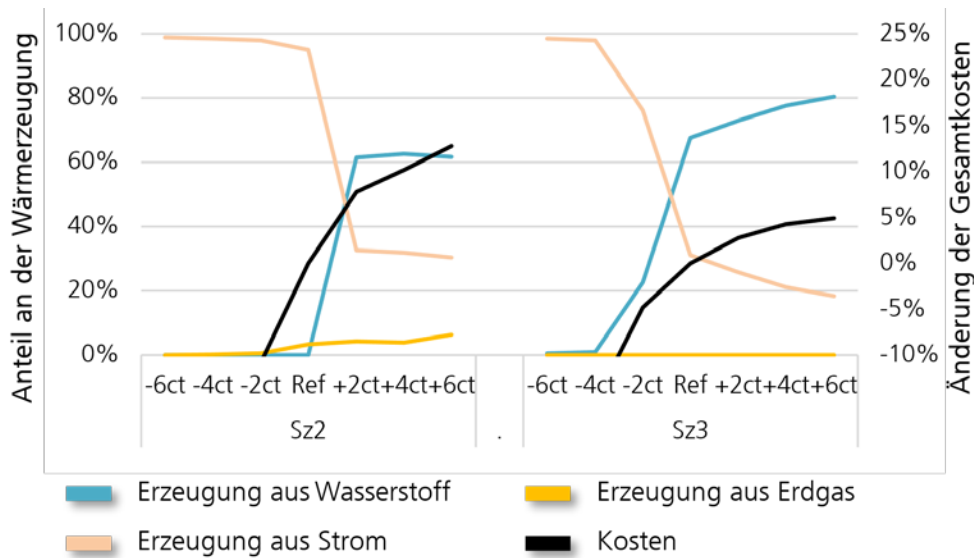


Abb. 83: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Strompreise in Burg

Wie schon bei der Strompreissensitivität, ergibt sich auch bei der Wasserstoffsensitivität eine starke Abhängigkeit für Szenario 2. Eine Reduktion des Wasserstoffpreises um 2 Cent führt zu einer Erhöhung des Anteiles von Wasserstoff an der Wärmebereitstellung von fast 0 % auf ungefähr 60 %, während der Anteil des Stroms von etwa 90 % auf rund 30 % fällt (»Kipppunkt«). Eine Erhöhung des Wasserstoffpreises hat allerdings keinen merklichen Einfluss auf das Gesamtsystem, was vor allem an dem sehr geringen Wasserstoffanteil liegt.

Für Szenario 3 ergibt sich ebenfalls eine starke Sensitivität, allerdings ist hier der Wechsel von Strom bzw. Wasserstoff auf den jeweils anderen Energieträger etwas flacher und findet im Bereich zwischen 2 und 4 Cent statt. Während die Zunahme des Wasserstoffpreises im Rahmen von Szenario 3 einen sehr ähnlichen Effekt auf das Energiesystem hat (Zunahme des Stromanteils auf beinahe 100 %), gibt es einen größeren Unterschied bei einem abnehmenden Wasserstoffpreis. Hier erhöht sich der Anteil von Wasserstoff bereits bei einer Reduktion des Wasserstoffpreises um 4 Cent auf fast 90 %. Im Rahmen von Szenario 2 liegt dieser Wert bei ungefähr 70 %.

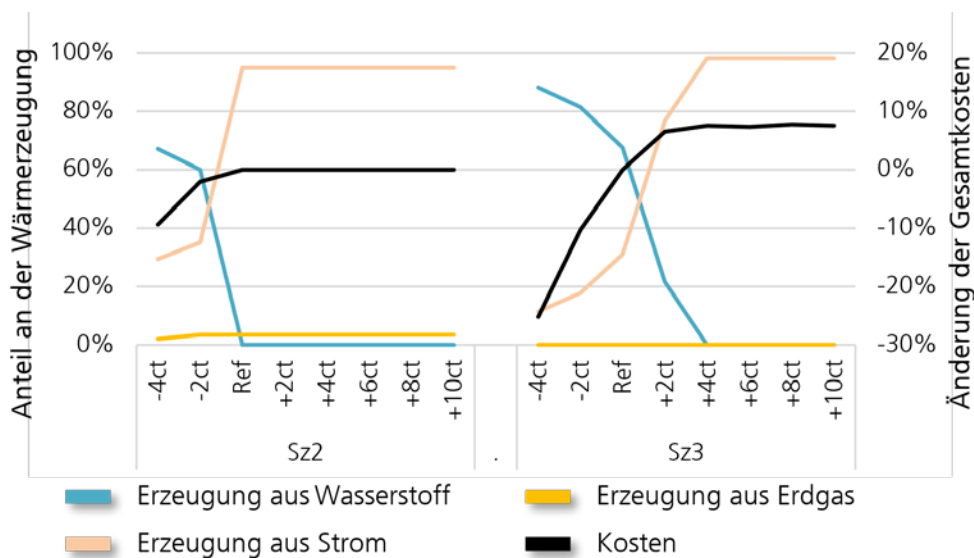


Abb. 84: Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung für Wasserstoffpreis in Burg

5 Vergleichende Analyse der Versorgungsgebiete

5.1 Energieträger

Es werden alle klimaneutralen Energieträger in der Wärmeversorgung benötigt.

Um eine klimaneutrale Energieversorgung bis 2045 zu erreichen, werden alle potenziell klimaneutralen Energieträger wie Strom (Photovoltaik, Windkraft), Fernwärme, Erneuerbare Energien (Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wasserstoff in der Wärmeversorgung benötigt. In den betrachteten Szenarien werden die Anteile der jeweiligen Energieträger wesentlich von der Kostendifferenz zwischen den Energieträgern sowie deren Verfügbarkeit bestimmt. Die Gesamtlösung jedes Versorgungsgebietes variiert abhängig von dem Anteil der Prozesswärmenachfrage, Einwohnerdichte, Gebäudestruktur und lokalen Potenzialen an Umweltwärme und zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE).

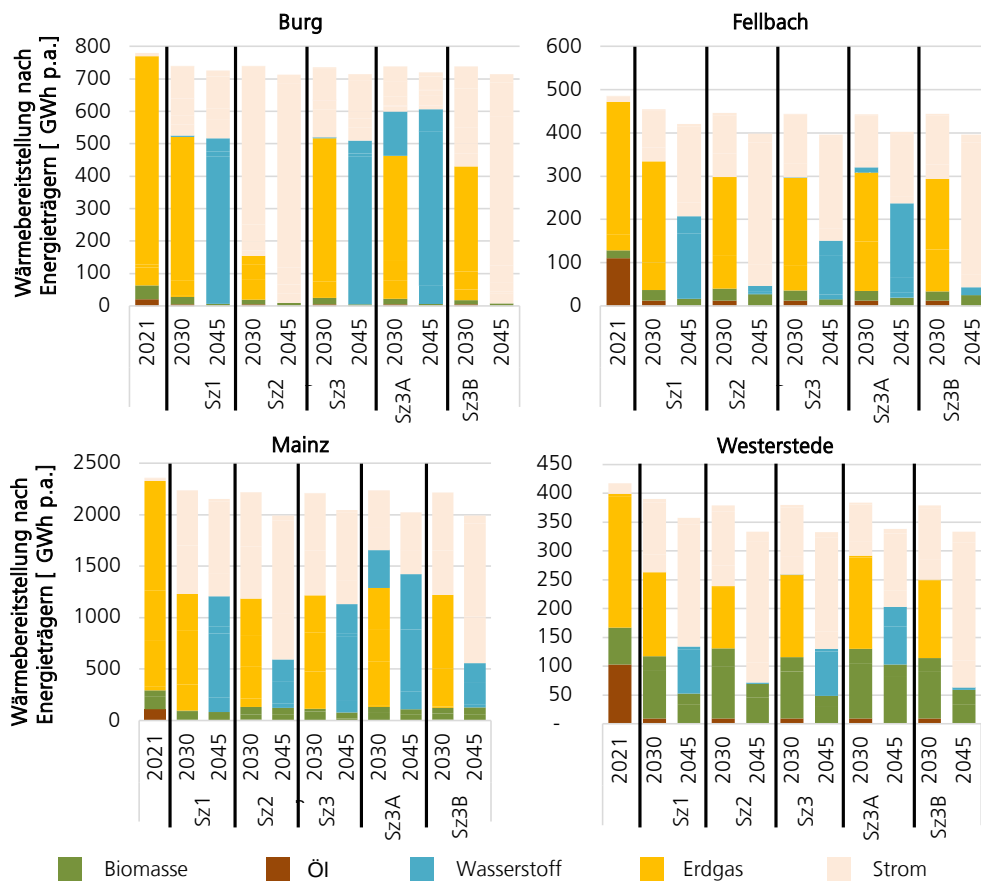


Abb. 85: Wärmebereitstellung nach Energieträgern in allen Versorgungsgebieten

Der Vergleich aller Versorgungsgebiete in Abb. 85 (Tab. 67, Tab. 68, Tab. 69, Tab. 70) zeigt den sich verändernden Einsatz der Energieträger in den Jahren 2021, 2030 und 2045 zur Erreichung der CO₂-Neutralität. Eine höhere Sanierungsrate reduziert den Bedarf an Primärenergieimporten und unterstützt damit die Erreichung der Klimaziele. Die historische Sanierungsrate liegt bei ca. 1 %/a, in den Szenarien liegt sie bei 1,2 - 1,8 %. In allen Szenarien ist trotz des Hochlaufs der E-Mobilität eine Reduktion der Primärimpote zu sehen, da lokaler Strom aus Erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnt. Im Vergleich zwischen Sz1 und Sz3 reduziert sich in Sz3 im Zielsystem der Energiebezug aufgrund der höheren Sanierungsrate. Es ist keine Rückkopplung auf die Energieträgerpreise durch höhere Energienachfrage aus dem nationalen System berücksichtigt.

Der Wasserstoffeinsatz in den Versorgungsgebieten ist stark abhängig von der Importpreishöhe und zeitlichen Verfügbarkeit.

Bei der Annahme niedriger H₂-Endkundenpreise in Höhe von 7 ct/kWh für Industriekunden und 9 ct/kWh für Haushaltskunden nach 2035 wird ein nennenswerter Anteil der Raumwärme durch dezentrale H₂-Kessel versorgt. Diese Annahmen sind jeweils in Szenario 1, 3 und 3A inklusive eines H₂-Backbone Anschlusses ab dem Jahr 2030 hinterlegt. Die Abhängigkeit des Wasserstoffeinsatzes von den Bezugspreisen ist deutlich in den Sensitivitätsrechnungen sichtbar (Vgl. in den vier Wasserstoffpreis-Sensitivitäten in Abb. 84, Abb. 72, Abb. 60 und Abb. 38), bei Änderung des H₂-Preisniveaus um +/- 4 ct/kWh reagieren die Szenarien sehr sensitiv. So wird z.B. in Mainz im Szenario 3A bei gleicher Verfügbarkeit schon früher Wasserstoff bezogen als im Szenario 3. Die Ergebnisse der Wasserstoffnutzung in der Raumwärme reagieren insgesamt sehr sensitiv auf die Preisannahmen, insbesondere auf die Preisdifferenz zwischen Wasserstoff und Strom (Vgl. Abb. 86). Je größer die Preisdifferenz zwischen Strom und Wasserstoffbezugspreisen, desto eher wird Wasserstoff eingesetzt. Ein eindeutiger Kipppunkt in Form eines eindeutigen Preisunterschiedes ist bei einer gekoppelten Betrachtung mehrerer Bezugsgruppen nicht bestimmbar und hängt stark von dem lokalen Gebiet sowie Einsatz in der Fern- und Prozesswärme ab. Daher liefern die Ergebnisse eine Indikation der Kipppunkte in jedem Versorgungsgebiet, jedoch keinen allgemeingültigen eindeutig bezifferbaren Kipppunkt über alle Versorgungsgebiete hinweg. Da die Wasserstoffnutzung in den Versorgungsgebieten vollständig über Importe in das Versorgungsgebiet gedeckt werden, erfolgt in Kapitel 5.5 eine Einordnung des Gesamtbedarfs und der Wasserstoffverfügbarkeit.

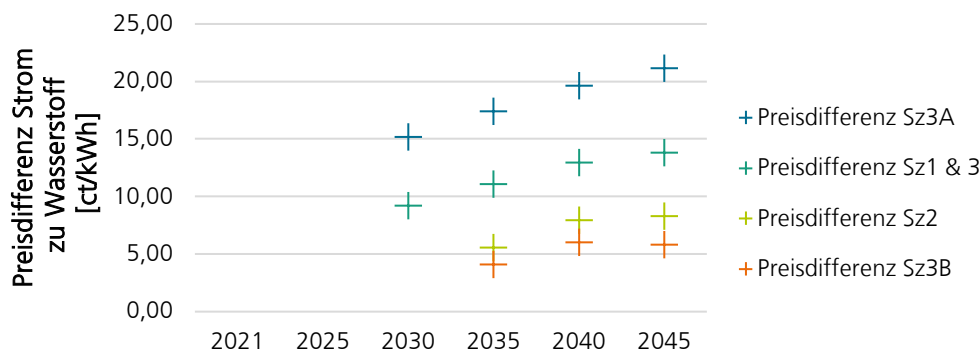


Abb. 86: Preisdifferenz Strom zu Wasserstoff für Endkundengruppe Haushalte in den Szenarien

5.2 Technologien Wärmeversorgung

Der Technologiemark zur Wärmeversorgung variiert stark in jedem Versorgungsgebiet.

Der Technologiemark der Fern- und Nahwärme beinhaltet die Nutzung lokaler Quellen durch die Nutzung von Wärmepumpen, Biomasse, sowie die Nutzung von Wasserstoff in KWK-Anlagen. Alle möglichen lokalen Wärmequellen wie z.B. Luft- und Flusswärme aber auch Tiefe Geothermie oder Freiflächen-Solarthermie können dabei eine Rolle spielen. Einen Überblick zu den spezifischen Lösungen der Versorgungsgebiete gibt Abb. 87. Es wird deutlich, dass der Anteil der wasserstoffbasierten Erzeugung sowohl von den lokalen Wärmequellen als auch vom angenommenen Wasserstoffpreis abhängt. Auch bei höheren Preisen für Wasserstoff (Sz2 und Sz3B) sind Versorgungsanteile in der Fern- und Nahwärme von bis zu 40 % mit Wasserstoff kostenoptimal, wenn andere Versorgungsoptionen in der Fern- und Nahwärme, z.B. durch begrenzte Wärmequellenverfügbarkeit, limitiert sind. Eine weitere wichtige Rolle spielt dabei die Absicherung der Wärmeleistung durch KWK oder Kessel, die mit Wasserstoff oder synthetischen Folgeprodukten angetrieben bzw. befeuert werden. Lokale Erneuerbare Energien Potenziale wie Solarthermie, Erdwärme und Gewässerwärme befördern die Nutzung von Wärmepumpen auch in der Fern- und Nahwärme.

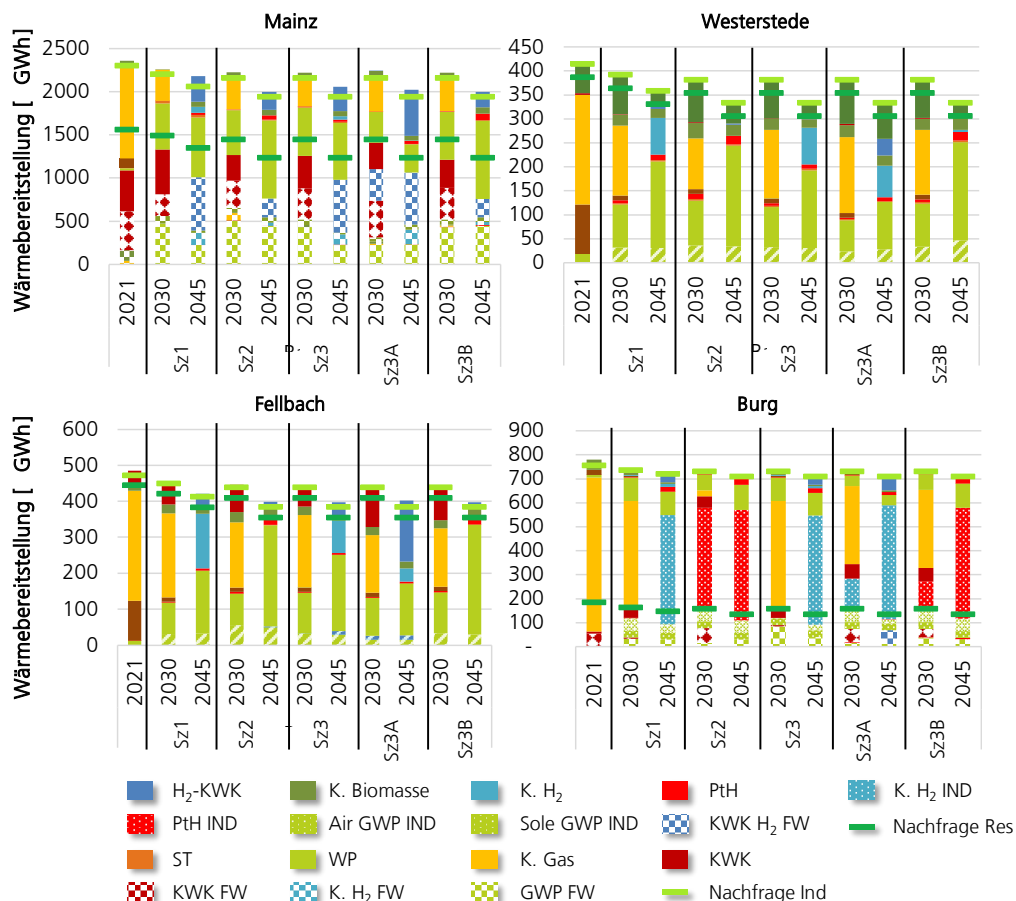


Abb. 87: Übersicht zur Wärmebereitstellung und -bedarf in den 4 Versorgungsgebieten

Die Gesamtlösung jedes Versorgungsgebietes variiert aber nicht nur aufgrund der angenommenen Energieträgerpreise und deren Differenzen zueinander, sondern auch aufgrund des Anteiles der Prozesswärmefrage, der Einwohnerdichte, der Gebäudestruktur und der lokalen Potenziale an Umweltwärme und zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE).

5.2.1 Raumwärme

Für die Raumwärme ist der zentrale Lösungsansatz Wärmepumpen und Fernwärme.

Der Vergleich der vier analysierten Versorgungsgebiete (vgl. Abb. 88 und Abb. 89) zeigt, dass in Gebieten ohne oder mit geringem Prozesswärmebedarf (Westerstede, Fellbach) die Bereitstellung der Raumwärme abhängig vom Szenario überwiegend durch Wärmepumpen und Fernwärme erfolgt. Wasserstoff kann in solchen Gebieten in der Fernwärme und Prozesswärmebereitstellung für die Industrie zum Einsatz kommen. Nur bei einer Kombination aus niedrigen Wasserstoffpreisen und hohen Strompreisen (Sz3B) wird auch in der Raumwärme ein nennenswerter Teil des Wärmebedarfs nach 2030 über Wasserstofftechnologien gedeckt.

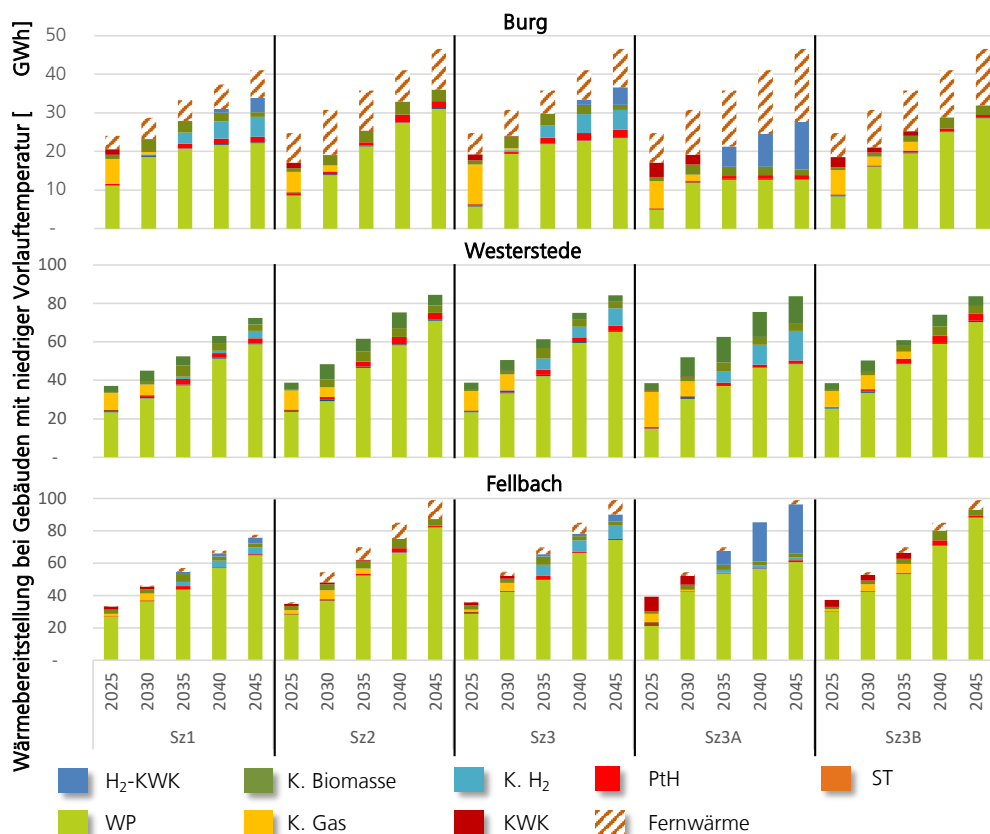


Abb. 88: Wärmerebereitstellung in Gebäuden mit niedriger Vorlauftemperatur nach Technologien für die verschiedenen Versorgungsgebiete

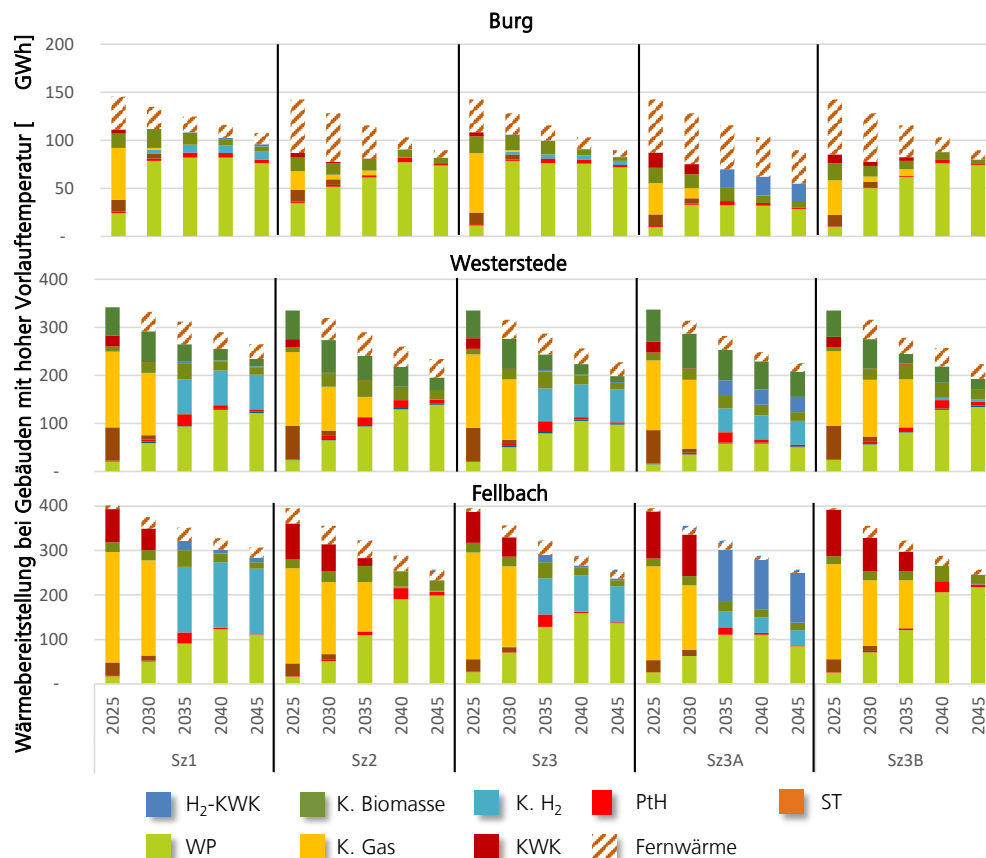


Abb. 89: Wärmebereitstellung in Gebäuden mit hoher Vorlauftemperatur nach Technologien für die verschiedenen Versorgungsgebiete

5.2.2 Prozess- und Fernwärme

Wasserstoff kommt in der Fernwärme und der Prozesswärmebereitstellung für die Industrie zum Einsatz

Wenn der Prozesswärmebedarf der Industrie den Raumwärmebedarf deutlich übersteigt (wie z.B. in Burg in Abb. 90), ist die Strategie der energieintensiven Unternehmen zur Dekarbonisierung entscheidend für den Transformationspfad des Versorgungsgebietes. Die Bedarfsdeckung der Prozesswärme zeichnet sich im Vergleich zur Raumwärme durch höhere Anteile von Biomasse, Biogas und je nach Szenario direkter Elektrifizierung oder Wasserstoff aus. Die optimalen Versorgungstechnologien sind sehr prozessspezifisch und bedürfen zur Umsetzung einer detaillierteren Analyse als in dieser Studie möglich, insbesondere in Bezug auf den Einsatz von Wärmepumpen für Prozesswärme mit Temperaturen < 200 °C. Die höhere Kostensensitivität in der Industrie und somit in den Gebieten mit höherem Prozesswärmeanteil zeigt, dass insbesondere für die Deckung des Prozesswärmebedarfs eine robuste, längerfristig planbare Lösung für die Versorgungsoptionen notwendig ist, um Standortrisiken zu minimieren. Hier ist eine ganzheitliche Planung aller Beteiligten, also Kommunen, Stadtwerken und betroffenen Unternehmen, notwendig um unnötige Mehrkosten zu vermeiden.

Für die Fernwärme ist die lokale Quellenverfügbarkeit und die bestehende Infrastruktur entscheidend für die Wahl des optimalen Energieträgers. Bestehende Fernwärmenetze werden, wie in Mainz in Abb. 90, stärker ausgelastet, was zu einer Absatzsteigerung der Fernwärme führt. Bestehende Infrastruktur wird punktuell auch erweitert, wie in Fellbach und teilweise in Westerstede zu sehen ist. Dies geschieht vor allem, wenn noch

unverbundene, verdichtete Gebiete bestehen und günstige lokale Wärmequellen vorhanden sind.

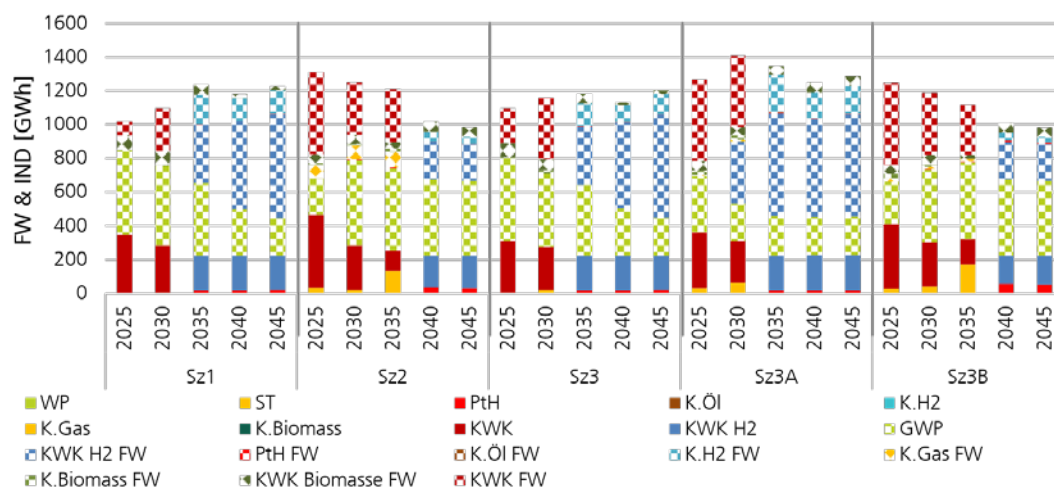


Abb. 90: Zentrale Wärmebereitstellung in der Fernwärme und Industrie Mainz

Bei günstigen Wasserstoffpreisen sind H₂-KWKs immer Baustein des Fernwärme-Technologieeinsatzes, dies gilt häufig auch bei höheren Wasserstoffpreisen (vgl. Mainz und Fellbach Sz2 in Abb. 91). Die Anteile der Gesamtwärmebereitstellung der Jahre 2021-2045 in der Fernwärme unterscheiden sich zwar stark zwischen 50 -60 % in Mainz und 20 – 30 % in Fellbach, aber die klare Aufteilung der Technologien in den Szenarien bleibt ähnlich. Im Szenario 3A werden immer verstärkt H₂-KWKs eingesetzt, sowie anteilig mehr Großwärmepumpen in Szenario 2 und 3B.

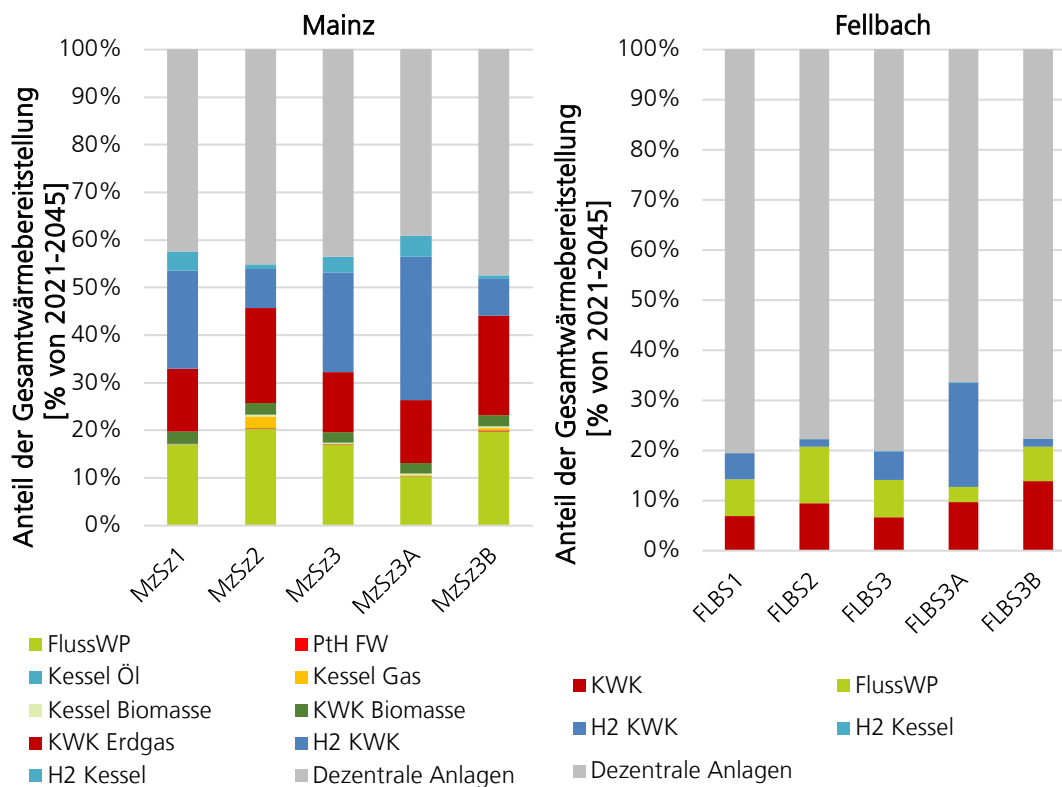


Abb. 91: Vergleich der Anteile der Gesamtwärmebereitstellung je Technologie in der Fernwärme in Mainz und Fellbach

5.2.3 Fazit

Bündel an Technologieoptionen für eine erfolgreiche Wärmewende notwendig – Hauptlösungen: Wärmepumpe, Wärmenetze, erneuerbarer Wärme und Wasserstoff

Der Ausbau von Wärmepumpen ist in allen Versorgungsgebieten die primäre Dekarbonisierungsstrategie in der Raumwärme bis 2030, aber auch langfristig bis 2045. In verdichteten Gebieten zeigen die Ergebnisse, dass weitere Verbraucher an die Fernwärme angeschlossen werden müssen. Grundsätzliche Voraussetzung ist, dass für den Ausbau ausreichender Planungs-, Installations- und Produktionskapazitäten zur Verfügung stehen, um die hohe Anzahl von zu erneuernden Anlagen umzusetzen.

Ein Einsatz von Wasserstoff sichert das Erreichen der langfristigen Klimaziele (nach 2030) in der Industrie und Energieerzeugung (Fernwärme) ab. Sofern die nationalen, aber insbesondere internationalen Marktentwicklungen zu niedrigen Wasserstoffendkundenpreisen führen, erweitern sie den Lösungsraum für die Dekarbonisierung der privaten Haushalte. Die Szenarien zeigen, dass für die ökonomische Attraktivität des Einsatzes von Wasserstoff in der dezentralen Raumwärme die Wasserstoffendkundenpreise in etwa höchstens halb so hoch wie die Stromendkundenpreise sein sollten. Zusätzlich zum Hochlauf des Erzeugungsmarktes ist ein vorausschauender Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich.

5.3 Absatzmengen und Infrastrukturen

5.3.1 Gasnachfrage und -netze

Die energetische Absatzmenge im Gasnetz sinkt mehrheitlich - auch wenn Wasserstoff in der Raumwärme genutzt wird.

Abb. 92 zeigt die verwendeten Gas-, Biogas- und Wasserstoffmengen für die vier Versorgungsgebiete. Die Abbildung verdeutlicht, dass nur in Szenario 3A die bezogenen Gasmengen auf vergleichbarem Niveau wie im Referenzszenario liegen oder sogar noch ansteigen. In allen anderen Szenarien sinken die genutzten Gasmengen teils deutlich ab. Diese Reduktion der genutzten Gasmengen hat Auswirkungen auf den Betrieb der Gasnetze und letztlich auch auf die Netzentgelte. Es ist leicht vorstellbar, dass ein deutlicher Abfall der bezogenen Gasmengen zu einer Erhöhung der Netzentgelte führt, die auf die Endkunden umgelegt werden müssten. Eine entsprechende Rückkopplung ist in dieser Studie allerdings nicht berücksichtigt. Einen Hinweis auf die Auswirkungen kann die Sensitivitätsanalyse bezüglich steigender Wasserstoffpreise geben. Hier wird deutlich, dass eine Erhöhung der Wasserstoffpreise zu einem starken Abfall des Wasserstoffanteils an der Wärmebereitstellung führen kann.

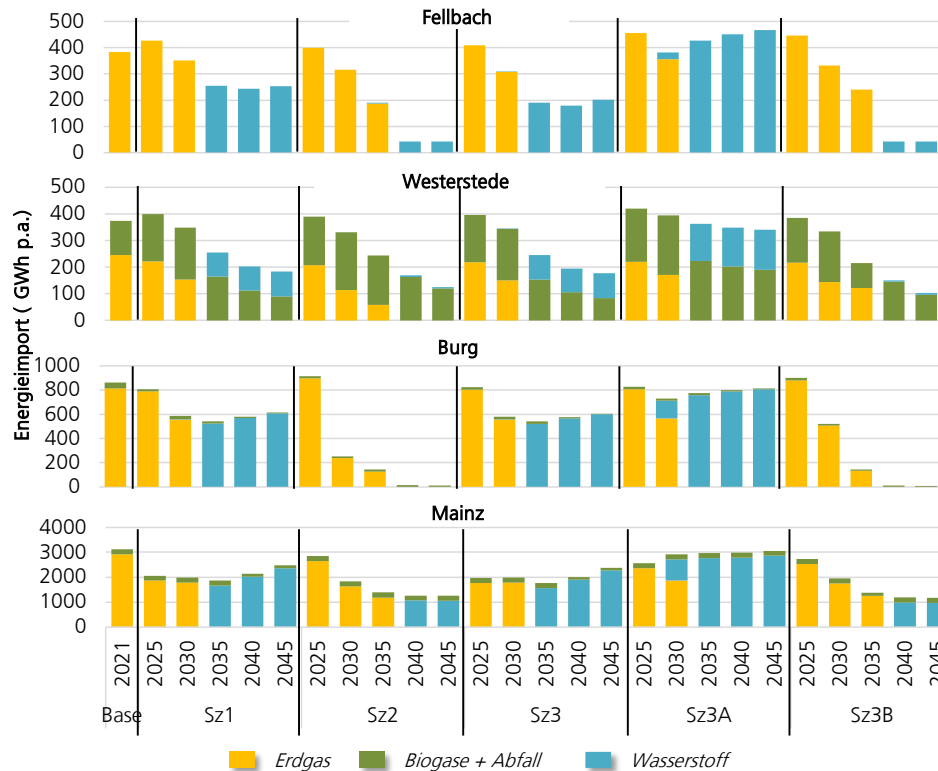


Abb. 92 Übersicht zu den verwendeten Gasmengen in den vier Versorgungsgebieten
Hydraulisch ist eine Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff in der Regel
technisch möglich.

Die Druckgrenzen werden in den untersuchten Netzen in keinem Szenario und Jahr verletzt. Dabei sind rein hydraulisch durch die Umstellung auf Wasserstoff auch keine allgemeinen Probleme bei den Druckbändern zu erwarten. Je nach Verfügbarkeit des H₂-Backbones wird das Gasnetz in den unterschiedlichen Szenarien 2030 bzw. 2035 vollständig von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt. Eine Teilumstellung einzelner Netzbereiche wurde nicht betrachtet, würde aber zusätzlichen Planungsaufwand benötigen. Dabei muss im Einzelfall geprüft werden, welche Netzkomponenten (z.B. Armaturen, Verdichter, etc.) für eine Umstellung auf Wasserstoff im lokalen Netz getauscht werden müssen.

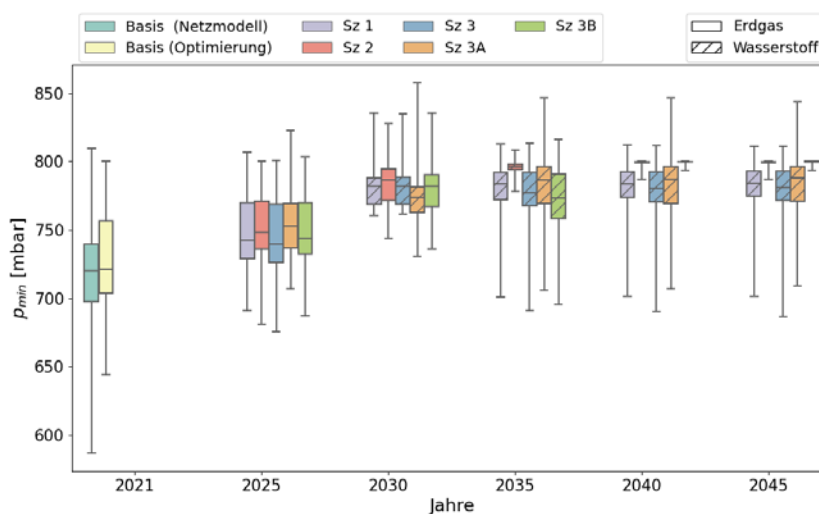


Abb. 93: Druckverteilung am Beispiel Westerstede

Fließgeschwindigkeiten erhöhen sich durch die Wasserstoffumstellung deutlich. Kriterien wie Geräuschbelastung müssen im Einzelfall geprüft werden.

Es ist keine eindeutige Aussage über Grenzwertverletzungen bei den Fließgeschwindigkeiten von Wasserstoff im Niederdruckgasnetz möglich, da diesbezüglich keine Erfahrungswerte im realen Betrieb von Wasserstoffverteilnetzen vorhanden sind. Rein technisch sind die Fließgeschwindigkeiten in der Regel unproblematisch, es kann jedoch eine erhöhte Geräuschbelastung entstehen. Eine Gefahrenbeurteilung sowie Fragestellungen zur Odorierung wurden nicht vorgenommen. Daher ist eine Detailbetrachtung zur Umstellung erforderlich. Eine zukünftige Umstellung auf Wasserstoff sollte bei der Instandhaltung bereits heute berücksichtigt werden, indem Rohre mit größerem Durchmesser eingesetzt werden, um etwaigen Problemen vorzubeugen.

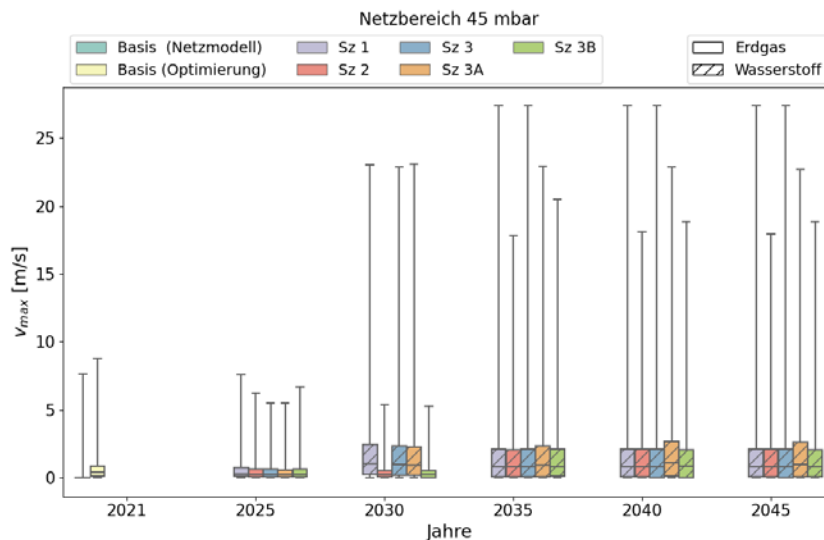


Abb. 94: Höchste Fließgeschwindigkeiten am Beispiel Niederdruck Mainz

5.3.2 Stromnachfrage, -erzeugung und -netze

Die lokale Stromnachfrage steigt vor allem durch direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung und den Hochlauf der E-Mobilität.

Abb. 95 zeigt den Strombedarf für alle vier Versorgungsgebiete sowohl im Referenzfall 2021 als auch für alle Jahre der verschiedenen Szenarien. Es wird deutlich, dass der Strombedarf in allen Szenarien ansteigt, teilweise auch sehr deutlich. Der Anstieg des Strombedarfes wird vor allem durch den Hochlauf der E-Mobilität und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung getrieben. Das Versorgungsgebiet in Burg ist aufgrund des hohen Gasbedarfs der energieintensiven Industrie vor Ort bei vollständiger Elektrifizierung ein extremes Beispiel, bei dem zusätzlich eine Hochspannungsverbindung oder ein weiteres Umspannwerk benötigt würde. Aufgrund der angenommenen Bezugspreise erfolgt für Szenario 2 und 3B eine weitgehende Elektrifizierung der Wärmeversorgung in der Industrie (vgl. Kapitel 4.4). Diese Elektrifizierung führt zu einem sehr starken Anstieg des Gesamtstrombedarfes. In allen anderen Versorgungsgebieten ist der Anstieg der Stromnachfrage mit zusätzlichen Kosten für die Netzverstärkung (durch Austausch ausgelasteter Leitungen und Transformatoren) möglich, wie eingehend in den Kapiteln zur Netzsimulation der Gebiete Mainz und Westerstede (vgl. 4.2.2 und 4.1.2) beschrieben ist.

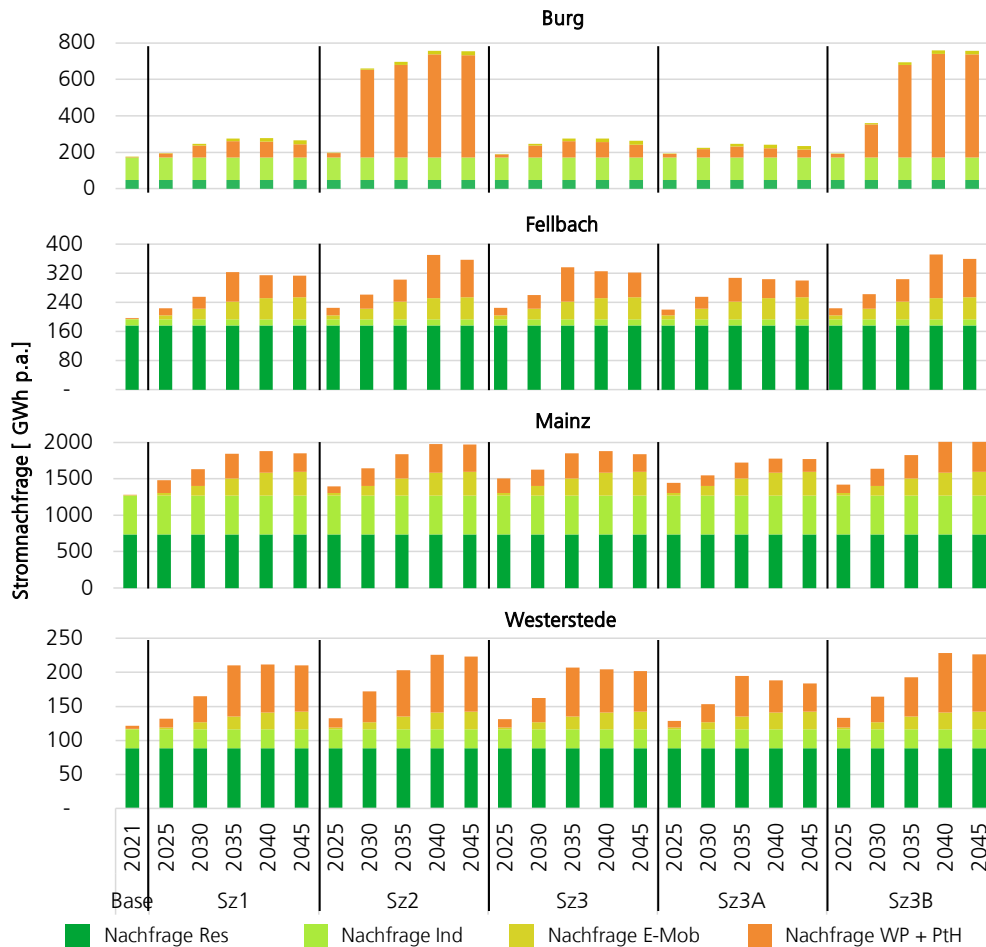


Abb. 95: Übersicht zur Entwicklung der Stromnachfrage in den vier Versorgungsgebieten

Die Transformationspfade bis zum Jahr 2030 sind für alle Versorgungsgebiete und alle Szenarien ähnlich und durch einem starken Hochlauf der Wärmepumpen- und Photovoltaikkapazitäten geprägt.

Die Transformation der Energiesysteme in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten ist bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien in Bezug auf den Photovoltaik- und Wärmepumpenausbau ähnlich. Der Energieträger- und Heizungstechnologiewechsel in Richtung Strom und Wärmepumpen erfolgt in jedem Szenario in allen Bereichen (also Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und auch Nichtwohngebäude sowie Fernwärmeanwendungen).

Abb. 96 verdeutlicht den Aspekt des ähnlichen Ausbaus der Wärmepumpen für die verschiedenen Versorgungsgebiete. Wie bereits beschreiben, sind entsprechende Begrenzungen der Handwerker- bzw. Installationskapazitäten für jedes Versorgungsgebiet hinterlegt. Wie zu sehen ist, werden die angenommenen Zubaugrenzen vom Modell nicht vollständig ausgereizt, auch in den Szenarien mit geringeren Zubaugrenzen ist eine Dekarbonisierung möglich. Nichtsdestotrotz ist ein entsprechender Hochlauf der Handwerkerkapazitäten essenziell für einen erfolgreichen Hochlauf.

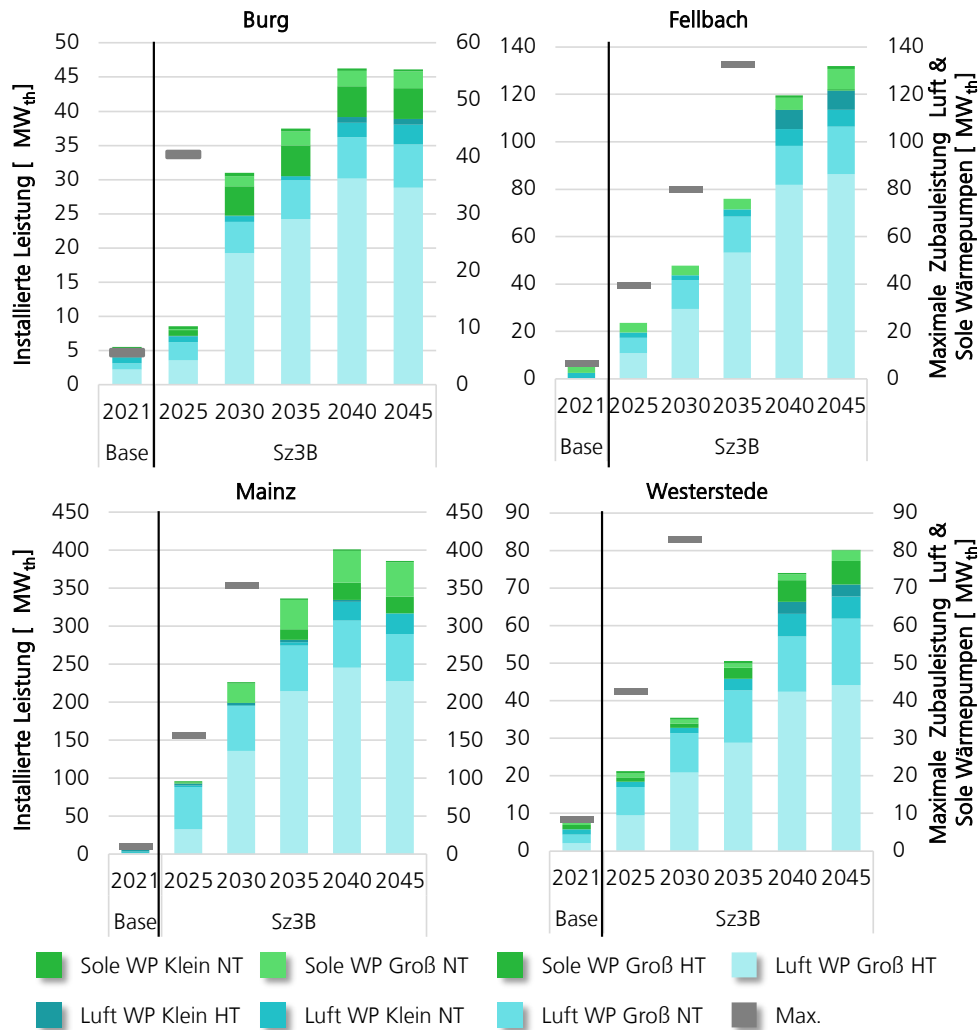


Abb. 96: Übersicht der Entwicklung der kumulierten installierten Wärmepumpenleistung in den vier Versorgungsgebieten

Abb. 97 verdeutlicht den Photovoltaikzubau für die verschiedenen Versorgungsgebiete. Neben dem ähnlichen Ausbau, verdeutlicht diese Abbildung auch noch den starken Zubau verglichen zu den jeweiligen existierenden Kapazitäten.

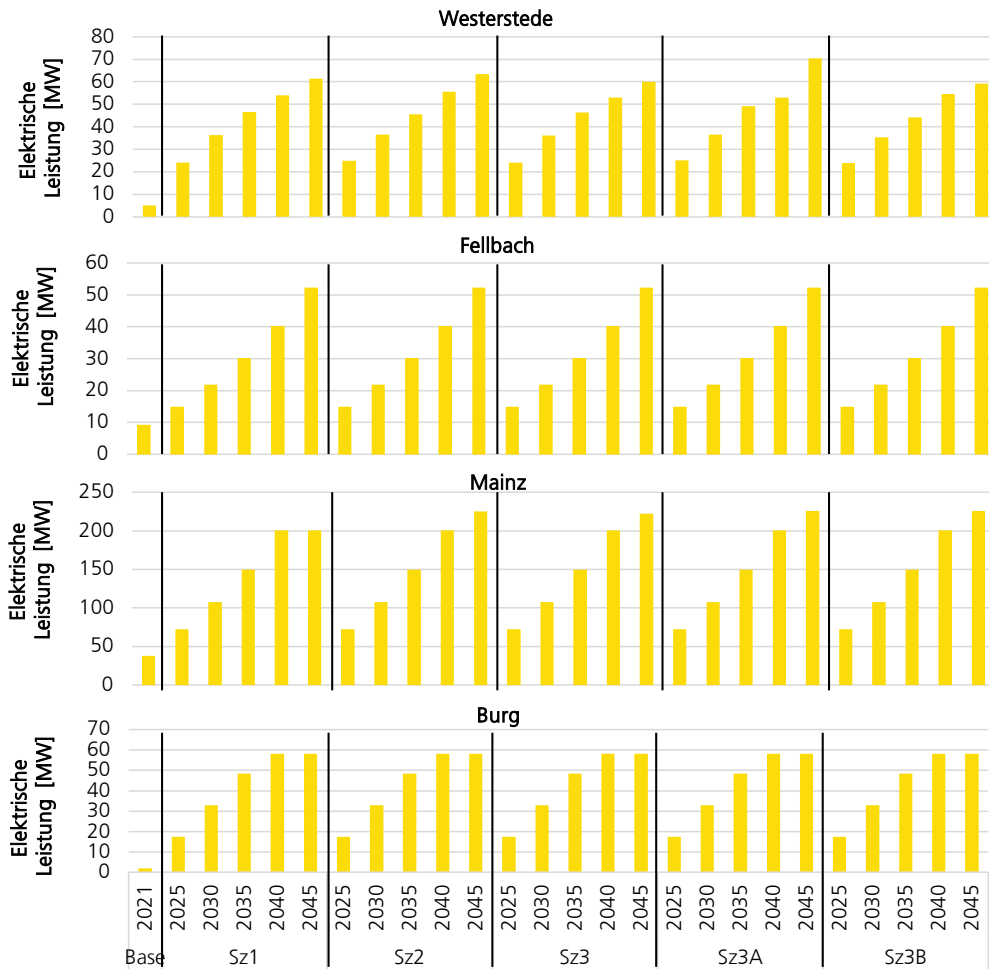


Abb. 97: Übersicht der installierten Photovoltaikleistung in den 4 Versorgungsgebieten

Im Stromnetz ist auf beiden betrachteten Spannungsebenen Leitungsausbau erforderlich

Überlastete Leitungen erfordern auf beiden Spannungsebenen Ausbaumaßnahmen in ähnlichen Größenordnungen. Der Hauptteil der Ausbaukosten wird aber durch Spannungsbandverletzungen verursacht. Dabei werden Leitungsüberlastungen durch hohe Leistungsflüsse elektrischer Verbraucher und/oder Einspeiser hervorgerufen. Dies kann jedoch durch einen Ersatz der überlasteten Leitungen mit einem höheren Querschnitt oder das Verlegen zusätzlicher Leitungen behoben werden.

Am Beispiel von Westerstede zeigt sich, dass in der Niederspannung ca. ein Fünftel (68 von 381 km) der Leitungen von Überlastungen betroffen sind, wobei in der Mittelspannungsebene im schlimmsten Fall nur rund ein Drittel (67 von 217 km) der Leitungen verstärkt werden müssen. Dabei werden die Überlastungsprobleme fast ausschließlich durch elektrische Verbraucher verursacht. Im Starklastfall haben die Wärmepumpen aufgrund großer temperaturabhängiger Gleichzeitigkeiten einen wesentlichen Anteil an der Entstehung der Überlastungen. Wird Szenario 2 betrachtet so erkennt man, dass sich durch Industrie und Großverbraucher auf der Mittelspannungsebene eine deutlich größere Netzbelastung als in der Niederspannungsebene ergibt.

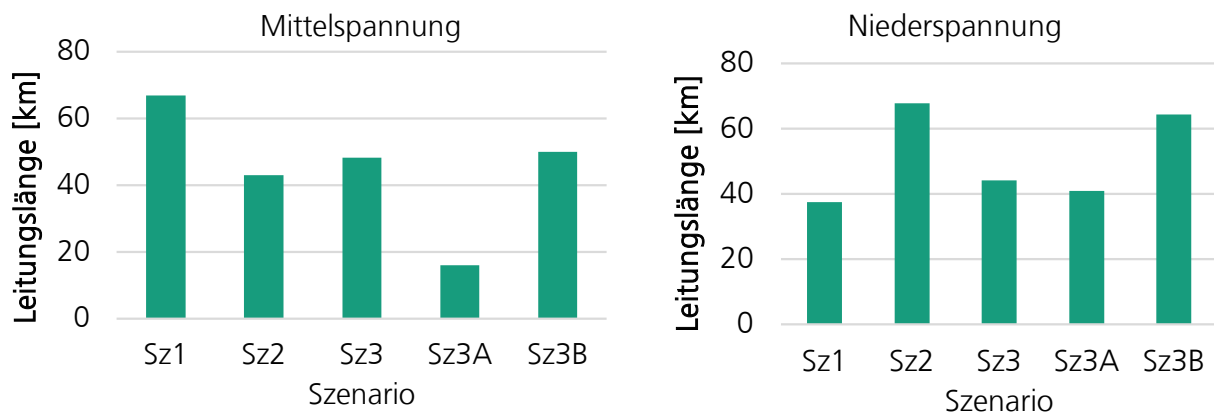


Abb. 98: Vergleich der überlasteten Leitungskilometer der Nieder- und Mittelspannung im Jahr 2045 am Beispiel Mainz

In vielen Ortsnetzen ist ein Ausbau der Transformatorleistungen notwendig

In allen Szenarien muss in Mainz und Westerstede die überwiegende Mehrheit der Ortsnetztransformatoren verstärkt werden. Transformatorüberlastungen werden durch hohe Leistungsflüsse elektrischer Verbraucher und/oder Einspeiser hervorgerufen. Dies erfordert einen Ersatz der Transformatoren durch solche mit größerer Nennleistung oder den Einsatz zusätzlicher Transformatoren. Für die Transformatorbelastung spielt die räumliche Verteilung zugebauter Anlagen eine deutlich geringere Rolle, daher ist die Anzahl überlasteter Ortsnetztransformatoren in allen Szenarien ähnlich groß.

Am Beispiel Westerstede zeigt sich, dass die Transformatorüberlastungen sowohl im Starklastfall als auch im Einspeisefall auftreten.

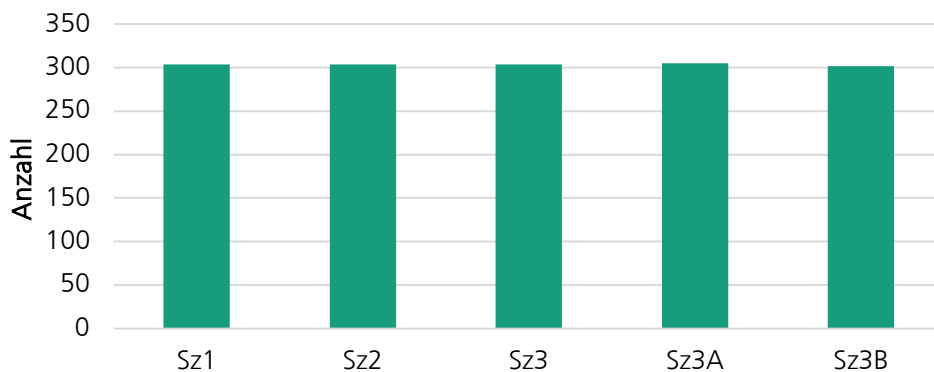


Abb. 99: Vergleich der Anzahl überlasteter Ortsnetztransformatoren im Jahr 2045 am Beispiel Mainz

5.3.3 Fazit

Integrierte Versorgungsinfrastrukturen müssen weiterentwickelt und ein leistungsfähiger H₂-Backbone aufgebaut werden.

Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung ist die zukünftige lokale Versorgungsaufgabe der Verteilnetze anzupassen bzw. zu beschreiben. Die Entwicklung bzw. Transformation der lokalen Verteilnetzinfrastrukturen sollte dieser Versorgungsaufgabe folgen. Zentral ist jedoch, dass in allen Szenarien ein starker Rückgang der Anschlüsse und Absätze im Gasnetz (und auch für Wasserstoff in umgestellten Netzen) zu verzeichnen ist. Entsprechend wird sich die Wirtschaftlichkeit und damit die ökonomischen Parameter

dieser Netze ändern. Dabei sind Umwidmungen und Stilllegung bestehender Leitungen sowie Anpassung der Netztopologie im Rahmen der Transformation der Gasverteilnetze regionalspezifisch zu prüfen. Dabei ist zu beachten, dass neben einer - in dieser Studie durchgeführten - netzhydraulischen Analyse eine weitere Analyse der Netzkomponenten zwingend notwendig ist. So müssen neben den verbauten Rohrleitungen weitere Rohrleitungskomponenten, Netzanschlusskomponenten und Anlagen auf ihre H₂-Tauglichkeit überprüft werden z.B. Armaturen, gasteknische Anlagen (Gas-Druckregel und Messanlagen) und Hausanschlüsse.

Des Weiteren muss ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden, der die Thematik Stilllegung bzw. Rückbau des Gasnetzes und Umgang mit sinkenden Gasmengen adressiert. Das Zusammenspiel mit den Entwicklungsplänen einer nationalen und europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist bei der Entwicklung der regionalen Versorgungsinfrastruktur zur Umsetzung auf der kommunalen Ebene herzustellen. Hierfür ist der Aufbau eines leistungsfähigen H₂-Backbones und nachgelagerte Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen eine zwingende Voraussetzung.

Weiterhin sind die Energiebedarfe lokaler Industrie- und Gewerbeunternehmen zu prüfen, insbesondere dort, wo diese einen starken Anteil am lokalen Wärmebedarf haben. Ein direkter Dialog zwischen Versorgern, Kommune und Unternehmen ist hier notwendig, um die Dekarbonisierungsstrategien der Unternehmen mit der kommunalen Wärmeplanung und dem Umbau oder Verstärkung sowohl der Gas- als auch der Stromverteilnetze in Einklang zu bringen. Zusätzlich ist über geeignete regulatorische Maßgaben eine Verbindlichkeit zur Umsetzung entwickelter kommunaler Wärmepläne herzustellen, da sonst Interessenskonflikte und anderweitige gesetzliche Verpflichtung, wie z.B. die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei allen Kunden, dazu führen könnten, dass die kommunale Wärmewende unnötig verteuert, verlangsamt oder verhindert wird.

5.4 Kosten der Transformation

Die Gesamtkosten der Szenarien zeigen für jedes Versorgungsgebiet geringe Differenzen zwischen den verschiedenen Szenarien.

Die kumulierten Gesamtkosten der Szenarien für alle Technologien und Maßnahmen im Bilanzraum des Versorgungsgebietes zeigen in jedem Gebiet geringe Differenzen zwischen den Transformationspfaden und sind geprägt durch die Kosten der verschiedenen Energieträger (vgl. Abb. 100 bzw. Tab. 66). Liegt einer der Energieträger im hohen Preispfad oder beide im durchschnittlichen, steigen die Gesamtkosten, daher sind die Gesamtkosten in Sz2 und Sz3A am höchsten. In den Szenarien 1 und 3 führt der günstige Wasserstoffpreis zu positiven Effekten bei den Gesamtkosten, dieser wird in Szenario 1 noch durch geringere Investitionen in die Gebäudesanierung verstärkt. Da die Energieträgerkosten den größten Anteil an den Gesamtsystemkosten haben, sind die Systemkosten sehr sensitiv auf eine Änderung der Energieträgerpreise. Eine Erhöhung der Energieträgerpreise führt mitunter zu erheblichen Kostensteigerungen (vgl. Sensitivitätsanalyse in Kapitel 4). Die zusätzlichen Netzausbaukosten aus der Stromnetzsimulation sind in Westerstede und Mainz hinterlegt, führen aber zu keiner Änderung der Aussagen zu den Gesamtkosten, da sie nur einen sehr geringen Anteil an den Gesamtsystemkosten haben. Die Investitionskosten innerhalb der betrachteten Bilanzgrenzen spielen ebenso eine eher untergeordnete Rolle im Vergleich zu den Energieträgerkosten. Das heißt, aus Endkundenperspektive bleiben die Bezugspreise von Energie das wesentliche Kriterium und die bestimmende Größe in Bezug auf ihre Ausgaben für Energie. Allerdings sind darüber hinaus auch weitere Investitionen insbesondere bei Erneuerbaren Energien, aber auch bei Wasserstofftechnologien sowie Übertragungsnetzen oder Verkehrssektor (der hier nur am Rande betrachtet wurde) zu tätigen.

Die Kosten für die Sanierung der Gebäudehülle spielen im Wohnungsbau eine signifikante Rolle. In den Szenarien mit einer hohen Sanierungsrate (Szenario 2, 3, 3A und 3B) beträgt dieser Anteil an den Kosten z.B. in Westerstede rd. 20 % und ist damit fast doppelt so hoch wie der Investitionsbedarf für die Heizungstechnologien. Bei den individuellen Strategien zum Erreichen eines treibhausgasneutralen Bestandes der Wohnungswirtschaft sollte dies auch unter sozialen Aspekten berücksichtigt werden.

Insgesamt stellen die Szenarien für alle 4 Versorgungsgebiete erhebliche Investitionen über die Erzeugung, Sanierung und Netze fest. Allerdings ergeben sich aus den Szenarien und den Preisen für die Energieträger auch ein insgesamt stabiles Kostenniveau für die Endkunden. So sind die Energieträgerpreise bis auf das Verhältnis von Erdgas zu Wasserstoff relativ konstant. Die Wasserstoffpreise können aber 2040 bzw. 2045 auch Niveaus erreichen, die über den Erdgaspreisen in den Krisenjahren 2022 und 2023 liegen. Eine transformierte, CO₂-freie Wärmeversorgung wäre entsprechend gesellschaftlich und ökonomisch umsetzbar. Wichtig ist jedoch, die Kosten fair und für den Einzelnen tragbar in der Gesellschaft und den beteiligten Akteuren zu verteilen.

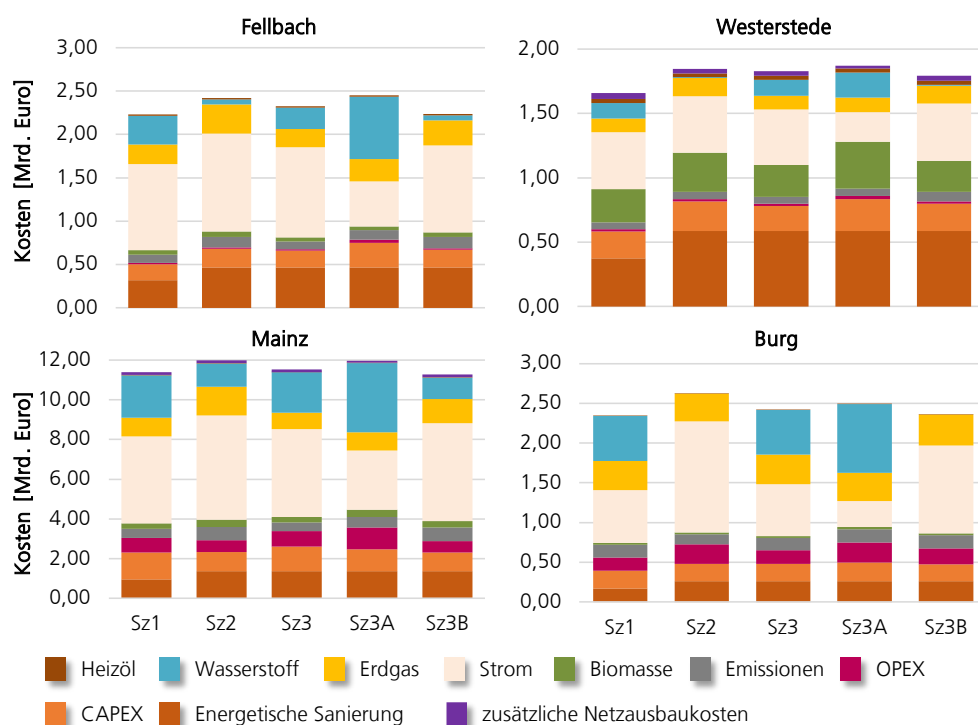


Abb. 100: Übersicht zu den Gesamtsystemkosten in den vier Versorgungsgebieten

In den Stromnetzen besteht ein substanzieller Ausbaubedarf – in Relation zu den notwendigen Gesamtsysteminvestitionen ist dieser aber gering.

Die Differenzen der Kosten für die Energienetzinfrastruktur (Ausbau Stromnetz, Umstellung auf Wasserstoff) zwischen den Szenarien sind in Relation zu den Gesamtkosten - und damit den Kosten für die Energieträger, insbesondere Strom und Wasserstoff - gering.

Es besteht ein Handlungsbedarf in allen Spannungsebenen. Die Art der auftretenden Netzengpässe unterscheidet sich je nach Spannungsebene, Netzgebiet und Lastfall. Dies erfordert eine Bandbreite verschiedener Lösungsoptionen. Der konventionelle Netzausbau ließe sich durch einen verstärkten Einsatz intelligenter Betriebsmittel und Flexibilitätsnutzung weiter reduzieren. Der überwiegende Anteil der Ausbaukosten (70 bis 90 %) entfällt auf die Niederspannungsebene. Der größte Treiber des Ausbaus ist

hierbei die elektrische Wärmeerzeugung der Wärmepumpen, die bei sehr niedrigen Außentemperaturen große Gleichzeitigkeiten aufweisen. Hier kann im Einzelfall eine Umstrukturierung der Netze (z.B. Aufteilung von Niederspannungsnetzen durch die Gründung neuer Ortsnetzstationen) erforderlich werden. Jedoch kann allgemein gesagt werden, dass die Netzausbaukosten im Vergleich zu den Gesamtkosten nur einen sehr geringen Anteil ausmachen.

Wasserstoff kann einen Beitrag zur geringeren Belastung und daraus resultierend zu einem geringeren Netzausbau der Stromnetze leisten. Dies erfordert aber, dass Wasserstoff in großen Mengen frühzeitig und günstig verfügbar ist und die Umstellung des Gasnetzes tatsächlich so kostengünstig erfolgen kann, wie in dieser Studie angenommen (nicht berücksichtigte Umstellungskosten s. 5.3.3). Je später ein Umstieg auf Wasserstoff erfolgt, desto mehr Investitionen in die Infrastruktur für strombasierte Wärmebereitstellung wurden durchgeführt und desto kleiner ist auch die zukünftige Abnahmemenge von Wasserstoff. Inwieweit eine weitere Bereitstellung der Gasinfrastruktur bei abnehmenden Mengen sinnvoll ist, sollte insb. vor dem Hintergrund daraus resultierender steigender Netzkosten sorgfältig geprüft werden und ggfs. mit einheitlichen regulatorischen Vorgaben im weiteren Prozess begleitet werden.

Auf Basis der Drücke und Fließgeschwindigkeiten lassen sich die vorhandenen Erdgasnetze technisch auf Wasserstoff umstellen. Hierbei fehlen aber noch praktische Erfahrungswerte bezüglich max. Fließgeschwindigkeiten in Wasserstoffnetzen hinsichtlich Kriterien wie Geräuschbelastung. Außerdem muss im Einzelfall geprüft werden, inwiefern andere Betriebsmittel außer Rohrleitungen für einen Betrieb mit Wasserstoff geeignet sind.

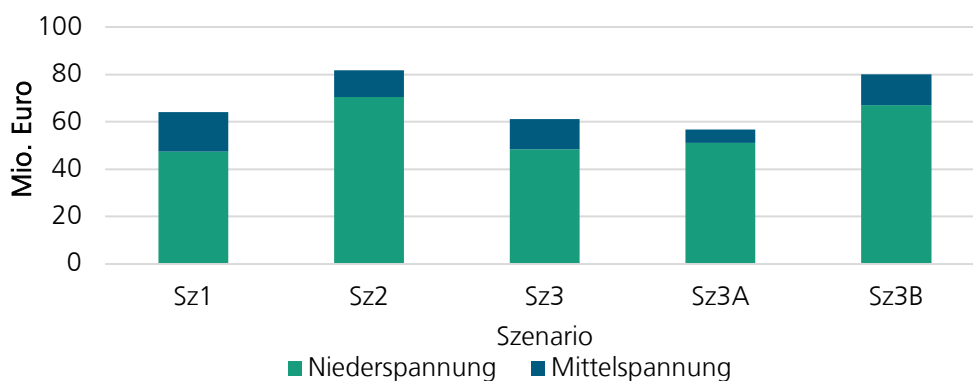


Abb. 101: Netzausbaukosten am Beispiel Westerstede 2045

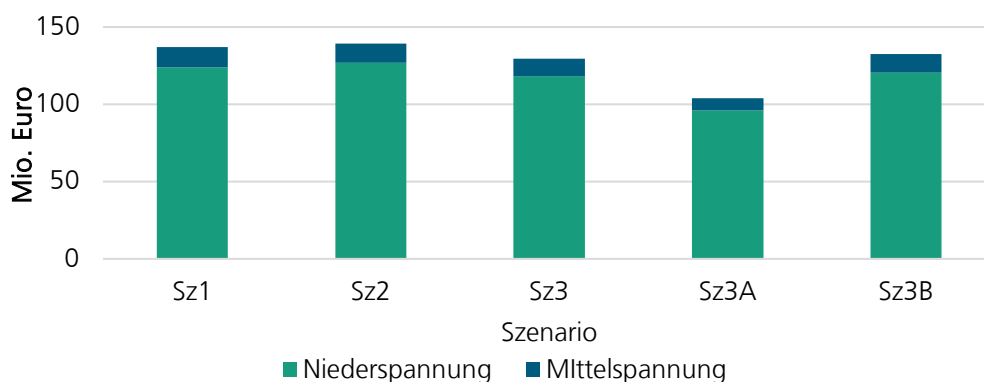


Abb. 102: Netzausbaukosten am Beispiel Mainz 2045

5.5 Wasserstoffbedarf und Verfügbarkeit

Zur Bewertung der Menge des benötigten Wasserstoffs in den einzelnen Versorgungsgebieten erfolgt eine Hochrechnung auf Basis der Szenarienergebnisse der vier Versorgungsgebiete auf Gesamtdeutschland. Die Hochrechnung des Wasserstoffbedarfs wird anhand des jeweiligen Anteils der heutigen Erdgasbezugsmengen eines Versorgungsgebietes an der Gesamtmenge des deutschen Erdgasimports im Referenzjahr 2021 durchgeführt. Die jeweiligen Ergebnisse der einzelnen Versorgungsgebiete werden dann summiert und für jedes Szenario mit den berechneten Erdgasanteilen auf Deutschland hochgerechnet.

Als Vergleichsgrundlage wurde die angenommene Verfügbarkeit von Wasserstoff in Deutschland genutzt. Diese wurde vom NWR vorgeschlagen und beläuft sich bis zum Jahr 2045 bei hoher Wasserstoffverfügbarkeit auf 1000 TWh, bei mittlerer Wasserstoffverfügbarkeit auf 300 TWh und bei niedriger Wasserstoffverfügbarkeit auf 150 TWh. Abb. 103 stellt diese Hochrechnung und den Vergleich grafisch dar. Es ist zu sehen, dass der Wasserstoffbedarf aus der Hochrechnung im Jahr 2035 teils über den angenommenen Verfügbarkeiten liegt und in den Szenarien mit einem geringen Wasserstoffbedarf im mittleren Verfügbarkeitspfad. Die Methodik lässt eine grobe Abschätzung des Wasserstoff-Mengenbedarfs der Szenarien in der Wärme zu. Es sollte dabei beachtet werden, dass zu den gezeigten Verbräuchen weitere Wasserstoffbedarfe für andere Anwendungen, wie bspw. Verkehr und stoffliche Nutzung, hinzukommen. Dabei bezieht sie sich nur auf die Wasserstoffmengen der untersuchten Industrieprozesse im Versorgungsgebiet (z.B. keine Stahlproduktion, aber hohe Papierprozesswärme) und skaliert in Szenarien und Gebieten mit H₂-KWK die anteilige Nutzung von Wasserstoff in der Stromwirtschaft mit.

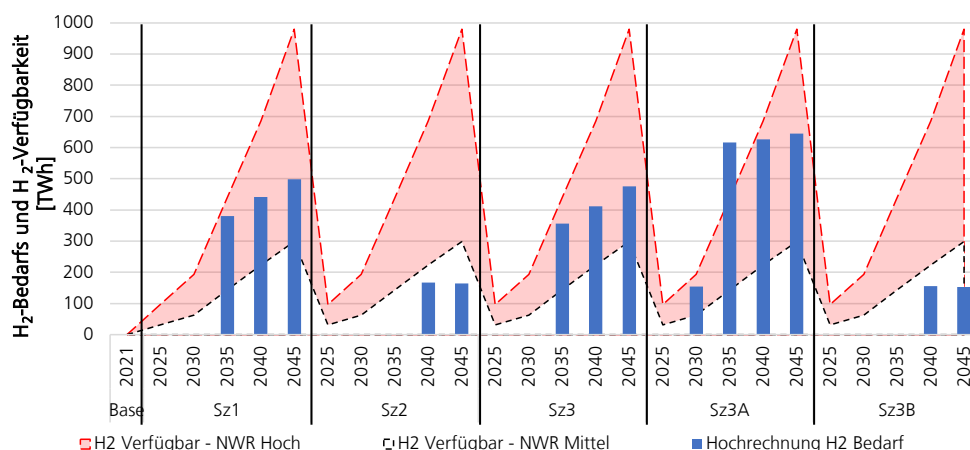


Abb. 103: Vergleich zwischen den hochgerechneten Wasserstoffbedarfen für die Wärmeversorgung und den angenommenen Wasserstoffverfügbarkeiten für Deutschland

Vor allem bei den Szenarien mit hohen Verfügbarkeiten sollte beachtet werden, dass eine sehr hohe Importverfügbarkeit von Wasserstoff angenommen wurde, deren Eintreten mit großen Unsicherheiten behaftet ist [26]. Die Hochrechnung dient als Orientierungsgröße zum Vergleich der deutschen H₂-Verfügbarkeitspfaden aus den Studien von Agora zur »Klimaneutrales Deutschland 2045« [24], das die untere Grenze der Verfügbarkeit abbildet, sowie von Guidehouse »Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen« [25] zur oberen Grenze der Verfügbarkeit. Bei einer Überschreitung der Verfügbarkeit ist über entsprechende Marktmechanismen mit einer Preisänderung zu rechnen, sodass sich die Szenarien entlang der gezeigten Sensitivität der Wasserstoffpreise anders ausprägen würden.

5.6 Strombedarf

Ähnlich wie für Wasserstoff wurde der Strombedarf, der sich aus den Szenarien Ergebnissen der vier Versorgungsgebiete je Szenario ergibt, auf Deutschland hochgerechnet. Diese Hochrechnung erlaubt eine Einordnung der Ergebnisse. Die Hochrechnung des Strombedarfs erfolgt für alle vier Versorgungsgebiete gleich. Dazu werden die jeweiligen Anteile der summierten Verbräuche der Haushalts-, Industrie-, PKW-Elektromobilitäts-, und Wärmestromnachfragen der vier Gebiete an den realen Stromverbräuchen Deutschlands im Jahr 2021 nach den AG Energiebilanzen [23] berechnet. Zu diesen Strombedarfen kommen weitere Strombedarfe durch andere Anwendungen wie bspw. Wasserstoffherstellung, PtX und Lastverkehr hinzu, da diese in den Versorgungsgebieten nicht berücksichtigt wurden. Abb. 104 stellt den hochgerechneten Strombedarf, verglichen mit einem Referenzwert aus der Studie »Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem« im Szenario »Referenz«, dar.

Die Abbildung zeigt, dass der Strombedarf in allen Szenarien stark zunimmt. Gleichzeitig kann gezeigt werden, dass der hochgerechnete Strombedarf mit der Studie »Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem« im Szenario »Referenz« [34] vergleichbar ist, was ein Indiz für die Plausibilität dieser Bottom-Up Studie ist.

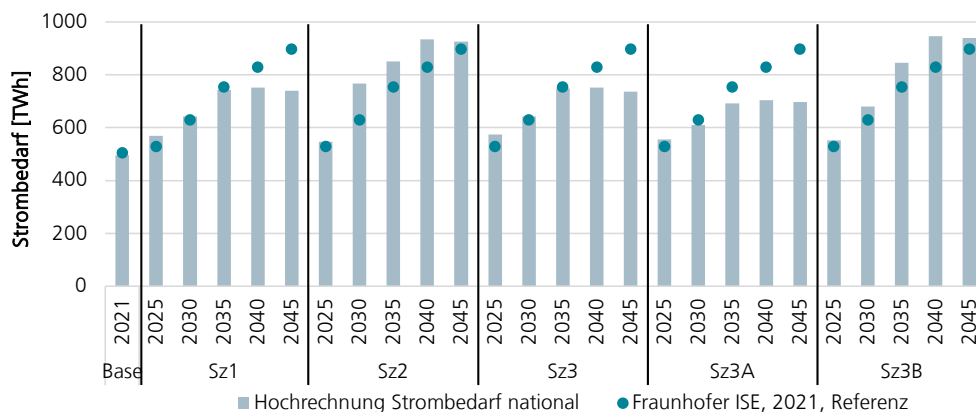


Abb. 104: Hochrechnung des Strombedarfes aller vier betrachteten Versorgungsgebiete und Vergleich mit Energiesystemstudien für Deutschland

Zusätzlich zum hochgerechneten Stromendenergiebedarf wurde untersucht, wie viel Strombedarf durch die Elektrolyse entsteht, die nötig ist, um die hochgerechneten Wasserstoffbedarfe zu decken. Abb. 105 stellt diesen zusätzlichen Strombedarf dar. Auch wenn der Wasserstoff vollständig importiert werden würde, ist ein entsprechender Hochlauf der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten in den Exportländern notwendig.

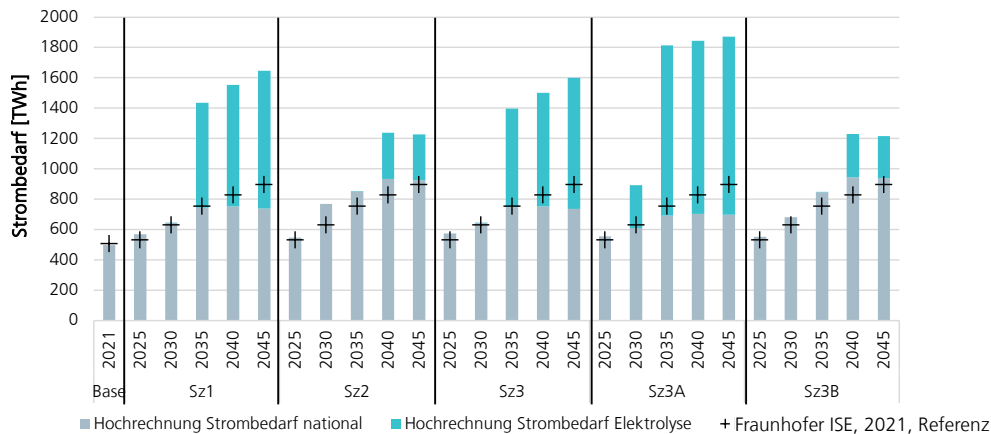


Abb. 105: Hochrechnung des Strombedarfes aller vier betrachteten Versorgungsgebiete inkl. hochgerechneter Elektrolyseurbedarfe und Vergleich mit Energiesystemstudien für Deutschland

5.7 Ausblick auf die Kommunale Wärmeplanung

Die Bottom-Up Studie zeigt die Komplexität des Wärmemarktes bei lokaler Betrachtung und Notwendigkeit von Vor-Ort-Analysen

Eine Bottom-Up Betrachtung und detaillierte Analyse von Versorgungsgebieten inklusive einer Einzelgebäudebetrachtung und Netzanalyse von Strom, Gas und Wärme wie in dieser Studie durchgeführt weist eine hohe Komplexität auf. Die angewandten Methoden und der Umfang der hierfür notwendigen Daten sind für eine kommunale Wärmeplanung nicht unbedingt notwendig, aber insbesondere aufgrund der differenzierten Ergebnisse je Versorgungsgebiet zu empfehlen.

Im Hinblick auf die kommunale Wärmeplanung und weiteren Klimaschutzmaßnahmen auf lokaler Ebene sind daher ausreichende Ressourcen zu hinterlegen, da der Aufwand für die Erhebung, Erfassung und Aktualisierung der Datenbestände für Gebäude, Versorgungstechnologien, Infrastrukturen sowie die Erarbeitung von Maßnahmen, deren Vorbereitung und Kommunikation hoch sind.

5.7.1 Definition der ökonomischen und technischen Parameter

Bei der Erstellung von kommunalen Wärmeplänen sollten einheitliche Rahmenbedingungen zu technischen und ökonomischen Randbedingungen, die in die Berechnung der dezentralen Wärmegestehungskosten eingehen, als Vorgaben fixiert und regelmäßig aktualisiert werden. Eine gute Grundlage stellt hier z.B. der Technikkatalog der KEA [35] dar, der im Rahmen der Einführung der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung in Baden-Württemberg entwickelt wurde.

Die Ergebnispfade der Bottom-up-Untersuchungen zeigen eine große Abhängigkeit von Annahmen und Eingangsgrößen. Diese sind nicht einfach zu bestimmen, was sich auch an der großen Bandbreite der Einschätzungen seitens der beteiligten Stakeholder und Fachexperten der Bottom-Up Studie im Hinblick auf die Entwicklung wichtiger Determinanten für die Rolle des Wasserstoffs zeigt. Diese Größen stellen zugleich auch relevante Randbedingungen einer kommunalen Wärmeplanung dar.

Unsicherheiten bestehen in der Einschätzung der zu erwartenden Abnahme der Wärmebedarfe aufgrund von Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle zur Senkung des Wärmebedarfs, die Einschätzungen zu erwartbaren Kostenentwicklungen und dem Zeitpunkt der lokalen Verfügbarkeit von leitungsgebunden verteiltem Wasserstoff. Dies trifft auch – wenn auch in geringerem Maße – auf die Einschätzung der Stromkosten sowie die Entwicklung der spezifischen Emissionen bei der Stromerzeugung zu. Außerdem sind hier die Bewertung des Erfolgs von Maßnahmen zur Beseitigung der fehlenden personellen Ressourcen im Fachhandwerk und dessen Auswirkung auf die Umsetzungsgeschwindigkeit einzelner Technologien sowie der Anpassung der erforderlichen Energieinfrastruktur von Bedeutung. Daher ist es sinnvoll, sowohl größere als auch zeitlich und regional abgestimmte Bandbreiten von Preis- und Technologieentwicklungspfaden zur Abbildung von Unsicherheiten zu berücksichtigen.

Bestandsanalyse Wärme- und Stromlasten

Die Verbrauchsinformationen von privaten Haushaltskunden und Gewerbe, Handel und Dienstleistung sind bei Nutzung leitungsgebundener Energieträger (Strom, Erdgas) in der Regel gut über die EVU zu erfassen und abzubilden. Verbraucher nicht-leitungsgebundener Energieträger (Öl, Biomasse, Kohle, Flüssiggas) sind schwer zu erfassen und abzubilden, aber relevant, da regional sehr verschieden ausgeprägt. Hierfür bedarf es der rechtssicheren Nutzung bestehender Quellen (z.B. über Schornsteinfeger, Zensus), eines geeigneten Erhebungsformats (z.B. Energieausweiskataster) oder mindestens der Etablierung eines qualifizierten Abschätzverfahrens. Eine enge Zusammenarbeit mit Energieversorgungsunternehmen ist essenziell, insbesondere um die aktuelle Infrastruktur (Netztopologien, Kraftwerkspark) und Verbrauchsprofile – insbesondere von Großkunden – korrekt abzubilden. Zudem ist eine enge Zusammenarbeit mit großen Verbrauchern wichtig, um deren Aus-, Um- bzw. Rückbaupläne für die Wärmeversorgung korrekt abzubilden. Kritisch ist hierbei der oftmals deutlich kürzere Planungshorizont der Unternehmen als derjenige der Kommunen. Daraus ergibt sich, dass vielfach keine oder nur sehr unsichere Pläne für die Wärmeversorgung bis 2045 abgeleitet werden können.

Die Ausgangssituation des Gebäudebestands liegt in der Regel nicht räumlich hoch aufgelöst (Zensus: 1*1 km) mit allen notwendigen Informationen vor. Teilweise können Informationen aus verschiedenen Stellen zusammengeführt werden (z.B. kommunale Statistik, Katasterinformationen, Zensus), was jedoch einen erheblichen Aufwand verursacht. Zu wesentlichen Auslegungsparametern für das Heizungssystem eines Gebäudes wie z.B. zum Sanierungszustand und den Systemtemperaturen liegen in der Regel gar keine Informationen vor. Die Berücksichtigung des Wohnflächenwachstums stellt sich langfristig als sehr schwer prognostizierbar dar. Kleinere Neubaugebiete sind teilweise bis zum Zeithorizont 2045 noch nicht bekannt. Ebenso gibt es wenige bis keine Informationen zur Nachverdichtung (z.B. durch Schließen von Baulücken und Aufstockungen). Vor dem Hintergrund der Notwendigkeit kommunaler Wärmeplanung einerseits und der großen Unsicherheit in Bezug auf den Istzustand und die mangelnde Datenverfügbarkeit andererseits sollte der Aufbau eines digitalen, nationalen Gebäuderegisters geprüft werden, um detaillierte Informationen zu Bauzustand und Versorgungstechnik des deutschen Gebäudebestands zu haben.

Der Lösungsraum für die Transformation des Wärmesektors wird maßgeblich von den benötigten Temperaturniveaus der Wärmenachfrage und der Verfügbarkeit lokaler Wärmequellen bestimmt. Daher ist eine genaue Kenntnis dieser Gegebenheiten unabdingbar und sollte bei einer kommunalen Wärmeplanung mit den entsprechenden Ressourcen (sowohl finanziell als auch personell) versehen werden, um die notwendige Datenerhebung zu gewährleisten. Für die Erhebung der Wärmenachfragen, Bestandsanlagen, Potenziale für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärmepotenziale bedarf es zudem eines standardisierten Vorgehens, um eine verlässliche Grundlage für die kommunale Wärmeplanung zu gewährleisten.

Potenzialanalyse Erneuerbare Energien

Potenziale von Geothermie, Umweltwärme und Aufdach-Solarthermie sowie Aufdach-Photovoltaik lassen sich gut mit verfügbaren Daten und Verfahren abschätzen. Oberflächengewässer, Grundwasser und Tiefengeothermie lassen sich teilweise ebenfalls grob mit einfachen Verfahren abschätzen. Es bedarf jedoch detaillierter Analysen vor Ort zur Verifizierung. Die Abwärmepotenziale aus der Industrie sowie deren effiziente Nutzung sind im Allgemeinen den EVU und den Kommunen nicht bekannt. Die einzige Möglichkeit an diese wichtigen Informationen zu gelangen, besteht durch direkte Befragung der Betriebe.

Es sollte Klarheit über die Rolle von lokalen Erneuerbaren Strompotenzialen – insbesondere Windkraft und die sich daraus ergebenden Möglichkeiten zur Eigenversorgung größerer strombasierter Wärmeerzeuger – zur Berücksichtigung im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung geschaffen werden. Ebenso sollte Klarheit darüber bestehen, ob Biomassepotenziale auch wirklich lokal genutzt werden können oder aus der Region exportiert werden, um ggf. eine Doppelzählung zu vermeiden.

Zudem fehlt es an anerkannten Verfahren zur Abschätzung der technischen bzw. juristischen Limitierungen für den Einsatz bestimmter Wärmeerzeuger in eng bebauten Wohnlagen (wie z.B. Lärmschutz bei Luft-Wärmepumpen, Grundstücks-/Grünflächenverfügbarkeit für Erdsonden-Bohrungen, Immissionsschutz bei Biogas-KWK).

5.7.2 Mögliche Rolle der Kommunalen Wärmeplanung

Das Erfassen und Bewerten dieser Kombinationsmöglichkeiten ist in Vor-Ort-Analysen deutschlandweit durchzuführen, um eine erfolgreiche Wärmewende zu ermöglichen. Dabei sollte die hohe Kongruenz der Szenarien bis zum Jahr 2030 intensiv genutzt werden, um in dieser Zeit alle Vorbereitungen für die Entscheidung zu treffen, mit welchen Verteilnetzinfrastrukturen die Gebiete zukünftig versorgt werden. Dazu gehören die kommunale Wärmeplanung, Information der Gebäudebesitzer über die verfügbaren Optionen, Herstellung einer Verbindlichkeit für Ausbau sowie Umstellung oder Rückbau. Dies schafft Raum und Zeit für soziale Akzeptanz, sowie die Möglichkeit der Partizipation bei der lokalen Lösungsfindung.

Analysen von Transformationspfaden sollten auf alle wesentlichen Technologien - sowohl Wärmepumpen auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien, Fernwärme, Geothermie, Solarthermie, Biomasse und nicht vermeidbare Abwärme, Wasser-/Abwasserwärme, als auch Wasserstoff basierte Strom- und Wärmeerzeuger – als mögliche Lösungsoption eingehen und wenn sinnvoll auch beinhalten. Nur so können die Versorgungsgebiete zu bestmöglichen Lösungen gelangen, die die lokal und regional sehr unterschiedlich ausgeprägten Versorgungsaufgaben auf Basis der lokalen und regionalen Verfügbarkeiten und Netztopologien unter Einbeziehung aller Gesichtspunkte abdecken.

6 Fazit

Die durchgeführte Bottom-Up Studie zur Analyse von Pfadoptionen in der Wärmeversorgung mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 kommt zu dem zentralen Schluss, dass alle potenziell klimaneutralen Energieträger Strom (Photovoltaik, Windkraft), Fernwärme, Erneuerbare Energien (Solarthermie, Geothermie und Biomasse) und Wasserstoff in der Wärmeversorgung benötigt werden. Die lokalen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen wie Anteil der Prozesswärmenachfrage, Einwohnerdichte, Gebäudestruktur und lokale Potenziale zur Wärme- und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) führen dazu, dass die Ergebnisse sich in ihrer Grundstruktur zwar ähneln, aber teilweise eben auch unterscheiden. Daraus lässt sich allgemein schlussfolgern, dass eine One-Size-Fits-All-Lösung für den Wärmemarkt nicht existiert. Innerhalb der vorhandenen Infrastrukturen, der Erneuerbaren-Energien-Potenziale, der Gebäudebestände und Kundenanforderungen an ihre Wärmeversorgung existiert eine große Bandbreite und damit eine Vielfalt an Kombinationsmöglichkeiten. In den Versorgungsgebieten hat sich dies daran gezeigt, dass die lokalen Gegebenheiten und hier speziell auch die Rolle der Fernwärme und Industriebedarfe entscheidend sind.

Die Ergebnisse sind hinsichtlich des Umfangs des Einsatzes von Wasserstoff in dezentralen und zentralen Wärmeerzeugern stark abhängig von den unterstellten Preisannahmen des Wasserstoffs und des Stroms, die in den alternativen Wärmeerzeugungsanlagen zum Einsatz kommen. Nur bei niedrigen Endkundenpreisen für Wasserstoff spielt dieser in der Raumwärme eine Rolle. Der Fokus des Einsatzes von Wasserstoff sollte daher zunächst in der Fernwärme und Industrieprozesswärme liegen, falls hier die Endkundenpreise wettbewerbsfähig sind. Lokale Randbedingungen wie die Netztopologie aller drei Energieträger Fernwärme, Gase und Strom determinieren ebenfalls das Ergebnis, ihre Kenntnis ist daher unabdinglich. Der Aus- oder Umbau der Energieversorgungsnetze ist zwar technisch und organisatorisch teilweise aufwendig, jedoch im Vergleich zu anderen Kosten für die Transformation eher von untergeordneter Bedeutung.

Das Gelingen der Wärmewende wird maßgeblich davon abhängen, dass in der Zeit bis 2030, in der die wesentlichen Maßnahmen in allen Szenarien gleich sind, dafür genutzt wird, die Weichen für die Jahre danach zu stellen. Dies beinhaltet sowohl das sehr zeitnahe Schließen regulatorischer Lücken, die Planung der Infrastrukturentwicklung als auch die Schaffung von Verbindlichkeiten zwischen den sehr diversen Stakeholdern des Wärmemarktes. Das schafft Planbarkeit von Investitionen, und erhöht folglich die Umsetzungsgeschwindigkeit der gesamten Transformation. Die kommunale Wärmeplanung kann hierbei eine Schlüsselrolle spielen, zum einen, da die dort durchgeführte Erhebung und Analyse Erneuerbarer Energien Potenziale den Transformationspfad wesentlich beeinflusst und zum anderen, weil sie zusätzliche Stakeholder einbindet, die für den Gesamtprozess unbedingt erforderlich sind.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Statistisches Bundesamt, *Daten aus dem Gemeindeverzeichnis Städte in Deutschland nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte: Gebietsstand: 31.12.2021*. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/05-staedte.xlsx?__blob=publicationFile
- [2] J. Thomsen, "Enhancing operation of decentralized energy systems by a regional economic optimization model DISTRICT," (in En;en), *Energy Syst*, vol. 9, no. 3, pp. 669–707, 2018, doi: 10.1007/s12667-017-0261-9.
- [3] L. Thurner *et al.*, "Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.
- [4] D. Lohmeier, D. Cronbach, S. R. Drauz, M. Braun, and T. M. Kneiske, "Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations," *Sustainability*, vol. 12, no. 23, p. 9899, 2020, doi: 10.3390/su12239899.
- [5] GEF Ingenieur AG, "Wärmemasterplan Mainz," 2015.
- [6] C. Wittwer *et al.*, "synGHD - Synthetische Lastprofile für eine effiziente Versorgungsplanung für nicht-Wohngebäude: Abschlussbericht: Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2017-31.01.2020," Fraunhofer ISE, 2020. Accessed: Nov. 17 2022. [Online]. Available: <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1737777061/synGHD-Synthetische-Lastprofile-f%C3%BCr-eine-effiziente?cHash=cb4a868e219b880658e29d836c321266>
- [7] D. Fischer, T. Wolf, J. Scherer, and B. Wille-Haussmann, "A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households," *Energy and Buildings*, vol. 124, pp. 120–128, 2016, doi: 10.1016/j.enbuild.2016.04.069.
- [8] S. Pezzutto *et al.*, "Hotmaps: D2.3 WP2 Report - Open Data Set for the EU28," Sep. 2019.
- [9] Fraunhofer ISE, *FlexGeber – Demonstration von Flexibilitätsoptionen im Gebäudesektor und deren Interaktion mit dem Energiesystem Deutschlands*. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/flexgeber.html> (accessed: Oct. 18 2022).
- [10] Boston Consulting Group (BCG) and Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Eds., "KLIMAPFADE 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft," Oct. 2021.
- [11] H. Cischinsky and N. Diefenbach, "Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand," 2018.
- [12] S. Metzger, N. Walikewitz, K. Jahnke, M. Otto, A. Grondy, and S. Fritz, "Wohnen und Sanieren: Empirische Wohngebäudedaten seit 2002," Jan. 2019.
- [13] M. Hegger *et al.*, "UrbanReNet - Schlußbericht: EnEff:Stadt - Verbundprojekt Netzoptimierung - Teilprojekt: Vernetzte regenerative Energiekonzepte im Siedlungs- und Landschaftsraum," Empirische Wohngebäudedaten seit 2002, Technische Universität Darmstadt, 2012.

- [14] S. Hess, R. Vollmer, J. Wapler, M. Kleinstück, C. Bongs, and H.-M. Henning, "Ambient Heat Source Availability for Low-Ex Heating of Multi-Family Buildings," in *Proceedings of the ISES Solar 2019*, pp. 1–12.
- [15] G. Stryi-Hipp *et al.*, "GUTACHTEN PHOTOVOLTAIK- UND SOLARTHERMIE-AUSBAU IN SCHLESWIG-HOLSTEIN: Gutachten erarbeitet im Auftrag des Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein," 2022.
- [16] Daniel Lohmeier, Christian Spalthoff, Leon Thurner, Jannis Kupka, and Christian Czajkowski, *ANaPlan -Automatisierte Netzausbauplanung im Verteilnetz*, 2019. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/334519587_ANaPlan_-Automatisierte_Netzausbauplanung_im_Verteilnetz
- [17] Land Hessen, Ed., "Verteilnetzstudie Hessen 2024 – 2034," Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, Apr. 2018. Accessed: Nov. 16 2022. [Online]. Available: https://www.energie-land.hessen.de/verteilnetzstudie_hessen
- [18] C. Spalthoff, *LADEINFRASTRUKTUR 2.0*. [Online]. Available: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/ladeinfrastruktur2-0.html> (accessed: Nov. 17 2022).
- [19] Eggers, J.-B., Behnisch, M., Eisenlohr, J., Poglitsch, H., Phung, W. F., Münzinger, M., Ferrara, C. u. Kuhn, T. E., "PV-Ausbauerfordernisse versus Gebäudepotenzial: Ergebnis einer gebäudescharfen Analyse für ganz Deutschland," *35. PV-Symposium*, S.837-856, 2020.
- [20] Agora Energiewende, "Der Photovoltaik- und Windflächenrechner. Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen für Windenergieanlagen an Land.," Agora Energiewende 235/14-I-2021/DE, Oct. 2021.
- [21] J. Amme, E. Kötter, F. Janiak, and B. Lancien, "Der Photovoltaik- und Windflächenrechner - Methoden und Daten," 2022.
- [22] Bertrand Nkongdem, "Indicator-based Method to Analyse the Availability of Low Temperature Heat Sources for Heat Pumps," Masterarbeit, Faculty of Environment and Natural Resources, University of Freiburg, Freiburg, 2022.
- [23] AG Energiebilanzen e.V., "Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2021," AG Energiebilanzen e.V., Sep. 2022.
- [24] Agora, Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie, Wuppertal Institut, Prognos AG, "Klimaneutrales Deutschland 2045 (Langfassung): Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann," 66-2021-DE, Oct. 2022. Accessed: Oct. 17 2022. [Online]. Available: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-langfassung/>
- [25] Guidehouse, *Connecting Supply with Demand through the European Hydrogen Backbone / European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. [Online]. Available: <https://guidehouse.com/insights/energy/2021/connecting-supply-with-demand-through-the-ehb> (accessed: Oct. 20 2022).
- [26] A. Odenweller, F. Ueckerdt, G. F. Nemet, M. Jensterle, and G. Luderer, "Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply," *Nat Energy*, vol. 7, no. 9, pp. 854–865, 2022, doi: 10.1038/s41560-022-01097-4.
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*. [Online]. Available: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> (accessed: Oct. 20 2022).

- [28] Frontier Economics, *Der Wert von Wasserstoff im Wärmemarkt*. [Online]. Available: <https://www.frontier-economics.com/de/de/news-und-veroeffentlichungen/news/news-article-i8702-the-value-of-hydrogen-in-heating/#> (accessed: Oct. 20 2022).
- [29] EWI, *Auswirkungen von CO₂-Preisen auf den Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor — EWI*. [Online]. Available: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/auswirkungen-von-co2-preisen-auf-den-gebaeude-verkehrs-und-energiesektor/> (accessed: Oct. 20 2022).
- [30] Umweltbundesamt, *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2021*. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlen-dioxid-8> (accessed: Nov. 17 2022).
- [31] E. Hinz and A. Enseling, "Gutachten für den Verbraucherzentrale Bundesverband: „Spezifische Kosten für die energietechnische Modernisierung im Gebäudebestand in Abhängigkeit des Effizienzstandards“: Endbericht," Darmstadt, Aug. 2021.
- [32] Die Bundesregierung informiert | Startseite, *Ausbau erneuerbarer Energien & Bundesregierung*. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972> (accessed: Nov. 17 2022).
- [33] J. Mischner, "Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen," *gwf Gas+Energie*, no. 5, 2021.
- [34] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Studie: »Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem«*. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html> (accessed: Oct. 26 2022).
- [35] KEA-BW, *Einführung in den Technikkatalog*. [Online]. Available: <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/technikkatalog> (accessed: Nov. 18 2022).
- [36] BOSCH, *Der Energiewende einen Schritt näher*. [Online]. Available: <https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/der-energiewende-einen-schritt-naeher-220800.html>
- [37] Fichtner GmbH & Co. KG, "Evaluation und Perspektiven des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2019 bis 2020,"
- [38] Fraunhofer IWES/IBP, "Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittelund langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor," Studie im Auftrag von Agora, Agora Energiewende, 2017.
- [39] C. Arpagaus, F. Bless, M. Uhlmann, J. Schiffmann, and S. S. Bertsch, "High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials," *Energy*, vol. 152, pp. 985–1010, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.03.166.
- [40] Viessmann Deutschland GmbH, "Wärmepumpen bis 2000 kW," [Online]. Available: https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/PDF/Technologien/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/pr-waermepumpen_2000_kw.pdf
- [41] Dr. Cordin Arpagaus, Ed., *Fallbeispiele von industriellen Wärmepumpen in der Schweiz: Herausforderungen 2021 für die Kälte-, Klima- und Wärmepumpentechnik*, 2021.

- [42] Dr. Andrej Jentsch, Ed., *Reallabor GWP: Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen –Installation, Betrieb, Monitoring und Systemeinbindung: Projektantrag an das BMWi im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“*, 2021.
- [43] Fachplaner Magazin für technische Gebäudeausrüstung, *Viessmann entwickelt in Dresden Großwärmepumpen*. [Online]. Available: <https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/viessmann-group-viessmann-entwickelt-dresden-gross-waermepumpen> (accessed: Mar. 19 2021).
- [44] IRENA, *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5oC climate goal*. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction> (accessed: Oct. 20 2022).
- [45] I. Staffell and S. Pfenninger, "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output," *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [46] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [47] N. Meng *et al.*, "Techno-economic performance comparison of enhanced geo-thermal system with typical cycle configurations for combined heating and power," *Energy Conversion and Management*, vol. 205, p. 112409, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112409.

8 Anhang

8.1 Algorithmus zur Disaggregation der Technologien auf Gebäudeebene

Nachfolgend ist der Algorithmus beschrieben, wie die »knotenscharfen« Ergebnisse der Szenarienrechnungen genutzt werden, um möglichst repräsentativ die Wärmeversorgungstechnologie auf Einzelgebäudeebene in den Zukunftsszenarien für die Netzrechnungen festzulegen.

1. Lege alle Gebäude in einem Knoten i , die heute an das Gasnetz angeschlossen sind als potentielle »Gasgebäude« fest: $\text{Building_ID } x_{\text{Grid-ID } i, \text{Gas_Pot}}$
2. Bestimme die erzeugte thermische Energiemenge für jede der Technologien j aus Kapitel 2.2.2.3 und jeden Knoten i im Jahr y aus DISTRICT Ergebnissen:
 $Q_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec } j, \text{year } y}$
3. Bestimme die Änderung der thermischen Energie je Technologie und Knoten zwischen zwei Stützjahren:
 $dQ_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec } j, \text{year } y} = Q_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec } j, \text{year } y} - Q_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec } j, \text{year } y-1}$
4. Für $\text{tec } j = \text{Gaskessel}$:
 - a. Wenn $dQ_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec Gaskessel, year } y} > 0$, d.h. Zubau der Technologie:
Ändere die Technologie der potentiellen »Gasgebäude« $\text{Building_ID } x_{\text{Grid-ID } i, \text{Gas_Pot}}$ in einem Knoten, die noch nicht Gaskessel oder KWK sind, auf Gaskessel, bis die Summe der thermischen Erzeugung dieser Gebäude das erste Mal größer ist als $dQ_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec Gaskessel, year } y}$.
 - i) Falls nach Änderung der Technologie aller potentiellen »Gasgebäude« $\text{Building_ID } x_{\text{Grid-ID } i, \text{Gas_Pot}}$ in einem Knoten die Summe der thermischen Erzeugung dieser Gebäude noch immer geringer ist als $dQ_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec Gaskessel, year } y}$, ändere auch die Technologie von Gebäuden in dem Knoten, die keine potentiellen »Gasgebäude« sind.
 - b. Wenn $dQ_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec Gaskessel, year } y} < 0$, d.h. Rückbau der Technologie:
Änderung der Technologie von Gebäuden mit Gaskesseln bis die Summe der thermischen Erzeugung der verbleibenden Gebäude mit Gaskessel gerade kleiner sind als $Q_{\text{th,Gen,Grid-ID } i, \text{tec Gaskessel, year } y}$. Die neue Technologie der Gebäude wird festgelegt anhand der Verteilung der Technologien, die zugebaut werden in diesem Jahr entsprechend der Ergebnisse aus dem Modell DISTRICT.
5. Wiederhole Schritt 4 für $\text{tec } j = \text{KWK}$
6. Wiederhole Schritt 4 für alle weiteren Technologien, jedoch ohne die Beschränkung auf potentielle Gasgebäude.
7. Wiederhole Schritte 1-6 für alle Knoten eines Untersuchungsgebiets
8. Wiederhole Schritte 1-7 für alle Stützjahre von 2025 bis 2045.

8.2 Thermische Erzeugungsleistungen in Mainz, Fellbach und Burg

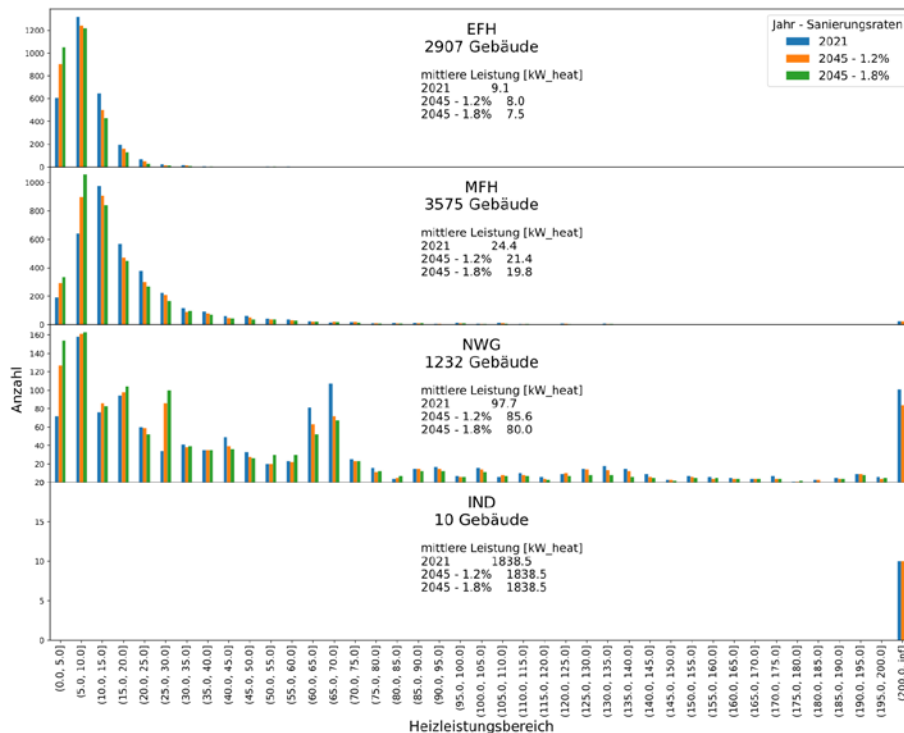


Abb. 106: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistungen (in kW) in Fellbach¹

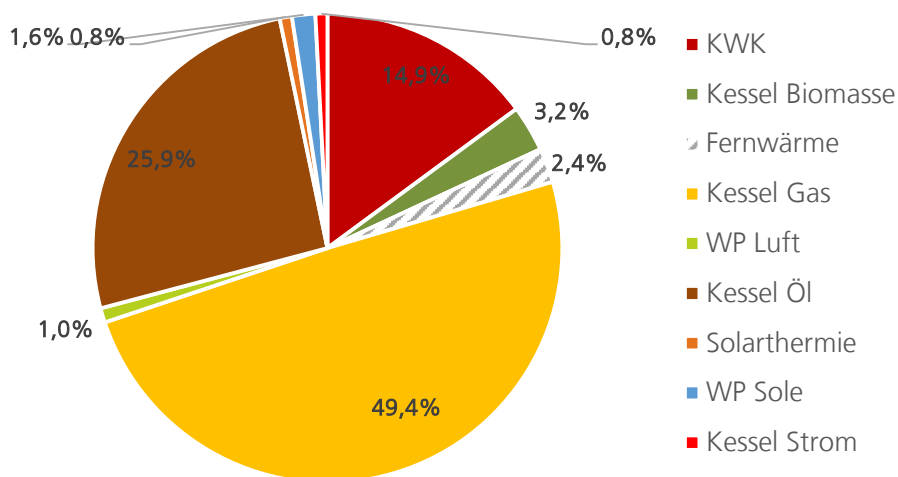


Abb. 107: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistung auf die Wärmeerzeuger in Fellbach in 2021

¹ Die Zuordnung der Gebäude zur Kategorie Industrie erfolgte auf Basis von Experteninterviews, indem Informationen zu den größten Verbrauchern recherchiert wurden und diese den Gebäudetypen neu zugeordnet wurden in Absprache mit dem lokalen EVU. Daraus ergibt sich die geringe Anzahl und zugleich sehr große Leistungsklasse bei Industrie (siehe Kapitel 2.2.2.1).

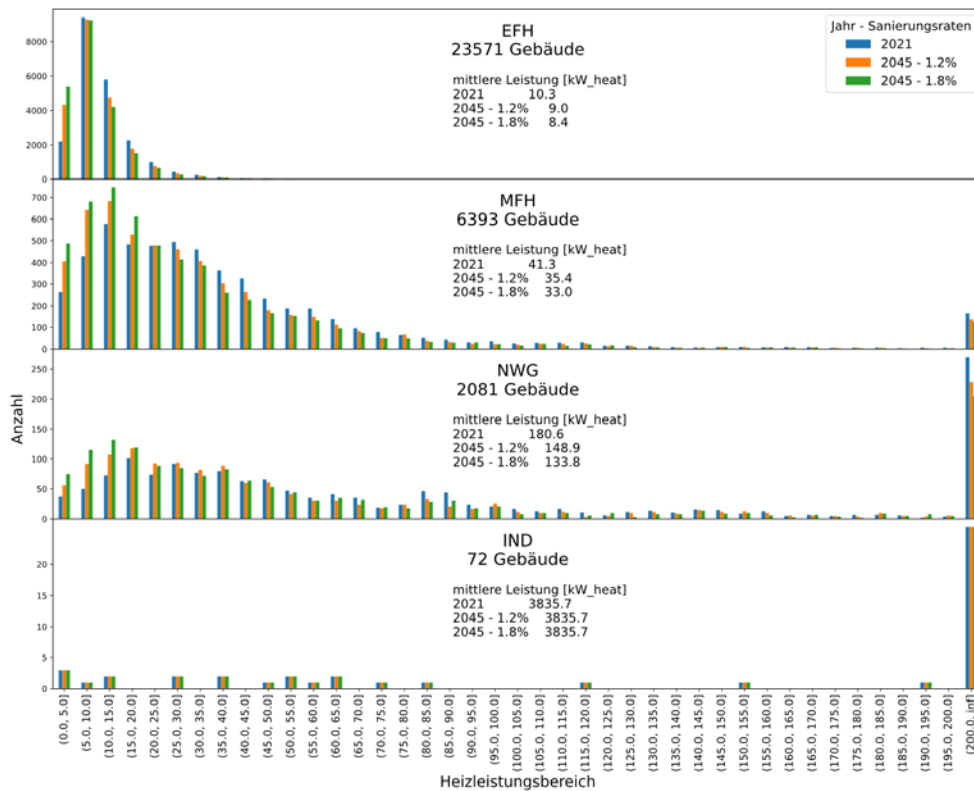


Abb. 108: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistungen (in kW) in Mainz

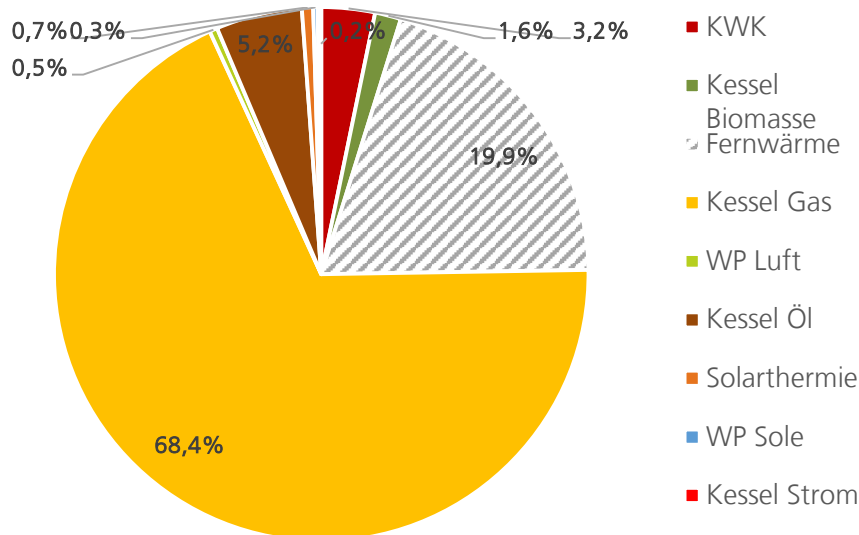


Abb. 109: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistung auf die Wärmeerzeuger in Mainz in 2021

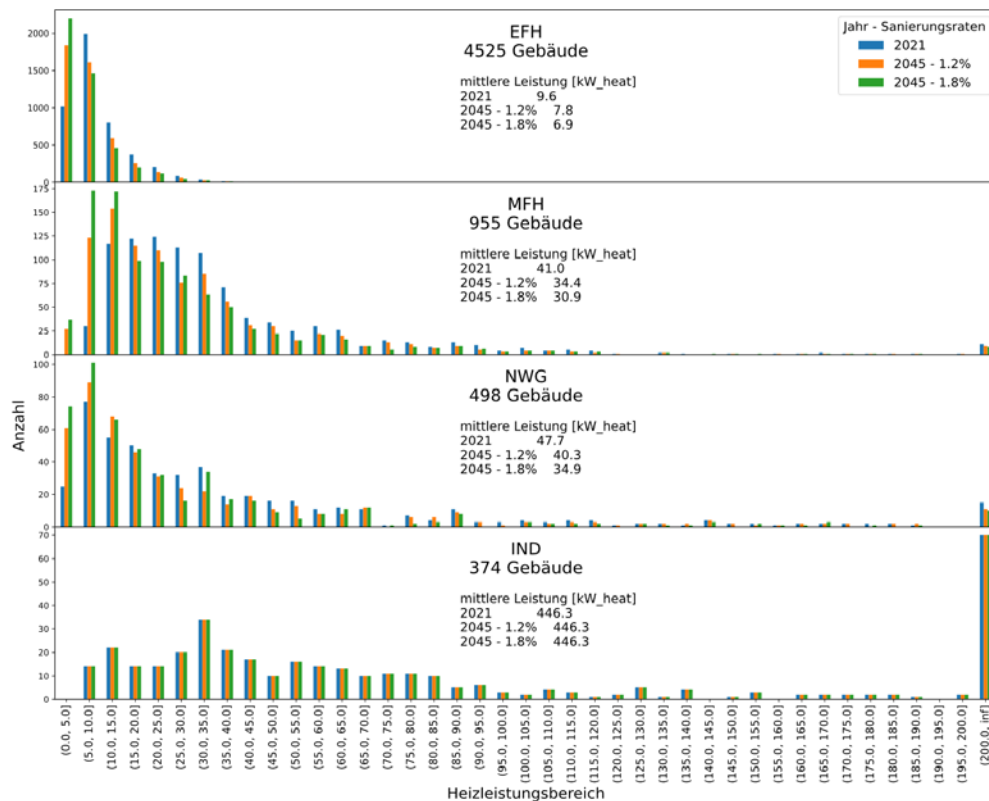


Abb. 110: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistungen (in kW) in Burg

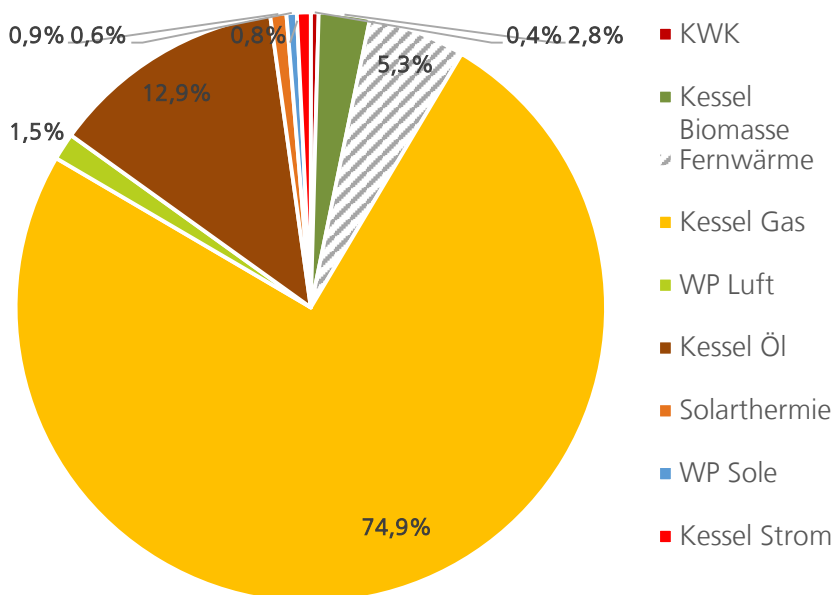


Abb. 111: Verteilung der ermittelten thermischen Erzeugungsleistung auf die Wärmeerzeuger in Burg in 2021

8.3 Anhang Kosten und Effizienzen der Versorgungstechnologien

8.3.1 KWK

Die Technologieparameter der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bzw. Blockheizkraftwerke sind mit einer leichten Kostenreduktion bis 2050 angenommen. Für alle KWK Anlagen wird eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen.

Tab.35: Technologieparameter KWK (Gas)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
KWK (Gas)	CAPEX [€/kW]	15	2.650	2.570	2.440
		50	2.120	2.060	2.000
		100	1.630	1.580	1.530
		1.000	760	730	700
	OPEX [€/kW/a]	15	212	205,6	195,2
		50	170	165	160
		100	130	126	122
		1.000	60,8	58,4	56
	Effizienz thermisch [%]	15		68,3	
		50		60,9	
		100		60,8	
		1.000		46,5	
	Effizienz elektrisch [%]	15		27,6	
		50		32,8	
		100		34,7	
		1.000		41,2	

Tab. 36: Technologieparameter KWK (Biogas)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
KWK (Biogas)	CAPEX [€/kW]	50	3.250	3.150	3.060
		100	2.480	2.400	2.330
		1.000	730	710	670
	OPEX [€/kW/a]	50	260	252	245
		100	198	192	186
		1.000	58,4	56,8	53,6
	Effizienz thermisch [%]	50		49,1	
		100		49,3	
		1.000		44,8	
	Effizienz elektrisch [%]	50		35,1	
		100		36,4	
		1.000		40,6	

Die heutigen Investitionskosten von 100 %-Wasserstoff KWK Anlagen liegen ca. 50 % bis doppelt so hoch wie für Erdgas-Anlagen. Es ist die Annahme getroffen, dass sich eine Angleichung der Investitionskosten an die Erdgas-KWK Anlagen bis 2050 entwickelt und in allen Leistungsklassen (auch Großkraftwerke) Anlagen mit 100 %-Wasserstoff betrieben werden können. Der Gesamtwirkungsgrad der KWK Anlagen nähert sich über den Zeitraum dem Erdgas KWK an.

Tab. 37: Technologieparameter KWK (100 % Wasserstoff)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
KWK (100 % Wasserstoff)	CAPEX [€/kW]	15	3.975	2.827	2.440
		50	3.180	2.266	2.000
		100	2.445	1.738	1.530
		1.000	-	803	700
	OPEX [€/kW/a]	15	212	205,6	195,2
		50	170	165	160
		100	130	126	122
		1.000		58	56
	Effizienz thermisch [%]	15		51,8	
		50		52,5	
		100		53,3	
		1.000		46,5	
	Effizienz elektrisch [%]	15		37,0	
		50		39,7	
		100		41,1	
		1.000		42,5	

8.3.2 Brennwertkessel

Es werden bei Brennwert oder Heizkessel mit Erdgas zwischen Kesseln im Bestand (mittlere Effizienzen) und Neueinbau unterschieden. Die mittlere Lebensdauer ist mit 22 Jahren angesetzt.

Tab.38: Technologieparameter Heizkessel (Gas)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Heizkessel (Gas)	CAPEX Neueinbau [€/kW]	15	398	398	398
		50	219	219	219
		100	122	122	122
		1.000	107	107	107
	OPEX Alt- und Neubau [€/kW/a]	15		5	
		50		4	
		100		4	
		1.000		0,2	
	Effizienz thermisch Bestandskessel [%]	15		90	
		50		89	
		100		88	
		1.000		86	
	Effizienz thermisch Neueinbau [%]	15		96	
		50		95	
		100		94	
		1000		92	
Umrüstung auf 100 %-Wasserstoff	Umrüst-Kit [€ einmalig]	15 und 50		300	
		100		500	
		1.000		1.700	

Für 100 %-Wasserstoffkessel sind nach einer Industriebefragung im Arbeitskreis die gleichen Effizienzen wie bei neuen Gaskesseln angenommen [36]. Für 100 %-Wasserstoffkessel sind nach einer Industriebefragung im Arbeitskreis die gleichen Effizienzen wie bei neuen Gaskesseln angenommen [36].

Für Biomasse Brennwertkessel sind leicht niedrige Lebensdauern von 20 Jahren angenommen. An Prüfständen zeigen sich laut Fichtner [37] bei Kleinf Feueranlagen Effizienzen über 90 %, größere Heizkessel sind mit leicht niedrigerer Effizienz angesetzt. Für Biomasse Brennwertkessel sind leicht niedrige Lebensdauern von 20 Jahren angenommen. An Prüfständen zeigen sich laut Fichtner [37] bei Kleinf Feueranlagen Effizienzen über 90 %, größere Heizkessel sind mit leicht niedrigerer Effizienz angesetzt.

Tab.39: Technologieparameter Heizkessel (Biomasse)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Heizkessel (Biomasse)	CAPEX [€/kW]	15		906	
		50		496	
		100		302	
		1.000		176	
	OPEX [€/kW/a]	15		34	
		50		15	
		100		11	
		1.000		1	
	Effizienz thermisch [%]	15		92	
		50		90	
		100		90	
		1.000		85	

Tab.40: Technologieparameter Heizkessel (Öl) im Bestand

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Heizkessel (Öl) im Bestand	OPEX [€/kW/a]	15		17	
		50		5	
		100		4	
	Effizienz thermisch Bestandskessel [%]	15		80	
		50		80	
		100		65	
		1.000		65	

8.3.3 Wärmepumpe

Wärmepumpen werden nach Quelle zwischen Luft und Sole Wärmepumpen unterschieden, wobei bei Großwärmepumpen zusätzliche Wärmeübertrager Kosten nach Quelle (Fluss, Gewässer, Grundwasser, etc.) hinterlegt sind [38, 39]. Wärmepumpen werden nach Quelle zwischen Luft und Sole Wärmepumpen unterschieden, wobei bei Großwärmepumpen zusätzliche Wärmeübertrager Kosten nach Quelle (Fluss, Gewässer, Grundwasser, etc.) hinterlegt sind [38, 39].

Die angegebene Jahresarbeitszahl (JAZ) ist so nicht direkt im Modell hinterlegt, sondern wird als stundenabhängiger COP über eine Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur und Vorlauftemperatur ermittelt. Dies ist detaillierter, als JAZ oder SeasonalCOP und spiegelt den Jahresverlauf besser dar. Die Berechnung orientiert sich an den mittleren veröffentlichten Datenblättern der Hersteller für die Leistungsklassen aus der Feldmessung. Für Großwärmepumpe ab 1 MW ist ein abweichender Fit hinterlegt [40–

43]. Die angegebene Jahresarbeitszahl (JAZ) ist so nicht direkt im Modell hinterlegt, sondern wird als stundenabhängiger COP über eine Funktion in Abhängigkeit der Außentemperatur und Vorlauftemperatur ermittelt. Dies ist detaillierter, als JAZ oder SeasonalCOP und spiegelt den Jahresverlauf besser dar. Die Berechnung orientiert sich an den mittleren veröffentlichten Datenblättern der Hersteller für die Leistungsklassen aus der Feldmessung. Für Großwärmepumpe ab 1 MW ist ein abweichender Fit hinterlegt [40–43].

Tab.41: Technologieparameter Wärmepumpe (Luft-Wasser)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Wärmepumpe (Luft-Wasser)	CAPEX [€/kW]	15	1.647	1.482	1.153
		50	743	669	520
		100	528	475	370
		1.000	433	365	323
	OPEX [€/kW/a]	15		31	
		50		12	
		100		10	
		1.000		8	
	JAZ (A2/W35)	15	3,60	3,90	4,20
		50	3,60	3,90	4,20
		100	3,60	3,90	4,20
		1.000	3,50	3,70	3,90

Die mittlere Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt für Wärmepumpen (Luft-Wasser).

Tab.42: Technologieparameter Wärmepumpe (Sole-Wasser)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Wärmepumpe (Sole-Wasser/ Wasser-Wasser)	CAPEX [€/kW] (Anlage ohne Wärmequelle)	15	1.796	1.616	1.437
		50	510	459	408
		100	400	360	320
		1.000	396	228	195
	CAPEX [€/kW] (Erdsonde)	alle	1055	1055	1055
		15		13,7	
		50		8,7	
		100		4,7	
		1.000		4,7	
	JAZ	15	4,30	4,40	4,60
		50	4,30	4,40	4,60
		100	4,50	4,60	4,80
		1.000	5,00	5,10	5,20

Die mittlere Lebensdauer mit Erdsonden der Gesamtanlage wird mit 30-35 Jahren angesetzt für Wärmepumpen (Sole-Wasser). Grund hierfür ist, dass die Quellerschließung (z.B. Sondenbohrungen) in den CAPEX-Kosten enthalten sind, die Sonden jedoch i.d.R. eine Lebensdauer von über 50 Jahren aufweisen, während die Wärmepumpe selbst eine Lebensdauer von ca. 20 Jahren aufweist. Entsprechend der Kostenanteile (Wärmepumpe und Quelle) bei den verschiedenen Leistungsklassen, wurden unterschiedliche Lebensdauern zwischen 30 und 35 Jahren bei den verschiedenen Technologieklassen festgelegt.

8.3.4 Andere Wärmeerzeuger

Andere berücksichtigte Wärmeerzeuger sind die direkte Stromheizung, Brennstoffzellen und Abwärme aus Elektrolyseuren.

Tab.43: Technologieparameter Heizkessel (Biomasse)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Strom-Direktheizung (ohne Speicher)	CAPEX [€/kW]	15		35	
		50		100	
		100		75	
		1.000		75	
	OPEX [€/kW/a]	alle		1-4	
	Effizienz thermisch [%]	alle		98	

Die gleiche Annahme zur kompatiblen Verwendung von Erdgas und Wasserstoff sind für die Brennstoffzelle getroffen. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt.

Tab.44: Technologieparameter Brennstoffzelle

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Brennstoffzelle (Erdgas/H ₂)	CAPEX [€/kW]	15	1.534	1.050	750
		50	1.386	949	678
	OPEX [€/kW/a]	15		20	
		50		15	
	Effizienz thermisch [%]	15		33,0-34	
		50		33,0-34	
	Effizienz elektrisch [%]	15			
		50	53,5	54,3	

8.3.5 Elektrolyseur

Bei Elektrolyseuren in den Versorgungsgebieten wird zwischen Polymer Elektrolyt Membran Elektrolyse (PEM) und Alkaline Wasser Elektrolyse (A-EL) unterschieden [44]. Die Lebensdauer ist mit 25 Jahren angesetzt. Bei Elektrolyseuren in den Versorgungsgebieten wird zwischen Polymer Elektrolyt Membran Elektrolyse (PEM) und Alkaline Wasser Elektrolyse (A-EL) unterschieden [44]. Die Lebensdauer ist mit 25 Jahren angesetzt.

Tab.45: Technologieparameter Elektrolyseur

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Elektrolyseur	CAPEX [€/kW]	1.000 PEM	950	700	500
		1.000 A-EL	900	650	400
	OPEX [€/kW/a]	1.000 PEM			
		1.000 A-EL	36	22	12
	Effizienz [%]	1.000 PEM	55,0	65,0	75,0
		1.000 A-EL	67,0	68,0	77,0

8.3.6 Wind

Die Betrachtung lokaler Winderzeugung ist in der Studie über die Preise und Emissionen des Stromimports berücksichtigt. Bei den sind nur Onshore-Windenergieanlagen (WEA) erhoben. Der mittlere Kapazitätsfaktor der WEA liegt bei ca. 0,34. Zur Vollständigkeit ist die folgende Tabelle aufgenommen.

Tab.46: Technologieparameter Windenergieanlagen

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Wind	CAPEX [€/kW]	alle	1.600	1.500	1.400
	OPEX [€/kW/a]	alle		36	

8.3.7 Photovoltaik und Solarthermie

Bei der Photovoltaik und Solarthermie wird zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Für die Effizienz werden wetterabhängige gemittelte Kapazitätsfaktoren [45, 46] in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung der Dachwinkel und Dachausrichtung im Gebiet (Standortabhängig) verwendet. Die mittlere Anlagenlebensdauer ist mit 25 Jahren angesetzt. Bei der Photovoltaik und Solarthermie wird zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Für die Effizienz werden wetterabhängige gemittelte Kapazitätsfaktoren [45, 46] in Abhängigkeit der prozentualen Verteilung der Dachwinkel und Dachausrichtung im Gebiet (Standortabhängig) verwendet. Die mittlere Anlagenlebensdauer ist mit 25 Jahren angesetzt.

Tab.47: Technologieparameter Photovoltaik (Aufdach)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Photovoltaik (Aufdach)	CAPEX [€/kW]	15	1.250	950	620
		100	1.200	900	600
	OPEX [€/kW/a]	15	24	18	13
		100	21	16	12

Tab.48: Technologieparameter Photovoltaik (Freifläche)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Photovoltaik (Freifläche)	CAPEX [€/kW]	100	1.110	844	578
		1.000	700	500	300
	OPEX [€/kW/a]	100	24	16	12
		1.000	16	15	10

Tab.49: Technologieparameter Solarthermie (Aufdach)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Solarthermie (Aufdach)	CAPEX [€/kW]	15	857	810	775
		50	718	670	627
		100	579	529	479
	OPEX [€/kW/a]	15	16	16	15
		50	6,0	5,7	5,5
		100	3,1	2,9	2,8

Tab.50: Technologieparameter Solarthermie (Freifläche)

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Solarthermie (Freifläche)	CAPEX [€/kW]	1.000	429	321	279
	OPEX [€/kW/a]	1.000	6,4	4,8	4,2

8.3.8 Tiefe Geothermie

Die Geothermie (Hydro- und Petrothermale Verfahren) wird nach Investitions- und Erschließungskosten getrennt mit einer Lebensdauer der Gesamtanlage von 50 Jahre dargestellt [47]. Die Geothermie (Hydro- und Petrothermale Verfahren) wird nach Investitions- und Erschließungskosten getrennt mit einer Lebensdauer der Gesamtanlage von 50 Jahre dargestellt [47].

Tab.51: Technologieparameter Tiefe Geothermie

Technologie	Kostentyp	Leistungsklasse [kW]	2020	2030	2050
Tiefe Geothermie	CAPEX [€/kW] Investition, Installation und Montage	10.000	3900	3392	2740
	CAPEX [€/kW] Erschließungskosten	10.000	1950	1950	1600
	OPEX [€/kW/a]	10.000	78	78	64

8.3.9 Speicher

Die betrachteten Speicher sind nach Wärmespeichern für den Trinkwarmwasser Gebrauch sowie Pufferspeicher und Saisonale Speicher und Batteriespeicher unterschieden. Die Kosten je Speicherkapazität sind in €/kWh angegeben. Die Effekte von Wärme- und Batteriespeichern können aufgrund der Modellierung mit fixen Preisen (vor allem bei Batteriespeichern) vom realen Einsatz abweichen.

Tab.52: Technologieparameter Wärmespeicher (Haushalt)

Technologie	Kostentyp	Speicherkapazität [kWh]	2020	2030	2050
Haushalts- wärmespeicher	CAPEX [€/kWh]	10	100	100	100
		40	50	50	50
	OPEX [€/kWh/a]	10	2	2	2
		40	1	1	1
	Gesamteffizienz [%]		85		

Die Lebensdauer von Haushaltsspeichern ist mit 25 Jahren angesetzt, Saisonale Speicher mit 50 Jahren.

Tab.53: Technologieparameter Wärmespeicher (Saisonal)

Technologie	Kostentyp	Speicherkapazität [MWh]	2020	2030	2050
Wärmespeicher (Saisonal)	CAPEX [€/MWh]	1.500	10.000	10.000	10.000
		4.500	6000	6000	6000
	OPEX [€/MWh/a]	1.500	3000	3000	3000
		4.500			
	Gesamteffizienz [%]		65		

Die Lebenszeit von Batteriespeichern im Haushalt ist mit 20 Jahren angesetzt.

Tab.54: Technologieparameter Batteriespeicher (Haushalt)

Technologie	Kostentyp	Speicherkapazität [kWh]	2020	2030	2050
Elektrischer Speicher (Haushalt)	CAPEX [€/kWh]	5	750	525	300
		20	650	425	200
	Gesamteffizienz [%]		85,8	87,2	90,0

8.4 Begrenzungen der Zubauleistung

Tab. 55: Liste der maximalen dezentralen Wärmepumpen Zubauleistung pro Gebäudetyp und Gebiet je Fünf-Jahreszeitraum

Gebiet	Max. Zubauleistung [kW _{th}]	Szenario	2025	2030	2035	2040	2045
Burg	EFH	Sz1/2	15.314	22.971	24.886	26.800	28.714
		Sz3/3A/3B	21.440	30.629	34.457	38.286	42.114
	MFH	Sz1/2	3.758	5.636	6.106	6.576	7.046
		Sz3/3A/3B	5.261	7.515	8.455	9.394	10.333
	IND	Sz1/2	3.320	4.980	5.395	5.809	6.224
		Sz3/3A/3B	4.648	6.639	7.469	8.299	9.129
	NWG	Sz1/2	2.645	3.968	4.299	4.629	4.960
		Sz3/3A/3B	3.703	5.291	5.952	6.613	7.275
Fellbach	EFH	Sz1/2	8.723	13.085	14.175	15.265	16.356
		Sz3/3A/3B	12.212	17.446	19.627	21.808	23.988
	MFH	Sz1/2	12.037	18.055	19.560	21.064	22.569
		Sz3/3A/3B	16.851	24.073	27.082	30.092	33.101
	IND	Sz1/2	100	150	163	175	188
		Sz3/3A/3B	140	200	225	250	275
	NWG	Sz1/2	29.332	43.998	47.665	51.331	54.998
		Sz3/3A/3B	41.065	58.665	65.998	73.331	80.664
Mainz	EFH	Sz1/2	11.788	14.145	15.324	16.503	17.681
		Sz3/3A/3B	16.503	18.860	21.218	23.575	25.933
	MFH	Sz1/2	37.704	56.556	61.269	65.982	70.695
		Sz3/3A/3B	52.786	75.408	84.834	94.260	103.686
	IND	Sz1/2	27.615	41.422	44.874	48.326	51.778
		Sz3/3A/3B	38.661	55.230	62.133	69.037	75.941
	NWG	Sz1/2	7.995	11.992	12.991	13.991	14.990
		Sz3/3A/3B	11.192	15.989	17.988	19.987	21.985
Wes-terstede	EFH	Sz1/2	8.064	12.095	13.103	14.111	15.119
		Sz3/3A/3B	11.289	16.127	18.143	20.159	22.175
	MFH	Sz1/2	4.666	6.999	7.582	8.165	8.748
		Sz3/3A/3B	6.532	9.331	10.498	11.664	12.831
	IND	Sz1/2	3.647	5.470	5.926	6.382	6.838
		Sz3/3A/3B	5.106	7.294	8.205	9.117	10.029
	NWG	Sz1/2	7.995	11.992	12.991	13.991	14.990
		Sz3/3A/3B	11.192	15.989	17.988	19.987	21.985

8.5 Wertetabellen

Im Folgenden sind die Werte der Abbildungen zu Wärmebereitstellung, Installierten Leistungen, Wärmebereitstellung nach Temperaturniveaus, Gesamtkosten, Stromnachfrage, Wärmebereitstellung nach Energieträger der Versorgungsgebiete dargestellt.

Die Wertetabellen der wesentlichen Schaubilder der Studie sind gelistet, in der Beschreibung der Schaubilder wird auf die zugehörige Tabelle verwiesen.

8.5.1 Westerstede

Tab. 56: Wärmebereitstellung nach Technologien in Westerstede.

Th. Energie	kWh	GWP	WP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Bio-masse	KWK Biomasse	KWK	KWK H ₂	Nachfrage Res	Nachfrage Ind
Base	2021	-	18.549.849	-	1	102.818.062	-	228.567.981	-	63.906.582	3.397.724	-	386.999.632	27.661.990
Sz1	2025	-	44.001.812	1.236.960	1.554.652	70.292.531	-	170.370.203	11.245.546	81.799.946	26.073.646	-	376.459.569	27.874.187
	2030	31.554.433	89.613.451	3.331.636	5.732.118	9.726.987	-	145.730.388	23.861.672	83.585.259	56.806	-	364.033.938	27.874.187
	2035	39.964.608	131.044.217	3.600.590	29.193.960	1.566.294	72.763.545	-	39.559.467	59.316.786	-	5.649.472	353.366.319	27.874.187
	2040	30.747.486	178.994.000	3.112.325	14.450.565	-	73.917.152	-	22.062.735	42.677.796	-	5.393.143	341.733.648	27.874.187
	2045	30.402.850	180.593.399	2.861.264	12.113.406	-	76.089.272	-	18.614.190	34.354.812	-	5.169.006	330.516.648	27.874.187
Sz2	2025	-	46.963.321	1.381.872	1.688.491	69.409.803	-	168.435.519	11.426.770	83.158.527	19.224.185	-	371.732.023	27.874.187
	2030	36.057.038	93.601.914	3.476.054	10.616.819	9.454.420	-	105.924.132	32.187.403	89.525.527	1.897.097	-	353.833.072	27.874.187
	2035	39.347.277	139.504.224	3.711.785	20.499.055	-	-	52.853.547	39.436.608	69.970.522	1.826.544	-	337.669.639	27.874.187
	2040	36.875.239	187.267.802	3.529.768	25.910.807	-	-	-	33.151.003	62.236.173	-	2.267.553	320.560.711	27.874.187
	2045	34.588.423	209.456.300	2.932.473	17.326.533	-	-	-	23.906.779	45.868.638	-	2.249.470	305.919.692	27.874.187
Sz3	2025	-	42.878.897	1.264.290	1.511.175	69.409.803	-	168.309.481	11.275.672	81.333.932	25.688.002	-	371.732.023	27.874.187
	2030	32.506.834	83.435.444	3.274.146	4.947.898	9.454.420	246.373	143.018.389	24.410.864	81.683.150	58.817	-	353.833.072	27.874.187
	2035	38.881.918	120.778.374	3.713.000	29.065.516	1.501.137	72.467.757	-	41.338.337	53.270.690	-	5.986.478	337.669.639	27.874.187
	2040	31.309.616	164.392.111	3.091.255	11.661.751	-	73.408.004	-	21.582.118	39.929.030	-	4.958.398	320.560.711	27.874.187
	2045	30.440.658	162.478.565	2.840.866	9.204.804	-	76.992.407	-	17.269.029	31.431.865	-	4.925.782	305.919.692	27.874.187
Sz3A	2025	-	29.493.061	1.173.310	2.301.970	69.409.803	-	169.586.396	16.008.632	89.459.562	26.166.037	-	371.732.023	27.874.187
	2030	23.850.870	64.943.847	2.118.791	3.441.423	9.454.420	-	158.497.016	24.733.570	96.215.777	2.793.603	-	353.833.072	27.874.187
	2035	32.015.881	94.938.556	2.748.711	25.478.273	1.117.874	55.245.917	-	32.277.861	91.988.205	-	34.176.142	337.669.639	27.874.187
	2040	29.175.006	104.431.012	1.819.538	12.138.651	-	60.182.248	-	26.167.451	85.480.150	-	34.465.265	320.560.711	27.874.187
	2045	27.961.181	99.020.883	1.776.297	8.020.804	-	65.462.570	-	21.888.523	81.336.893	-	34.304.899	305.919.692	27.874.187
Sz3B	2025	683.036	49.301.565	1.362.155	1.145.799	69.409.803	-	168.140.144	8.765.293	78.039.451	24.682.416	-	371.732.023	27.874.187
	2030	33.718.410	89.931.748	3.485.240	5.086.342	9.454.420	-	135.032.693	23.869.811	80.636.330	1.590.876	-	353.833.072	27.874.187
	2035	47.278.042	129.046.137	3.442.461	11.041.710	-	-	113.250.309	34.565.753	26.997.231	1.569.569	-	337.669.639	27.874.187
	2040	40.601.698	187.394.489	3.610.722	27.214.356	-	4.577.311	-	35.980.360	51.888.414	-	144.482	320.560.711	27.874.187
	2045	47.112.575	204.423.058	3.255.442	18.237.890	-	4.515.505	-	24.561.348	34.271.759	-	144.283	305.919.692	27.874.187

Tab. 57: Installierte thermische Leistung der Systemoptimierung der unterschiedlichen Szenarien in Westerstede

Th. Energie	kW	GWP	WP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWK H ₂	KWK Biomasse	Speicher
Base	2021	-	8.439	4.524	3.466	38.812	-	109.538	13.444	8.015	-	20.454	-
Sz1	2025	-	18.806	4.524	5.863	25.428	-	81.647	13.809	8.015	-	18.668	90.338
	2030	11.340	35.136	4.524	14.047	3.614	-	58.380	13.886	7	-	18.405	90.342
	2035	12.340	51.882	4.524	31.006	648	27.941	-	15.401	-	1.485	11.344	90.320
	2040	12.340	71.426	4.524	21.938	-	28.260	-	13.108	-	1.485	7.241	90.418
	2045	12.340	71.203	4.524	18.356	-	29.363	-	13.094	-	1.485	6.031	90.526
Sz2	2025	-	20.077	4.524	5.761	24.669	-	81.353	13.888	5.576	-	18.337	90.286
	2030	12.340	36.922	4.537	18.699	3.390	-	43.607	15.392	250	-	19.225	90.286
	2035	12.340	55.050	4.537	27.136	-	-	24.046	15.529	250	-	12.564	90.484
	2040	12.340	75.203	4.537	28.067	-	-	-	15.234	-	434	10.713	91.069
	2045	12.340	83.526	4.537	23.945	-	-	-	15.229	-	434	8.279	91.404
Sz3	2025	-	18.295	4.524	5.446	25.173	-	80.657	13.822	7.634	-	18.420	90.408
	2030	11.340	32.583	4.524	12.297	3.333	178	57.118	14.018	8	-	17.986	90.416
	2035	11.340	47.193	4.524	29.030	619	27.459	-	15.297	-	1.343	9.434	90.400
	2040	11.340	64.183	4.524	19.693	-	27.459	-	12.906	-	1.343	6.513	90.724
	2045	11.340	62.577	4.524	16.104	-	28.637	-	12.903	-	1.348	5.353	90.840
Sz3A	2025	-	12.619	4.524	6.811	25.176	-	83.668	13.760	8.238	-	20.938	90.800
	2030	8.340	26.907	4.530	10.929	3.331	-	61.774	14.745	358	-	20.987	90.800
	2035	11.340	39.425	4.530	24.913	478	21.143	-	15.662	-	8.791	18.773	94.053
	2040	11.340	42.763	4.530	19.699	-	22.616	-	15.269	-	8.791	14.828	109.271
	2045	11.340	39.730	4.530	16.784	-	24.591	-	15.274	-	8.793	14.634	112.111
Sz3B	2025	2.000	21.199	4.524	5.012	25.090	-	79.371	13.903	6.843	-	17.749	90.302
	2030	11.340	35.487	4.524	13.462	3.363	-	54.290	14.071	336	-	17.745	90.302
	2035	12.340	50.560	4.524	18.244	-	-	45.621	14.271	336	-	5.614	90.492
	2040	12.340	74.079	4.524	28.276	-	2.315	-	15.640	-	29	9.124	94.097
	2045	12.340	80.183	4.524	24.000	-	2.315	-	15.636	-	29	7.959	93.938

Tab. 58: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Westerstede. Teil 1/3

	Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWK H ₂	KWK Biomasse
RES NT	Base	2021	11.294.030	-	-	1	1.265.682	-	15.563.466	-	-	-	1.561.071
		2025	23.487.043	-	396.668	89.382	601.853	-	8.914.399	550.836	1.676	-	3.066.334
	Sz1	2030	30.601.795	-	637.162	646.969	330.242	-	5.530.999	1.863.947	1.613	-	5.324.566
		2035	37.302.700	-	625.832	2.853.879	-	1.194.803	-	5.804.943	-	-	4.666.258
		2040	51.308.514	-	580.352	2.297.057	-	1.203.074	-	3.605.300	-	-	4.020.939
		2045	58.725.792	-	565.086	2.510.123	-	4.016.266	-	3.338.994	-	-	3.219.938
	Sz2	2025	23.652.498	-	457.650	81.274	582.982	-	9.960.333	635.427	-	-	3.446.811
		2030	29.236.678	-	659.864	1.392.176	30.446	-	4.937.715	4.290.786	-	-	7.826.229
		2035	46.446.288	-	644.246	2.632.246	-	-	142.070	5.249.129	-	-	6.418.272
		2040	58.212.073	-	620.562	3.708.382	-	-	-	4.631.944	-	-	8.189.397
		2045	71.060.288	-	565.609	3.472.458	-	-	-	3.799.105	-	-	5.495.957
	Sz3	2025	23.469.104	-	390.168	105.390	358.527	-	10.180.291	582.996	5.865	-	3.640.318
		2030	33.168.527	-	605.267	690.846	325.916	246.373	7.974.332	1.968.042	5.682	-	5.508.121
		2035	42.151.090	-	625.170	2.664.574	-	5.750.891	-	5.596.511	-	-	4.501.747
		2040	59.368.900	-	570.057	2.336.381	-	5.649.024	-	3.482.538	-	-	3.798.968
		2045	65.188.051	-	547.744	2.704.349	-	9.130.245	-	3.384.211	-	-	3.210.188
	Sz3A	2025	14.656.240	-	320.405	129.743	485.428	-	18.451.153	524.054	39.957	-	3.942.063
		2030	30.467.465	-	340.906	662.216	308.159	-	7.672.332	2.387.033	35.756	-	10.245.976
		2035	37.055.995	-	404.035	1.282.502	-	6.157.962	-	4.493.729	-	-	13.268.107
		2040	46.466.510	-	341.787	1.397.569	-	10.183.866	-	4.149.563	-	-	13.046.923
		2045	48.359.248	-	408.634	1.590.623	-	15.459.699	-	3.887.246	-	-	13.998.702
	Sz3B	2025	25.336.709	-	515.582	73.725	342.635	-	8.206.704	666.823	33.624	-	3.323.747
		2030	33.488.096	-	658.724	818.787	325.916	-	7.301.249	1.936.370	22.010	-	5.696.634
		2035	48.381.191	-	606.002	2.266.006	-	-	3.736.155	3.188.807	22.910	-	2.643.526
		2040	58.954.532	-	615.259	3.796.986	-	-	-	4.815.557	-	-	5.887.303
		2045	70.363.879	-	588.066	3.761.753	-	-	-	4.079.850	-	-	4.962.551

Tab. 58: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Westerstede. Teil 2/3

	Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWK H ₂	KWK Biomasse
RES HT	Base	2021	7.255.819	-	-	-	101.552.380	-	208.907.931	-	-	-	42.177.830
		2025	20.514.769	-	840.292	855.825	69.690.677	-	157.100.506	10.694.710	22.953.965	-	58.942.173
	Sz1	2030	59.011.657	40.658.040	2.694.474	4.426.839	9.396.745	-	129.193.969	21.997.725	17.161	-	64.646.882
		2035	93.741.517	47.190.616	2.974.757	21.390.596	1.566.294	71.568.741	-	33.754.524	-	2.675.412	37.325.099
		2040	127.685.486	35.128.670	2.531.974	7.155.343	-	72.714.078	-	18.457.436	-	2.396.890	23.871.437
		2045	121.867.607	31.012.949	2.296.179	4.519.035	-	72.073.006	-	15.275.196	-	2.224.105	15.337.806
	Sz2	2025	23.310.823	-	924.222	933.612	68.826.821	-	153.969.771	10.791.343	16.136.615	-	60.104.118
		2030	64.365.237	46.568.789	2.816.190	8.360.751	9.423.974	-	91.641.022	27.896.616	323.585	-	68.190.277
		2035	93.057.936	48.629.556	3.067.540	16.774.545	-	-	42.505.463	34.187.479	377.599	-	51.035.229
		2040	129.055.729	42.026.812	2.909.206	16.430.200	-	-	-	28.519.059	-	106.365	40.789.166
		2045	138.396.012	38.359.279	2.366.863	8.124.608	-	-	-	20.107.674	-	73.108	26.473.229
	Sz3	2025	19.409.794	-	874.122	851.574	69.051.276	-	153.749.814	10.692.677	22.564.927	-	57.870.227
		2030	50.266.917	39.227.541	2.668.879	3.679.851	9.128.504	-	125.553.470	22.442.822	14.327	-	62.302.921
		2035	78.627.284	43.839.908	3.087.830	22.221.341	1.501.137	66.716.866	-	35.741.826	-	3.070.258	32.080.905
		2040	105.023.211	32.796.552	2.521.198	5.597.859	-	67.758.980	-	18.099.580	-	2.034.136	21.896.004
		2045	97.290.514	28.368.372	2.293.122	2.743.356	-	67.862.162	-	13.884.818	-	2.051.926	12.606.324
	Sz3A	2025	14.836.821	-	852.904	1.362.053	68.924.376	-	145.478.952	15.484.578	23.149.104	-	67.086.755
		2030	34.476.383	26.942.391	1.777.884	2.143.174	9.146.260	-	143.342.818	22.346.538	985.392	-	72.987.564
		2035	57.882.560	28.762.215	2.344.676	20.605.661	1.117.874	49.087.955	-	27.784.132	-	31.266.558	62.952.807
		2040	57.964.502	19.141.579	1.477.751	7.559.779	-	49.998.383	-	22.017.887	-	31.491.261	58.439.644
		2045	50.661.636	18.252.386	1.367.662	3.395.883	-	50.002.872	-	18.001.277	-	31.312.792	52.068.461
	Sz3B	2025	23.964.855	-	846.574	684.099	69.067.168	-	155.723.401	8.098.470	21.489.593	-	54.598.729
		2030	56.443.652	39.943.952	2.826.517	3.737.089	9.128.504	-	118.561.563	21.933.441	1.485.222	-	61.323.300
		2035	80.664.947	33.083.599	2.836.459	8.027.713	-	-	99.733.415	31.376.946	1.468.587	-	20.567.627
		2040	128.439.957	38.618.945	2.995.464	17.302.624	-	4.577.311	-	31.164.802	-	16.232	33.904.338
		2045	134.059.179	31.147.109	2.667.376	8.581.215	-	4.515.505	-	20.481.498	-	8.155	21.914.652

Tab. 58: Wärmebereitstellung in den Temperaturniveaus nach Technologien in Westerstede. Teil 3/3.

	Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWK H ₂	KWK Biomasse
IND	Base	2021	-	-	-	-	-	-	4.096.585	-	3.397.724	-	20.167.681
		2025	-	-	-	609.445	-	-	4.355.298	-	3.118.005	-	19.791.439
	Sz1	2030	-	2.558.613	-	658.310	-	-	11.005.420	-	38.032	-	13.613.811
		2035	-	2.625.213	-	4.949.485	-	-	-	-	-	2.974.060	17.325.429
		2040	-	5.094.349	-	4.998.165	-	-	-	-	-	2.996.253	14.785.419
		2045	-	4.047.971	-	5.084.248	-	-	-	-	-	2.944.901	15.797.067
	Sz2	2025	-	-	-	673.605	-	-	4.505.414	-	3.087.570	-	19.607.598
		2030	-	2.582.368	-	863.892	-	-	9.345.395	-	1.573.512	-	13.509.021
		2035	-	2.609.943	-	1.092.264	-	-	10.206.013	-	1.448.945	-	12.517.021
		2040	-	6.683.164	-	5.772.224	-	-	-	-	-	2.161.188	13.257.610
		2045	-	6.068.907	-	5.729.467	-	-	-	-	-	2.176.361	13.899.452
	Sz3	2025	-	-	-	554.211	-	-	4.379.377	-	3.117.211	-	19.823.388
		2030	-	3.895.485	-	577.201	-	-	9.490.587	-	38.807	-	13.872.107
		2035	-	4.090.328	-	4.179.600	-	-	-	-	-	2.916.220	16.688.038
		2040	-	6.988.356	-	3.727.512	-	-	-	-	-	2.924.262	14.234.057
		2045	-	5.627.879	-	3.757.099	-	-	-	-	-	2.873.856	15.615.353
	Sz3A	2025	-	-	-	810.174	-	-	5.656.292	-	2.976.977	-	18.430.745
		2030	-	5.001.595	-	636.033	-	-	7.481.866	-	1.772.455	-	12.982.237
		2035	-	5.607.201	-	3.590.110	-	-	-	-	-	2.909.584	15.767.292
		2040	-	7.725.298	-	3.181.302	-	-	-	-	-	2.974.004	13.993.582
		2045	-	6.578.052	-	3.034.298	-	-	-	-	-	2.992.107	15.269.730
	Sz3B	2025	-	-	-	387.975	-	-	4.210.039	-	3.159.199	-	20.116.975
		2030	-	4.473.800	-	530.466	-	-	9.169.881	-	83.644	-	13.616.397
		2035	-	13.481.306	-	747.991	-	-	9.780.739	-	78.073	-	3.786.078
		2040	-	9.534.419	-	6.114.746	-	-	-	-	-	128.249	12.096.773
		2045	-	14.448.581	-	5.894.922	-	-	-	-	-	136.128	7.394.555

8.5.2 Mainz

Tab. 59: Wärmebereitstellung nach Technologien in Mainz. Teil 1/2.

Th. Energie	kWh	GWP FW	PtH FW	K. Öl FW	K. H ₂ FW	K. Gas FW	K. Biomasse FW	KWK Biomasse FW	KWK FW	KWK H ₂ FW	WP	ST
Base	2021	-	-	762.447	-	40.290.997	121.252.836	-	450.000.000	-	22.967.209	4.687.514
Sz1	2025	500.010.144	-	-	-	-	2.963.064	86.333.777	82.332.621	-	301.324.708	29.055.683
	2030	469.725.870	-	-	-	-	7.273.855	82.535.700	254.646.934	-	533.461.093	28.996.216
	2035	428.742.100	2.647.713	1.818.080	175.011.610	-	-	58.680.280	-	346.592.249	774.970.037	28.975.949
	2040	277.976.517	1.801.258	-	136.106.986	-	541.202	24.966.911	-	517.665.137	795.607.517	27.704.757
	2045	222.431.545	1.986.290	-	142.918.320	-	541.202	25.075.103	-	614.866.043	694.631.455	26.325.151
Sz2	2025	217.009.559	-	577.465	-	78.945.121	9.780.524	54.321.805	485.678.195	-	187.490.532	6.080.030
	2030	507.350.862	4.130.201	16.193	-	82.276.544	11.967.582	50.355.273	311.590.749	-	519.245.950	7.581.824
	2035	487.067.038	6.093.570	-	-	92.142.147	19.798.160	37.425.141	314.625.501	-	761.390.307	8.440.232
	2040	453.908.603	396.549	-	59.493.875	-	519.924	58.202.902	-	222.362.606	934.993.383	8.425.138
	2045	443.806.523	86.946	-	42.863.219	-	109.806	57.554.425	-	217.780.165	904.658.603	8.229.462
Sz3	2025	492.836.663	-	-	-	-	4.366.892	83.508.824	207.333.785	-	408.080.873	11.542.324
	2030	431.063.731	-	-	-	-	23.774.595	64.340.335	363.527.510	-	558.638.275	12.082.348
	2035	417.702.666	1.577.763	1.014.369	135.904.605	-	-	57.001.356	-	347.668.149	802.175.827	12.871.245
	2040	281.527.540	967.486	-	100.745.195	-	-	19.379.125	-	507.554.109	812.823.052	12.219.681
	2045	225.694.447	1.191.274	-	120.108.909	-	-	20.693.784	-	610.619.898	660.023.091	11.470.712
Sz3A	2025	333.971.902	-	-	-	5.703.687	29.221.082	55.072.623	484.927.377	-	268.025.498	6.476.060
	2030	224.464.116	-	19.698	-	16.442.273	22.888.401	48.979.555	425.255.667	364.880.178	353.290.031	6.644.999
	2035	235.240.320	6.481.370	3.633.199	218.612.656	-	-	50.725.842	-	605.863.517	432.946.077	7.324.256
	2040	229.236.500	2.636.283	-	152.369.147	-	-	59.727.923	-	580.623.887	432.883.085	2.255.610
	2045	231.778.918	2.608.969	-	167.992.980	-	-	56.325.489	-	602.870.418	329.052.250	2.705.406
Sz3B	2025	251.001.662	-	226.388	-	18.294.534	27.689.349	51.080.677	488.919.323	-	238.140.317	6.413.818
	2030	433.074.852	3.422.863	-	-	12.944.570	12.584.103	55.953.849	369.083.062	-	553.931.289	6.793.848
	2035	458.976.231	341.535	-	-	17.687.918	-	23.705.935	297.751.314	-	802.106.860	7.208.517
	2040	452.169.003	12.403.522	-	46.276.999	-	-	54.581.124	-	218.952.217	938.266.422	8.045.331
	2045	445.363.691	10.232.461	-	35.124.880	-	-	54.759.511	-	214.253.499	902.436.448	7.876.588

Tab: 59: Wärmebereitstellung nach Technologien in Mainz. Teil 2/2.

Th. Energie	kWh	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWKH ₂	Nachfrage Res	Nachfrage Ind
Base	2021	146.190	109.393.650		1.067.345.732	62.033.596	477.826.521	-	1.562.766.436	737.303.647
	2025	196.056	49.452.716		618.610.235	3.519.557	626.827.021	-	1.545.397.363	709.925.424
	2030	384.525			359.356.391	6.975.510	518.834.325	-	1.493.037.884	709.925.424
Sz1	2035	48.347.749		46.217.058	-	62.517.484	-	258.936.865	1.445.064.247	709.925.424
	2040	32.950.666		49.685.954	-	52.520.964	-	261.500.926	1.391.154.781	709.925.424
	2045	25.599.659		72.904.314	-	59.003.467	-	293.187.072	1.347.833.310	709.925.424
	2025	534.012	48.767.955	-	642.049.824	61.691.011	510.610.237	-	1.523.998.584	709.925.424
	2030	3.397.104		-	363.639.742	67.604.396	296.917.894	-	1.446.389.811	709.925.424
Sz2	2035	24.969.133		-	164.757.715	86.167.553	146.956.059	741.114	1.369.053.635	709.925.424
	2040	62.357.461		-	-	63.067.501	-	202.096.611	1.298.100.057	709.925.424
	2045	48.905.667		-	-	64.878.133	-	208.910.912	1.233.458.299	709.925.424
	2025	221.818	48.767.955		612.908.276	7.887.470	412.707.235	-	1.523.998.584	709.925.424
	2030	968.442			363.756.170	27.578.475	374.731.377	-	1.446.389.811	709.925.424
Sz3	2035	53.053.373		655.438	-	65.894.389	-	255.378.131	1.369.053.635	709.925.424
	2040	30.643.066		2.894.255	-	55.726.898	-	255.902.792	1.298.100.057	709.925.424
	2045	25.843.231		38.611.953	-	59.634.321	-	283.163.240	1.233.458.299	709.925.424
	2025	524.883	48.767.955		637.336.374	40.985.385	390.677.078	-	1.523.998.584	709.925.424
	2030	2.810.708			407.464.411	59.643.972	307.463.585	415.902	1.446.389.811	709.925.424
Sz3A	2035	48.099.812		2.472.487		78.600.344	-	472.529.478	1.369.053.635	709.925.424
	2040	32.783.169		2.895.268		60.268.090	-	530.468.543	1.298.100.057	709.925.424
	2045	36.565.204		4.575.784		55.256.773	-	535.384.602	1.233.458.299	709.925.424
	2025	800.558	48.767.955	-	634.870.333	50.614.519	480.383.497	-	1.523.998.584	709.925.424
	2030	2.692.815		-	387.666.940	55.634.668	325.388.611	-	1.446.389.811	709.925.424
Sz3B	2035	14.510.389		-	256.608.651	66.407.720	192.342.155	189.819	1.369.053.635	709.925.424
	2040	82.623.277		-		70.928.504	-	181.611.687	1.298.100.057	709.925.424
	2045	77.089.801		-		70.621.851	-	181.381.801	1.233.458.299	709.925.424

Tab. 60: Installierte thermische Leistung der Szenarien in Mainz. Teil 1.2

		KWK Biomasse th FW	K. H ₂ th	KWK th H ₂ FW	KWK th	KWK th FW	K.Biomasse	K.Biomasse FW	K.Gas	K.Gas FW	K.H ₂
Base	2021	27.555	-	-	59.762	81.262	20.726	115.000	507.918	11.500	-
	2025	27.555	-	-	173.978	81.262	21.936	115.000	241.247	-	-
	2030	27.555	-	-	151.111	81.262	21.936	115.000	147.733	-	-
Sz1	2035	10.273	53.031	103.886	-	-	24.568	-	0	-	20.194
	2040	10.273	55.302	105.926	-	-	22.548	3.633	0	-	21.505
	2045	10.273	64.261	105.926	-	-	24.816	3.633	0	-	30.431
Sz2	2025	27.555	-	-	79.398	81.262	26.289	115.000	323.991	46.313	-
	2030	27.555	-	-	56.407	81.262	27.610	115.000	159.423	46.313	-
	2035	27.555	1.605	-	22.907	81.262	28.263	115.000	155.243	46.313	-
	2040	27.555	38.162	78.217	-	-	26.382	7.371	0	-	-
	2045	27.555	39.987	78.217	-	-	26.468	7.371	0	-	-
Sz3	2025	27.555	-	-	107.517	81.262	22.660	115.000	244.612	-	-
	2030	27.555	-	-	84.527	81.262	26.494	115.000	158.154	-	-
	2035	8.618	51.261	105.926	-	-	26.197	-	0	-	331
	2040	8.618	53.366	105.926	-	-	24.533	-	0	-	1.294
	2045	8.618	60.652	105.926	-	-	24.873	-	0	-	15.421
Sz3A	2025	22.044	-	-	79.953	81.262	27.150	115.000	251.132	11.500	-
	2030	22.044	124	60.235	56.963	33.074	28.546	115.000	264.500	11.500	-
	2035	22.044	113.180	105.926	-	-	28.514	-	0	-	1.061
	2040	22.044	131.331	105.926	-	-	24.685	-	0	-	1.279
	2045	22.044	139.044	105.926	-	-	21.475	-	0	-	2.113
Sz3B	2025	27.555	-	-	85.520	81.262	26.251	115.000	255.458	11.500	-
	2030	27.555	-	-	62.981	81.262	26.980	115.000	266.732	11.500	-
	2035	27.555	1.582	-	30.283	81.262	24.392	115.000	190.331	11.500	-
	2040	27.555	34.430	77.540	-	-	26.268	-	0	-	-
	2045	27.555	34.520	77.540	-	-	25.579	-	0	-	-

Tab. 60: Installierte thermische Leistung der Szenarien in Mainz. Teil 2.2

		K. H ₂ FW	K.Öl	K. Öl FW	PtH	PtH FW	ST	WP	GWP FW	Speicher
Base	2021	-	48.332	36.446	2.911	10.000	8.971	9.787	-	24.636
	2025	-	18.475	29.862	4.498	10.000	49.186	116.226	60.600	24.636
	2030	-	-	29.862	5.468	10.000	49.186	214.204	60.600	24.679
Sz1	2035	115.000	-	29.862	53.005	22.171	49.186	320.347	60.600	26.002
	2040	115.000	-	-	56.985	22.171	49.186	328.454	60.600	26.381
	2045	115.000	-	-	58.200	22.171	49.186	292.185	60.600	26.628
	2025	-	18.024	17.371	5.170	10.000	8.971	75.106	55.000	24.636
	2030	-	-	1.087	14.645	10.000	10.433	206.216	60.600	24.812
Sz2	2035	-	-	-	38.129	10.000	10.748	313.794	60.600	26.428
	2040	95.264	-	-	56.799	10.000	10.863	399.228	60.600	26.680
	2045	95.264	-	-	57.582	10.000	10.863	386.305	60.600	26.680
	2025	-	18.271	24.848	4.474	10.000	16.325	158.801	60.600	24.636
	2030	-	-	24.848	7.878	10.000	16.325	220.277	60.600	24.636
Sz3	2035	113.012	-	24.848	53.455	16.500	16.325	329.527	60.600	29.833
	2040	113.012	-	-	59.484	16.500	16.325	334.752	60.600	59.452
	2045	113.012	-	-	61.090	16.500	16.325	278.312	60.600	61.670
	2025	-	18.158	37.839	5.141	10.000	9.083	106.537	60.600	24.636
	2030	-	-	37.839	17.252	10.000	9.083	142.057	60.600	24.812
Sz3A	2035	115.000	-	37.839	59.534	22.433	9.083	179.059	60.600	26.428
	2040	115.000	-	-	60.781	22.433	9.083	179.436	60.600	31.520
	2045	115.000	-	-	63.038	22.433	9.083	138.552	60.600	31.520
	2025	-	17.929	10.267	6.155	10.000	8.971	96.756	55.000	24.636
	2030	-	-	-	12.788	10.000	9.274	227.421	60.600	24.744
Sz3B	2035	-	-	-	30.900	10.000	9.326	337.309	60.600	26.128
	2040	103.594	-	-	57.160	10.000	10.201	401.915	60.600	26.381
	2045	103.594	-	-	58.583	10.000	10.201	386.706	60.600	26.793

8.5.3 Fellbach

Tab. 61: Wärmebereitstellung nach Technologien in Fellbach

Th. Energie	kWh	GWP FW	K. H ₂ FW	KWK H ₂ FW	WP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomasse	KWK	KWK H ₂	Nachfrage Res	Nachfrage Ind
Base	2021	-	-	-	12.977.663	149.304	143.787	110.622.648	-	305.839.196	18.393.810	36.697.406	-	444.870.894	28.082.367
Sz1	2025	28.096.700	-	-	44.347.114	144.881	1.190.681	29.493.404	-	265.683.514	24.438.174	89.773.791	-	435.070.133	29.214.051
	2030	31.427.018	-	-	87.048.495	144.967	2.044.995	12.144.904	-	233.394.827	24.899.684	64.207.881	-	421.259.250	29.214.051
	2035	36.893.252	-	-	134.612.500	144.973	35.953.999	-	149.859.307	-	42.841.636	-	41.351.141	408.322.264	29.214.051
	2040	34.604.275	-	-	180.465.755	144.966	6.990.681	-	151.718.718	-	21.550.742	-	35.888.652	395.434.777	29.214.051
	2045	31.884.193	-	-	175.695.981	144.948	5.732.321	-	151.590.194	-	16.231.632	-	39.976.648	383.964.147	29.214.051
Sz2	2025	41.965.212	-	-	44.470.161	144.973	1.412.666	29.196.014	-	228.772.736	23.737.348	96.827.301	-	430.683.200	29.214.051
	2030	55.249.430	-	-	88.289.949	144.957	4.623.995	11.826.226	-	181.355.973	28.192.775	76.227.018	-	410.205.546	29.214.051
	2035	54.929.631	50.108	1.600.571	162.247.326	144.941	13.450.023	-	-	113.715.005	41.332.246	40.994.409	-	392.225.726	29.214.051
	2040	52.689.439	114.436	2.100.479	257.200.076	208.721	41.078.331	-	2.646.336	-	39.697.799	-	14.375.544	373.079.019	29.214.051
	2045	49.832.577	65.649	2.425.595	281.444.428	206.044	20.333.697	-	2.631.546	-	27.232.465	-	14.354.691	355.362.084	29.214.051
Sz3	2025	26.386.967	-	-	55.040.470	144.841	1.139.595	29.196.014	-	257.100.062	24.313.179	84.342.349	-	430.683.200	29.214.051
	2030	33.397.818	339.825	-	112.257.068	144.910	1.954.652	11.826.226	359.861	201.305.884	24.103.300	58.662.595	-	410.205.546	29.214.051
	2035	37.013.261	1.128.802	3.347.901	178.400.309	144.967	38.548.736	-	87.778.607	-	42.041.444	-	37.817.809	392.225.726	29.214.051
	2040	32.497.354	930.602	4.339.477	226.023.185	144.973	6.841.505	-	88.100.089	-	20.192.780	-	31.907.329	373.079.019	29.214.051
	2045	29.212.380	4.151	10.466.344	211.124.137	136.814	5.747.782	-	89.686.106	-	15.634.180	-	34.706.188	355.362.084	29.214.051
Sz3A	2025	13.630.826	-	-	47.498.885	42.065	887.362	29.196.014	-	228.328.896	19.294.532	131.383.830	-	430.683.200	29.214.051
	2030	15.105.833	127.667	11.102.264	105.337.896	144.973	2.393.898	11.826.226	-	159.951.507	22.970.635	114.185.762	-	410.205.546	29.214.051
	2035	17.108.624	224.071	11.179.531	164.029.281	135.090	19.089.378	-	36.375.815	-	25.134.262	-	153.087.830	392.225.726	29.214.051
	2040	14.355.227	328.207	10.062.980	166.853.778	17.195	6.052.629	-	36.177.390	-	19.247.132	-	164.319.925	373.079.019	29.214.051
	2045	15.262.359	735.952	10.927.692	144.985.330	21.415	5.122.689	-	36.133.469	-	19.206.252	-	170.094.857	355.362.084	29.214.051
Sz3B	2025	18.911.689	-	-	55.860.231	135.512	878.044	29.196.014	-	226.917.303	18.576.625	126.742.877	-	430.683.200	29.214.051
	2030	33.406.783	-	-	113.978.826	144.967	2.583.259	11.826.226	-	163.383.544	21.652.624	97.104.572	-	410.205.546	29.214.051
	2035	33.488.563	-	-	174.706.136	144.973	7.992.945	-	-	113.113.569	23.312.016	73.526.601	-	392.225.726	29.214.051
	2040	32.166.830	-	-	277.392.540	217.779	39.279.002	-	463.528	-	39.894.791	-	17.928.866	373.079.019	29.214.051
	2045	29.379.222	-	-	305.970.391	227.230	18.221.390	-	467.397	-	24.604.872	-	17.857.988	355.362.084	29.214.051

Tab. 62: Installierte thermische Leistung je Szenario in Fellbach

Th. Energie	kW	GWP FW	K. H ₂ FW	KWK H ₂ FW	WP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H ₂
Base	2021	-	-	-	6.577	178	2.085	45.824	-	138.431	8.873	5.558	-
	2025	7.211	-	-	18.714	178	7.835	10.741	-	102.774	11.110	13.864	-
	2030	7.211	-	-	36.919	178	9.669	4.786	-	91.591	11.147	12.159	-
	2035	8.211	-	-	56.960	178	34.244	-	55.129	-	11.195	-	7.285
	2040	8.211	-	-	77.531	178	32.298	-	55.774	-	10.505	-	7.411
	2045	8.211	-	-	75.654	178	32.305	-	55.911	-	9.563	-	8.069
Sz2	2025	11.574	-	-	18.714	178	9.061	10.910	-	90.499	11.178	18.391	-
	2030	11.574	-	-	36.919	178	13.829	4.694	-	74.323	11.234	16.687	-
	2035	11.574	1.000	1.059	69.778	178	23.890	-	-	42.225	11.190	12.833	-
	2040	11.574	1.000	1.059	110.244	256	41.171	-	1.162	-	11.178	-	2.602
	2045	11.574	1.000	1.059	120.568	256	41.171	-	1.162	-	11.068	-	2.602
Sz3	2025	7.118	-	-	23.568	178	7.614	11.217	-	99.140	11.116	12.911	-
	2030	8.118	1.000	-	47.841	178	10.006	4.721	122	80.282	11.176	11.207	-
	2035	8.118	1.000	1.059	75.594	178	36.768	-	33.682	-	11.033	-	6.723
	2040	8.118	1.000	1.059	96.817	178	34.822	-	33.812	-	10.271	-	6.770
	2045	8.118	1.000	2.119	90.215	178	34.822	-	34.425	-	9.705	-	7.233
Sz3A	2025	4.726	-	-	20.298	178	7.764	10.835	-	90.593	11.115	25.295	-
	2030	4.726	461	2.374	44.571	178	12.210	4.660	-	65.865	11.206	23.591	-
	2035	4.726	512	2.374	70.321	178	30.048	-	14.779	-	11.043	-	33.753
	2040	4.726	2.000	2.374	71.204	178	28.444	-	14.779	-	10.887	-	36.533
	2045	4.726	2.000	2.597	61.696	178	29.445	-	14.779	-	10.699	-	38.045
Sz3B	2025	5.426	-	-	23.568	178	7.228	10.660	-	90.484	11.011	23.388	-
	2030	7.426	-	-	47.841	178	11.676	4.678	-	68.260	11.173	21.684	-
	2035	7.426	-	-	75.903	178	19.893	-	-	41.842	11.152	17.745	-
	2040	7.426	-	-	119.628	267	39.467	-	170	-	11.159	-	3.127
	2045	7.426	-	-	131.976	281	39.521	-	170	-	11.126	-	3.127

Tab. 63: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Fellbach. Teil 1/4.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
Base	2021	12.977.663	-	149.304	12.244	2.583.672	-	-	8.261.256	812.837	-	-	-
RES NT	2025	26.841.808	18.046	144.881	53.490	-	-	-	1.671.281	2.380.966	2.073.480	-	-
	2030	36.468.473	469.275	144.967	137.864	170.140	-	-	4.236.661	2.552.868	1.809.379	-	-
	2035	43.618.415	2.272.778	144.973	2.031.769	-	2.425.187	-	-	5.025.291	-	1.318.865	-
	2040	56.982.994	1.786.707	144.966	403.470	-	3.955.595	-	-	2.507.861	-	1.992.245	-
	2045	64.863.669	1.790.120	144.948	450.495	-	4.321.787	-	-	2.132.059	-	3.758.070	-
	2025	28.342.460	951.089	144.973	30.609	111.298	-	-	2.383.587	2.573.639	1.256.461	-	-
	2030	36.795.074	6.357.028	144.957	514.540	207.791	-	-	5.609.880	3.731.117	929.570	-	-
	2035	52.429.135	7.583.540	144.941	875.588	-	-	7.151	3.093.433	4.980.495	383.963	-	228.407
	2040	66.404.291	9.489.106	208.721	2.460.958	-	-	21.659	-	5.773.893	-	-	397.548
	2045	82.134.911	11.001.051	206.044	755.179	-	-	15.450	-	4.084.830	-	-	570.849
	2025	28.707.473	81.638	144.841	61.692	1.258.968	-	-	1.064.067	2.450.993	2.024.445	-	-
	2030	42.252.652	2.107.217	144.910	157.130	326.070	-	21.441	5.001.372	2.599.272	1.679.894	-	-
	2035	49.704.490	3.896.281	144.967	2.192.602	-	6.834.072	118.826	-	5.123.533	-	1.359.457	352.424
	2040	66.301.191	5.667.463	144.973	383.267	-	7.208.968	162.295	-	2.510.913	-	1.620.310	756.795
	2045	74.217.517	6.458.454	136.814	446.845	-	8.740.829	918	-	2.254.274	-	4.198.701	2.313.964
	2025	21.173.186	-	42.065	17.404	2.378.259	-	-	4.909.980	1.869.425	8.864.414	-	-
	2030	42.373.296	1.302.916	144.973	189.465	-	-	11.012	918.960	2.866.183	5.525.553	-	957.598
	2035	53.496.085	1.408.601	135.090	347.550	-	1.709.762	18.448	-	3.138.354	-	8.552.321	920.442
	2040	56.258.638	-	17.195	483.575	-	1.728.405	-	-	2.549.817	-	24.108.374	-
	2045	60.534.615	1.376.490	21.415	1.146.322	-	1.737.863	66.374	-	2.592.269	-	30.307.414	985.552
	2025	29.785.549	-	135.512	23.899	-	-	-	1.621.874	1.314.629	4.237.524	-	-
	2030	42.244.113	1.780.175	144.967	189.292	131.586	-	-	4.159.306	2.315.292	3.325.226	-	-
	2035	53.309.280	3.508.772	144.973	636.171	-	-	-	5.263.044	3.171.329	3.693.082	-	-
	2040	70.762.065	4.615.890	217.779	3.031.004	-	-	-	-	6.129.439	-	-	-
	2045	87.956.223	5.830.061	227.230	869.308	-	-	-	-	3.885.493	-	-	-

Tab. 63: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Fellbach. Teil 2/4.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
Base	2021	-	-	-	131.543	107.957.457	-	-	276.172.841	17.580.973	30.101.657	-	-
RES HT	2025	17.505.306	9.194.578	-	1.137.191	29.493.404	-	-	248.116.888	22.057.208	74.381.605	-	-
	2030	50.580.022	26.118.273	-	1.907.131	11.974.764	-	-	213.472.609	22.346.816	48.870.008	-	-
	2035	90.994.085	30.499.981	-	24.750.332	-	147.434.120	-	-	37.816.346	-	19.990.122	-
	2040	123.482.761	26.102.606	-	2.671.891	-	147.763.123	-	-	19.042.881	-	8.597.675	-
	2045	110.832.312	22.016.354	-	1.380.399	-	147.268.408	-	-	14.099.573	-	10.905.954	-
	2025	16.127.700	33.870.192	-	1.382.057	29.084.716	-	-	213.018.309	21.163.709	80.242.399	-	-
	2030	51.494.875	41.547.761	-	4.109.455	11.618.434	-	-	162.210.358	24.461.659	60.473.046	-	-
	2035	109.818.191	38.745.623	-	8.338.432	-	-	36.534	110.621.573	36.351.751	17.420.001	-	1.166.969
	2040	190.795.785	33.160.130	-	25.227.678	-	2.646.336	75.688	-	33.923.906	-	1.104.072	1.389.249
	2045	199.309.518	22.498.806	-	7.608.945	-	2.631.546	31.598	-	23.147.635	-	198.249	1.167.473
	2025	26.332.997	8.539.103	-	1.077.903	27.937.046	-	-	240.209.018	21.862.185	68.930.830	-	-
	2030	70.004.416	26.407.743	-	1.797.522	11.500.156	359.861	268.701	180.651.551	21.504.029	43.421.610	-	-
	2035	128.695.819	28.850.899	-	27.486.262	-	80.944.535	879.873	-	36.917.910	-	16.114.172	2.609.604
	2040	159.721.993	19.357.467	-	2.665.038	-	80.891.121	554.325	-	17.681.867	-	4.866.167	2.584.865
	2045	136.906.620	13.815.683	-	1.494.123	-	80.945.277	1.963	-	13.379.906	-	5.100.250	4.949.946
	2025	26.325.699	6.726.285	-	869.958	26.817.755	-	-	210.491.915	17.425.106	106.232.365	-	-
	2030	62.964.600	11.665.123	-	2.204.433	11.826.226	-	98.588	144.876.450	20.104.452	93.602.255	-	8.573.462
	2035	110.533.196	12.745.338	-	17.301.605	-	34.666.053	166.926	-	21.995.908	-	116.761.682	8.328.367
	2040	110.595.140	5.809.546	-	4.644.089	-	34.448.986	132.825	-	16.697.315	-	111.922.466	4.072.478
	2045	84.450.714	3.731.816	-	2.766.656	-	34.395.607	179.949	-	16.613.983	-	111.783.101	2.671.942
	2025	26.074.681	2.915.517	-	854.145	29.196.014	-	-	213.780.021	17.261.996	104.806.709	-	-
	2030	71.734.713	26.965.406	-	2.393.966	11.694.640	-	-	147.360.523	19.337.332	76.429.009	-	-
	2035	121.396.855	25.134.765	-	3.416.833	-	-	-	107.850.525	20.140.687	44.559.408	-	-
	2040	206.630.475	22.500.675	-	24.250.392	-	463.528	-	-	33.765.353	-	712.421	-
	2045	218.014.168	11.396.805	-	5.949.478	-	467.397	-	-	20.719.380	-	46.541	-

Tab. 63: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Fellbach. Teil 3/4.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H2	K.H2 FW	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H2	KWK H2 FW
Base	2021	12.977.663	-	149.304	12.244	2.583.672	-	-	8.261.256	812.837	-	-	-
RES NT	2025	26.841.808	18.046	144.881	53.490	-	-	-	1.671.281	2.380.966	2.073.480	-	-
	2030	36.468.473	469.275	144.967	137.864	170.140	-	-	4.236.661	2.552.868	1.809.379	-	-
	Sz1	2035	43.618.415	2.272.778	144.973	2.031.769	-	2.425.187	-	5.025.291	-	1.318.865	-
	2040	56.982.994	1.786.707	144.966	403.470	-	3.955.595	-	-	2.507.861	-	1.992.245	-
	2045	64.863.669	1.790.120	144.948	450.495	-	4.321.787	-	-	2.132.059	-	3.758.070	-
	2025	28.342.460	951.089	144.973	30.609	111.298	-	-	2.383.587	2.573.639	1.256.461	-	-
	Sz2	2030	36.795.074	6.357.028	144.957	514.540	207.791	-	5.609.880	3.731.117	929.570	-	-
	2035	52.429.135	7.583.540	144.941	875.588	-	-	7.151	3.093.433	4.980.495	383.963	-	228.407
	2040	66.404.291	9.489.106	208.721	2.460.958	-	-	21.659	-	5.773.893	-	-	397.548
	2045	82.134.911	11.001.051	206.044	755.179	-	-	15.450	-	4.084.830	-	-	570.849
	2025	28.707.473	81.638	144.841	61.692	1.258.968	-	-	1.064.067	2.450.993	2.024.445	-	-
	Sz3	2030	42.252.652	2.107.217	144.910	157.130	326.070	-	21.441	5.001.372	1.679.894	-	-
	2035	49.704.490	3.896.281	144.967	2.192.602	-	6.834.072	118.826	-	5.123.533	-	1.359.457	352.424
	2040	66.301.191	5.667.463	144.973	383.267	-	7.208.968	162.295	-	2.510.913	-	1.620.310	756.795
	2045	74.217.517	6.458.454	136.814	446.845	-	8.740.829	918	-	2.254.274	-	4.198.701	2.313.964
	2025	21.173.186	-	42.065	17.404	2.378.259	-	-	4.909.980	1.869.425	8.864.414	-	-
	Sz3A	2030	42.373.296	1.302.916	144.973	189.465	-	11.012	918.960	2.866.183	5.525.553	-	957.598
	2035	53.496.085	1.408.601	135.090	347.550	-	1.709.762	18.448	-	3.138.354	-	8.552.321	920.442
	2040	56.258.638	-	17.195	483.575	-	1.728.405	-	-	2.549.817	-	24.108.374	-
	2045	60.534.615	1.376.490	21.415	1.146.322	-	1.737.863	66.374	-	2.592.269	-	30.307.414	985.552
	2025	29.785.549	-	135.512	23.899	-	-	-	1.621.874	1.314.629	4.237.524	-	-
	Sz3B	2030	42.244.113	1.780.175	144.967	189.292	131.586	-	4.159.306	2.315.292	3.325.226	-	-
	2035	53.309.280	3.508.772	144.973	636.171	-	-	-	5.263.044	3.171.329	3.693.082	-	-
	2040	70.762.065	4.615.890	217.779	3.031.004	-	-	-	-	6.129.439	-	-	-
	2045	87.956.223	5.830.061	227.230	869.308	-	-	-	-	3.885.493	-	-	-

Tab 63: Wärmebereitstellung je Temperaturniveau und Technologie in Fellbach. Teil 4/4.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
IND	Base	2021		-	-	-	-		21.486.618		6.595.749	-	
		2025	-	-	-	-	-	-	15.895.345	-	13.318.707	-	-
		2030	-	-	-	-	-	-	15.685.557	-	13.528.494	-	-
	Sz1	2035	-	-	-	9.171.897	-	-	-	-	-	20.042.154	-
		2040	-	-	-	3.915.320	-	-	-	-	-	25.298.732	-
		2045	-	-	-	3.901.428	-	-	-	-	-	25.312.624	-
	Sz2	2025	-	514.769	-	-	-	-	13.370.841	-	15.328.441	-	-
		2030	-	853.914	-	-	-	-	13.535.735	-	14.824.402	-	-
		2035	-	1.787.604	-	4.236.003	-	-	-	-	23.190.445	-	-
		2040	-	2.552.884	-	13.389.695	-	-	-	-	-	13.271.472	-
		2045	-	3.088.036	-	11.969.574	-	-	-	-	-	14.156.442	-
	Sz3	2025	-	-	-	-	-	-	15.826.977	-	13.387.074	-	-
		2030	-	-	-	-	-	-	15.652.961	-	13.561.091	-	-
		2035	-	-	-	8.869.871	-	-	-	-	-	20.344.180	-
		2040	-	-	-	3.793.199	-	-	-	-	-	25.420.852	-
		2045	-	-	-	3.806.814	-	-	-	-	-	25.407.237	-
	Sz3A	2025	-	-	-	-	-	-	12.927.000	-	16.287.051	-	-
		2030	-	-	-	-	-	-	14.156.098	-	15.057.954	-	-
		2035	-	-	-	1.440.224	-	-	-	-	-	27.773.828	-
		2040	-	-	-	924.965	-	-	-	-	-	28.289.086	-
		2045	-	-	-	1.209.710	-	-	-	-	-	28.004.341	-
	Sz3B	2025	-	-	-	-	-	-	11.515.407	-	17.698.644	-	-
		2030	-	-	-	-	-	-	11.863.715	-	17.350.337	-	-
		2035	-	-	-	3.939.941	-	-	-	-	25.274.110	-	-
		2040	-	-	-	11.997.606	-	-	-	-	-	17.216.445	-
		2045	-	-	-	11.402.604	-	-	-	-	-	17.811.447	-

8.5.4 Burg

Tab. 64: Wärmebereitstellung nach Technologien in Burg. Teil 1/2.

Th. Energie	kWh	GWP FW	Sole GWP PP-IND	Air GWP PP-IND	PtH PP-IND	K. H ₂ PP-IND	PtH FW	KWK FW	KWK H ₂ FW	WP	ST	PtH	K.Öl
Base	2021	-	-	-	-	-	-	55.366.468	-	10.206.345	210.198	-	20.456.300
Sz1	2025	15.523.988	28.587.216	-	-	-	-	54.768.672	-	35.431.955	197.750	1.813.823	12.351.685
	2030	33.709.306	28.606.286	51.543.622	1.298.358	-	-	5.048.395	-	97.040.973	199.134	2.740.269	5.558.983
	2035	32.925.665	28.606.286	51.508.436	26.816	461.256.343	-	-	-	102.610.580	198.480	25.981.319	-
	2040	32.192.093	28.606.286	50.332.832	-	439.325.859	-	-	-	103.395.681	196.763	22.995.743	-
	2045	29.362.750	28.606.286	34.911.949	-	455.402.135	-	-	-	98.319.143	198.471	18.929.881	-
Sz2	2025	11.553.996	28.606.286	-	-	-	-	61.176.024	-	43.242.587	199.646	2.262.967	12.186.141
	2030	16.102.367	28.606.286	51.520.421	420.996.657	-	-	61.176.024	-	65.393.062	199.619	2.927.875	5.399.330
	2035	37.005.340	28.606.286	51.571.567	423.280.841	-	-	20.858.170	-	82.484.975	198.266	18.101.624	-
	2040	31.515.763	28.606.286	51.570.649	460.856.245	-	-	-	-	104.620.880	190.601	31.608.684	-
	2045	29.381.011	28.606.286	51.569.308	460.813.575	-	-	-	-	104.845.616	184.639	29.116.515	-
Sz3	2025	15.346.722	28.588.420	-	-	-	-	54.690.760	-	17.052.678	200.461	1.644.883	12.186.141
	2030	84.629.826	28.606.286	588.620	1.298.358	-	-	5.883.456	-	97.800.979	198.436	2.075.650	5.399.330
	2035	83.345.742	28.606.286	552.446	26.816	461.238.591	-	-	-	97.861.055	198.891	26.212.633	17.340
	2040	58.172.797	28.606.286	23.056.802	-	439.502.769	-	-	-	98.541.401	199.592	22.671.782	-
	2045	39.780.988	28.606.286	22.990.712	-	455.215.786	-	-	-	95.292.970	199.314	18.290.657	-
Sz3A	2025	10.709.841	28.582.290	-	-	-	3.763.767	60.174.603	-	14.826.737	77.832	1.701.182	12.186.141
	2030	15.929.202	28.606.286	44.963.369	11.379	135.140.946	3.546.640	55.356.288	-	44.916.009	201.366	1.550.173	5.399.330
	2035	14.623.914	28.606.286	44.586.116	1.044.969	446.164.995	3.144.160	-	54.853.883	45.014.280	201.552	13.152.053	-
	2040	13.928.974	28.606.286	25.691.291	2.128.224	465.715.604	1.382.660	-	55.687.779	44.382.105	151.152	13.286.386	-
	2045	12.343.365	28.606.286	16.742.856	1.952.797	475.277.018	674.083	-	54.940.417	41.425.318	99.729	12.894.467	-
Sz3B	2025	11.133.143	28.606.286	-	-	-	4.189.580	60.349.639	-	18.125.916	199.115	802.758	12.186.141
	2030	39.159.985	28.606.286	51.312.509	120.214.116	-	1.376.540	32.968.962	-	66.306.128	199.920	1.232.703	5.399.330
	2035	36.858.921	28.606.286	51.485.865	423.158.063	-	3.607.537	15.590.368	-	81.094.156	199.538	14.021.043	-
	2040	33.129.777	28.606.286	51.442.641	461.342.563	-	6.674.415	-	-	101.274.001	191.156	27.957.962	-
	2045	31.370.862	28.606.286	51.440.977	461.265.832	-	5.695.740	-	-	102.526.978	184.038	25.921.035	-

Tab. 64: Wärmebereitstellung nach Technologien in Burg. Teil 2/2.

Th. Energie	kWh	K.H ₂	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK H ₂	Nachfrage Res	Nachfrage Ind
Base	2021	-	642.528.486	42.816.436	8.236.396	-	185.966.367	569.906.171
Sz1	2025	-	555.689.944	15.753.559	49.808.438	-	169.386.791	572.990.598
	2030	3.876.524	443.054.943	22.865.261	44.107.437	566.543	163.692.070	572.990.598
	2035	10.805.579	-	15.661.344	-	5.243.029	158.231.032	572.990.598
	2040	12.418.565	-	8.931.151	-	33.131.911	153.312.242	572.990.598
	2045	13.340.057	-	6.472.330	-	41.054.949	148.327.631	572.990.598
Sz2	2025	-	519.080.683	15.210.210	53.396.054	-	167.116.580	572.990.598
	2030	-	25.639.766	14.463.932	47.957.131	-	158.990.862	572.990.598
	2035	-	8.510.083	15.465.352	43.898.371	-	151.344.511	572.990.598
	2040	-	-	12.164.564	-	-	144.214.872	572.990.598
	2045	-	-	8.832.656	-	-	136.140.405	572.990.598
Sz3	2025	-	569.110.074	18.481.864	50.487.830	-	167.116.580	572.990.598
	2030	3.006.452	442.041.370	19.041.755	44.396.291	607.929	158.990.862	572.990.598
	2035	7.504.745	-	16.672.181	-	5.512.138	151.344.511	572.990.598
	2040	9.272.872	-	8.530.277	-	33.477.303	144.214.872	572.990.598
	2045	9.580.427	-	4.786.959	-	40.279.020	136.140.405	572.990.598
Sz3A	2025	-	536.015.800	17.019.741	66.655.139	-	167.116.580	572.990.598
	2030	-	325.065.295	16.960.789	60.727.861	-	158.990.862	572.990.598
	2035	13.424	-	16.820.076	-	60.914.923	151.344.511	572.990.598
	2040	13.634	-	10.155.686	-	64.517.007	144.214.872	572.990.598
	2045	13.835	-	7.239.295	-	68.309.426	136.140.405	572.990.598
Sz3B	2025	-	536.704.652	18.115.397	61.726.399	-	167.116.580	572.990.598
	2030	-	324.848.164	11.796.816	55.383.274	-	158.990.862	572.990.598
	2035	-	13.085.829	10.292.610	51.713.732	-	151.344.511	572.990.598
	2040	-	-	11.157.463	-	-	144.214.872	572.990.598
	2045	-	-	7.316.885	-	-	136.140.405	572.990.598

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 1/8.

Th. Energie	kWh	KWK el	KWK FW el	KWK el H ₂	KWK th H ₂ FW	KWK th	KWK th FW	K.Biomass	K.Gas	K.H ₂	K.Öl
Base	2021	1.175	7.000	-	-	1.638	6.320	7.715	201.582	-	34.266
	2025	4.891	7.000	-	-	6.580	6.320	8.214	136.683	-	34.266
	2030	4.117	7.000	75	-	5.532	6.320	8.586	106.162	1.562	12.497
	2035	3.997	-	1.322	-	-	-	7.435	-	4.903	3.741
	2040	-	-	6.645	-	-	-	5.519	-	5.496	-
	2045	-	-	8.668	-	-	-	5.466	-	5.865	-
Sz2	2025	5.499	17.326	-	-	7.692	15.644	7.999	121.727	-	34.266
	2030	4.725	17.326	-	-	6.501	15.644	8.239	25.080	-	12.497
	2035	4.605	10.326	-	-	6.248	9.324	6.945	6.992	-	3.741
	2040	-	-	-	-	-	-	5.363	-	-	-
	2045	-	-	-	-	-	-	5.395	-	-	-
Sz3	2025	4.949	7.000	-	-	6.728	6.320	8.129	142.046	-	34.266
	2030	4.175	7.000	88	-	5.645	6.320	8.444	105.770	1.212	12.497
	2035	4.055	-	1.360	-	-	-	7.132	-	3.514	3.741
	2040	-	-	6.715	-	-	-	4.998	-	4.167	-
	2045	-	-	8.568	-	-	-	4.773	-	4.221	-
Sz3A	2025	5.903	16.267	-	-	11.741	15.357	8.296	128.578	-	34.266
	2030	5.129	16.267	-	-	10.385	15.357	8.725	115.929	-	12.497
	2035	5.009	9.267	11.932	13.196	10.174	7.457	7.583	-	6	3.741
	2040	-	-	13.346	13.196	-	-	6.145	-	6	-
	2045	-	-	13.869	13.196	-	-	5.787	-	6	-
Sz3B	2025	6.526	13.191	-	-	9.128	11.910	7.984	129.439	-	34.266
	2030	5.752	13.191	-	-	8.006	11.910	7.963	93.111	-	12.497
	2035	5.632	6.191	-	-	7.875	5.590	6.395	8.714	-	3.741
	2040	-	-	-	-	-	-	4.378	-	-	-
	2045	-	-	-	-	-	-	4.247	-	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 2/8.

Th. Energie	kWh	PtH	PtH FW	ST	Th Speicher	WP	GWP FW	Sole GWP PP-IND	Air GWP PP-IND	PtH PP-IND	K. H ₂ PP-IND
Base	2021	2.087	-	280	70.556	5.621	-	-	-	-	-
Sz1	2025	5.220	-	280	70.556	16.972	9.329	5.000	-	-	-
	2030	9.700	150	280	70.556	45.564	24.329	5.000	10.000	-	-
	2035	35.653	150	280	70.603	47.949	24.329	5.000	10.000	-	83.098
	2040	35.065	-	280	70.683	48.068	24.329	5.000	10.000	-	83.098
	2045	34.277	-	280	70.705	45.470	24.329	5.000	10.000	-	83.098
Sz2	2025	8.060	-	280	70.556	20.531	7.932	5.000	-	-	-
	2030	10.026	-	280	70.559	30.715	19.211	5.000	10.000	83.463	-
	2035	27.873	-	280	70.559	38.079	24.211	5.000	10.000	83.463	-
	2040	36.450	-	280	70.625	47.856	24.211	5.000	10.000	83.313	-
	2045	35.974	-	280	70.887	47.176	24.211	5.000	10.000	83.313	-
Sz3	2025	4.927	-	280	70.556	8.223	9.199	5.000	-	-	-
	2030	8.487	150	280	70.559	45.694	24.199	5.000	10.000	-	-
	2035	34.963	-	280	70.557	45.404	24.199	5.000	10.000	9.519	83.093
	2040	34.575	-	280	70.615	45.307	24.199	5.000	10.000	9.369	83.093
	2045	33.820	-	280	70.694	43.240	24.199	5.000	10.000	9.369	83.093
Sz3A	2025	4.817	6.183	280	70.556	7.139	7.854	5.000	-	-	-
	2030	7.149	6.183	280	70.556	21.071	19.133	5.000	10.000	150	-
	2035	29.194	6.183	280	70.556	20.913	19.133	5.000	10.000	150	80.283
	2040	28.721	6.033	280	73.541	20.336	19.133	5.000	10.000	-	80.283
	2045	28.187	6.033	280	73.686	18.727	19.133	5.000	10.000	-	80.283
Sz3B	2025	3.857	7.370	280	70.556	8.701	7.936	5.000	-	-	-
	2030	5.977	5.453	280	70.558	31.066	24.215	5.000	10.000	13.962	-
	2035	22.674	5.814	280	70.558	37.566	24.215	5.000	10.000	83.463	-
	2040	31.374	7.370	280	70.623	46.342	24.215	5.000	10.000	83.313	-
	2045	30.887	7.370	280	70.881	46.174	24.215	5.000	10.000	83.313	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 3/8.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	PtH FW	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW
RES NT	Base	2021	3.757.009	-	210.198	-	436.910	-	-
		2025	11.084.553	-	197.750	284.652	-	-	-
	Sz1	2030	18.569.056	-	199.134	318.774	-	231.456	-
		2035	20.675.516	-	198.480	1.132.909	-	2.885.828	-
		2040	21.690.033	-	196.763	1.410.899	-	4.432.408	-
		2045	22.168.249	-	198.471	1.413.451	-	5.214.116	-
	Sz2	2025	8.562.784	-	199.646	508.695	136.109	-	-
		2030	13.940.083	-	199.619	620.863	45.294	-	-
		2035	21.349.298	-	198.266	797.451	-	-	-
		2040	27.372.342	-	190.601	1.995.230	-	-	-
		2045	31.031.574	-	184.639	1.882.180	-	-	-
	Sz3	2025	5.742.687	-	200.461	356.335	62.547	-	-
		2030	19.379.607	-	198.436	347.895	45.160	358.569	-
		2035	21.862.630	-	198.891	1.494.733	-	3.186.151	-
		2040	22.724.646	-	199.592	1.845.668	-	4.921.888	-
		2045	23.453.386	-	199.314	1.911.706	-	5.178.375	-
	Sz3A	2025	4.961.825	-	77.832	263.939	6.326	-	-
		2030	11.820.897	-	201.366	298.546	45.160	-	-
		2035	12.666.144	-	201.552	766.176	-	-	-
		2040	12.718.804	-	151.152	1.039.452	-	-	-
		2045	12.713.811	-	99.729	1.011.202	-	-	-
	Sz3B	2025	8.431.555	-	199.115	174.941	51.747	-	-
		2030	16.001.611	-	199.920	173.458	-	-	-
		2035	19.548.307	-	199.538	520.259	-	-	-
		2040	24.982.813	-	191.156	814.749	-	-	-
		2045	28.555.875	-	184.038	677.984	-	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 4/8.

	Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	PtH FW	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW
RES HT	Base	2021	6.449.336	-	-	-	-	20.019.391	-	-
		2025	24.347.402	-	-	1.529.172	-	12.351.685	-	-
	Sz1	2030	78.471.917	-	-	2.409.257	-	5.558.983	3.645.068	-
		2035	81.935.064	-	-	5.349.678	-	-	7.919.751	-
		2040	81.705.648	-	-	5.024.405	-	-	7.986.157	-
		2045	76.150.894	-	-	3.828.573	-	-	8.125.941	-
	Sz2	2025	34.679.803	-	-	1.724.656	-	12.050.032	-	-
		2030	51.452.980	-	-	2.287.079	-	5.354.036	-	-
		2035	61.135.677	-	-	2.556.374	-	-	-	-
		2040	77.248.538	-	-	4.436.695	-	-	-	-
		2045	73.814.041	-	-	2.226.018	-	-	-	-
	Sz3	2025	11.309.991	-	-	1.285.476	-	12.123.594	-	-
		2030	78.421.372	-	-	1.715.698	-	5.354.169	2.647.883	-
		2035	75.998.425	-	-	5.042.563	-	17.340	4.318.593	-
		2040	75.816.755	-	-	4.145.933	-	-	4.350.983	-
		2045	71.839.584	-	-	2.511.122	-	-	4.402.052	-
	Sz3A	2025	9.864.912	-	-	852.842	-	12.179.815	-	-
		2030	33.095.112	-	-	1.224.570	-	5.354.169	-	-
		2035	32.348.136	-	-	4.204.241	-	-	13.424	-
		2040	31.663.301	-	-	2.904.094	-	-	13.634	-
		2045	28.711.507	-	-	1.159.286	-	-	13.835	-
	Sz3B	2025	9.694.361	-	-	627.817	-	12.134.394	-	-
		2030	50.304.516	-	-	1.047.264	-	5.399.330	-	-
		2035	61.545.849	-	-	1.323.622	-	-	-	-
		2040	76.291.187	-	-	3.089.852	-	-	-	-
		2045	73.971.103	-	-	1.274.337	-	-	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 5/8.

Th. Energie	kWh	WP	GWP	ST	PtH	PtH FW	K.Öl	K.H ₂	K.H ₂ FW
FW & IND	Sz1	2025	-	15.025.015	-	-	-	-	-
		2030	-	83.249.449	-	12.238	-	-	-
		2035	-	107.996.394	-	19.498.733	-	-	440.674.549
		2040	-	106.057.076	-	16.560.439	-	-	419.266.696
		2045	-	88.870.065	-	13.687.857	-	-	435.736.308
	Sz2	2025	-	7.796.688	-	29.617	-	-	-
		2030	-	84.447.651	-	19.934	369.453.608	-	-
		2035	-	106.658.272	-	14.747.799	385.263.464	-	-
		2040	-	106.867.380	-	25.176.760	440.946.458	-	-
		2045	-	105.256.341	-	25.008.317	442.725.940	-	-
	Sz3	2025	-	13.946.873	-	3.072	-	-	-
		2030	-	83.231.752	-	12.056	949.395	-	-
		2035	-	107.547.636	-	19.675.338	25.635	-	440.916.865
		2040	-	104.952.957	-	16.680.181	-	-	419.963.975
		2045	-	87.628.573	-	13.867.828	-	-	436.537.415
	Sz3A	2025	-	11.099.326	-	-	1.063.197	-	0
		2030	-	67.112.494	-	7.272	2.668.051	-	101.338.120
		2035	-	77.859.602	-	10.298.015	3.714.161	-	395.578.301
		2040	-	60.465.559	-	10.956.886	3.111.510	-	412.738.939
		2045	-	51.390.282	-	10.297.843	2.339.924	-	423.358.624
	Sz3B	2025	-	8.088.499	-	-	852.740	-	-
		2030	-	89.843.411	-	11.981	91.738.590	-	-
		2035	-	106.691.603	-	12.177.162	389.327.817	-	-
		2040	-	106.896.880	-	24.053.361	442.040.356	-	-
		2045	-	105.762.684	-	23.968.714	443.259.200	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 6/8.

Th. Energie	kWh	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK FW	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
RES NT	Base	2021	10.191.106	667.361	4.361.183	-	-
		2025	6.546.006	1.090.679	1.428.920	-	-
		2030	503.923	3.321.806	55.613	-	-
	Sz1	2035	-	3.011.567	-	-	-
		2040	-	2.329.057	-	971.738	-
		2045	-	1.116.670	-	3.768.825	-
	Sz2	2025	5.316.515	987.495	1.372.233	-	-
		2030	1.622.482	2.563.146	181.800	-	-
		2035	-	3.060.603	20.367	-	-
		2040	-	3.339.231	-	-	-
		2045	-	2.938.899	-	-	-
	Sz3	2025	10.219.562	1.183.696	1.501.041	-	-
		2030	501.996	3.113.932	148.541	-	-
		2035	-	3.067.210	-	-	-
		2040	-	2.337.403	-	1.328.770	-
		2045	-	1.310.498	-	4.537.439	-
	Sz3A	2025	6.968.666	1.113.448	3.674.686	-	-
		2030	1.689.571	2.544.956	2.506.607	-	-
		2035	-	2.460.968	-	5.165.279	-
		2040	-	2.107.071	-	8.522.457	-
		2045	-	1.479.348	-	12.337.760	-
	Sz3B	2025	6.372.643	687.390	2.670.267	-	-
		2030	2.338.651	1.038.859	1.260.180	-	-
		2035	2.273.439	1.492.637	1.208.719	-	-
		2040	-	2.860.548	-	-	-
		2045	-	2.495.710	-	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 7/8.

	Th. Energie	kWh	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK FW	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
RES HT	Base	2021	66.942.969	42.149.075	3.210.412			
		2025	53.925.705	14.662.880	4.287.295	-	-	-
	Sz1	2030	1.668.271	19.543.455	394.368	-	18.337	-
		2035	-	12.649.777	-	-	447.726	-
		2040	-	6.602.094	-	-	1.053.785	-
		2045	-	5.355.660	-	-	2.589.757	-
	Sz2	2025	19.416.322	14.222.715	4.557.157	-	-	-
		2030	5.231.187	11.900.786	1.178.204	-	-	-
		2035	4.865.704	12.404.749	186.094	-	-	-
		2040	-	8.825.333	-	-	-	-
		2045	-	5.893.758	-	-	-	-
	Sz3	2025	61.752.031	17.298.169	4.445.779	-	-	-
		2030	1.607.813	15.927.823	273.730	-	18.259	-
		2035	-	13.604.971	-	-	687.013	-
		2040	-	6.192.874	-	-	755.048	-
		2045	-	3.476.461	-	-	784.799	-
	Sz3A	2025	32.404.587	15.906.293	15.793.176	-	-	-
		2030	10.288.832	14.415.833	10.953.496	-	-	-
		2035	-	14.359.108	-	-	18.843.612	-
		2040	-	8.048.615	-	-	19.629.959	-
		2045	-	5.759.947	-	-	19.306.567	-
	Sz3B	2025	36.087.040	17.428.007	9.066.130	-	-	-
		2030	5.639.021	10.757.958	4.471.628	-	-	-
		2035	6.965.481	8.799.973	3.780.617	-	-	-
		2040	-	8.296.915	-	-	-	-
		2045	-	4.821.175	-	-	-	-

Tab. 65: Installierte thermische Leistungen der Szenarien in Burg. Teil 8/8.

Th. Energie	kWh	K.Gas	K.Biomass	KWK	KWK FW	KWK H ₂	KWK H ₂ FW
FW & IND	Sz1	2025	495.218.233	-	44.092.222	18.655.127	-
		2030	440.882.749	-	43.657.455	3.691.191	548.206
		2035	-	-	-	-	4.795.303
		2040	-	-	-	-	31.106.387
		2045	-	-	-	-	34.696.367
	Sz2	2025	494.347.846	-	47.466.664	23.349.783	-
		2030	18.786.097	-	46.597.127	53.686.181	-
		2035	3.644.379	-	43.691.911	18.984.773	-
		2040	-	-	-	-	-
		2045	-	-	-	-	-
	Sz3	2025	497.138.481	-	44.541.010	17.361.162	-
		2030	439.931.561	-	43.974.020	4.302.144	589.670
		2035	-	-	-	-	4.825.125
		2040	-	-	-	-	31.393.485
		2045	-	-	-	-	34.956.781
	Sz3A	2025	496.642.547	-	47.187.277	16.998.252	-
		2030	313.086.892	-	47.267.759	41.510.011	-
		2035	-	-	-	-	36.906.032
		2040	-	-	-	-	36.364.591
		2045	-	-	-	-	36.665.099
	Sz3B	2025	494.244.969	-	49.990.003	19.814.387	-
		2030	316.870.492	-	49.651.465	24.874.659	-
		2035	3.846.909	-	46.724.396	14.222.711	-
		2040	-	-	-	-	-
		2045	-	-	-	-	-

8.5.5 Gesamtkosten, Wärmebereitstellung, Stromnachfrage aller Versorgungsgebiete

Tab. 66: Gesamtkosten nach Kostengruppe in allen Versorgungsgebieten

	Energetische Sanierung	OPEX Erz.	CAPEX Erz.	Emission	Biomasse	Strom	Erdgas	Wasserstoff	Heizöl	Zusätzl. Netzausbau Strom
Mainz										
Sz1	960.226.041	737.803.460	1.353.435.454	446.720.415	291.327.856	4.361.645.516	940.656.241	2.150.160.229	17.886.222	137.152.886
Sz2	1.380.142.390	606.739.960	947.683.745	667.486.232	352.941.176	5.266.611.222	1.429.807.228	1.183.576.405	18.139.451	139.408.865
Sz3	1.380.142.390	765.159.393	1.233.522.588	436.896.924	283.972.154	4.417.908.507	839.358.920	2.026.879.089	18.457.585	129.658.601
Sz3A	1.380.142.390	1.092.029.437	1.098.937.488	537.138.994	347.894.534	3.004.057.163	917.711.194	3.477.257.415	20.043.269	104.086.447
Sz3B	1.380.142.390	589.586.065	921.386.149	686.640.432	325.814.040	4.931.409.837	1.201.996.274	1.088.283.851	17.957.825	132.852.258
Westerstede										
Sz1	372.920.085	17.829.797	210.400.358	54.435.186	257.356.127	440.344.020	107.571.220	121.243.960	30.467.756	44.606.000
Sz2	586.653.301	18.830.207	230.275.371	56.204.317	304.114.286	439.392.834	138.261.796	7.168.363	31.595.743	32.174.900
Sz3	586.653.301	17.145.124	195.439.741	53.593.848	246.902.860	432.161.893	105.941.665	121.806.563	32.282.091	37.338.520
Sz3A	586.653.301	22.244.320	248.963.567	58.091.514	365.930.984	229.696.882	112.529.850	192.534.359	32.333.882	23.564.320
Sz3B	586.653.301	17.416.261	211.910.526	73.413.241	241.120.260	448.500.568	136.447.279	6.951.956	31.517.148	38.236.560
Fellbach										
Sz1	315.506.290	13.544.618	187.000.391	95.576.571	50.980.464	996.177.551	224.160.176	333.416.294	14.925.169	
Sz2	464.403.744	15.344.772	217.217.630	118.382.724	63.628.360	1.131.047.744	336.372.692	56.304.027	15.901.263	
Sz3	464.403.744	18.530.162	193.183.149	86.239.444	49.451.652	1.041.740.193	206.617.934	247.912.854	15.901.263	
Sz3A	464.403.744	38.571.396	282.031.152	111.295.483	39.818.934	523.478.553	254.984.565	721.781.707	15.901.263	
Sz3B	464.403.744	13.871.586	206.368.726	134.429.278	50.998.778	1.003.151.649	288.854.483	57.455.768	15.901.263	
Burg										
Sz1	170.994.208	167.824.920	223.447.603	155.020.451	26.710.400	661.452.390	366.549.650	567.751.974	6.438.392	
Sz2	263.591.678	246.087.618	214.606.720	127.651.090	25.400.804	1.395.501.741	349.372.169	-	6.841.332	
Sz3	263.591.678	167.900.649	218.380.256	156.145.155	25.557.131	651.008.811	371.018.047	562.016.970	6.850.323	
Sz3A	263.591.678	253.284.997	233.609.940	166.315.064	26.090.355	326.363.390	357.869.900	864.528.147	6.841.332	
Sz3B	263.591.678	202.819.008	210.293.323	165.747.213	22.140.948	1.104.487.923	387.981.903	-	6.841.332	

Tab. 67: Wärmebereitstellung nach Energieträgern in Westerstede

Wärmebereitstellung Westerstede [kWh]	Jahr	Öl	Erdgas	Hydrogen	Strom	Biomasse
Base	2021	102.818.062	231.965.706	-	18.549.851	63.906.582
	2025	70.292.531	196.443.849	-	45.556.464	93.045.492
	2030	9.726.987	145.787.194	-	126.900.002	107.446.931
	2035	1.566.294	-	78.413.017	200.202.786	98.876.253
	2040	-	-	79.310.295	224.192.050	64.740.531
Sz1	2045	-	-	81.258.278	223.109.655	52.969.002
	2025	69.409.803	187.659.704	-	48.651.812	94.585.296
	2030	9.454.420	107.821.229	-	140.275.772	121.712.930
	2035	-	54.680.091	-	199.350.556	109.407.130
	2040	-	-	2.267.553	250.053.848	95.387.176
Sz2	2045	-	-	2.249.470	261.371.256	69.775.417
	2025	69.409.803	193.997.484	-	44.390.073	92.609.605
	2030	9.454.420	143.077.206	246.373	120.890.176	106.094.014
	2035	1.501.137	-	78.454.236	188.725.808	94.609.027
	2040	-	-	78.366.402	207.363.478	61.511.148
Sz3	2045	-	-	81.918.189	202.124.026	48.700.893
	2025	69.409.803	195.752.434	-	31.795.030	105.468.194
	2030	9.454.420	161.290.620	-	92.236.141	120.949.347
	2035	1.117.874	-	89.422.059	152.432.710	124.266.067
	2040	-	-	94.647.513	145.744.668	111.647.600
Sz3A	2045	-	-	99.767.469	135.002.869	103.225.416
	2025	69.409.803	192.822.559	-	51.130.399	86.804.744
	2030	9.454.420	136.623.569	-	128.736.500	104.506.141
	2035	-	114.819.878	-	187.365.889	61.562.983
	2040	-	-	4.721.793	255.210.544	87.868.774
Sz3B	2045	-	-	4.659.788	269.773.524	58.833.107

Tab. 68: Wärmebereitstellung nach Energieträgern in Mainz

Wärmebereitstellung Mainz [kWh]	Jahr	Öl	Erdgas	Hydrogen	Strom	Biomasse
Base	2021	109.393.650	2.035.463.250	-	23.113.399	62.033.596
	2025	49.452.716	1.327.769.877	-	801.530.908	89.853.334
	2030	-	1.132.837.649	-	1.003.571.488	89.511.209
	2035	-	-	826.757.782	1.254.707.599	121.197.764
	2040	-	-	964.959.002	1.108.335.957	77.487.875
Sz1	2045	-	-	1.123.875.749	944.648.949	84.078.570
	2025	48.767.955	1.717.283.377	-	405.034.103	116.012.815
	2030	-	1.054.424.928	-	1.034.124.116	117.959.669
	2035	-	718.481.422	741.114	1.279.520.049	123.592.694
	2040	-	-	483.953.092	1.451.655.995	121.270.403
Sz2	2045	-	-	469.554.296	1.397.457.740	122.432.558
	2025	48.767.955	1.232.949.296	-	901.139.353	91.396.293
	2030	-	1.102.015.057	-	990.670.448	91.918.810
	2035	-	-	739.606.324	1.274.509.629	122.895.745
	2040	-	-	867.096.351	1.125.961.145	75.106.022
Sz3	2045	-	-	1.052.504.001	912.752.042	80.328.105
	2025	48.767.955	1.518.644.516	-	602.522.283	96.058.008
	2030	-	1.156.625.936	365.296.080	580.564.855	108.623.527
	2035	-	-	1.299.478.138	722.767.579	129.326.186
	2040	-	-	1.266.356.844	697.539.038	119.996.013
Sz3A	2045	-	-	1.310.823.785	600.005.341	111.582.262
	2025	48.767.955	1.622.467.687	-	489.942.537	101.695.196
	2030	-	1.095.083.183	-	993.121.820	111.588.517
	2035	-	764.390.038	189.819	1.275.935.015	90.113.656
	2040	-	-	446.840.903	1.485.462.224	125.509.627
Sz3B	2045	-	-	430.760.180	1.435.122.401	125.381.362

Tab. 69: Wärmebereitstellung nach Energieträgern in Fellbach

Wärmebereitstellung Fellbach [kWh]	Jahr	Öl	Erdgas	Hydrogen	Strom	Biomasse
Base	2021	110.622.648	342.536.602	-	13.121.451	18.393.810
	2025	29.493.404	355.457.305	-	73.634.495	24.438.174
	2030	12.144.904	297.602.708	-	120.520.509	24.899.684
	2035	-	-	191.210.448	207.459.751	42.841.636
	2040	-	-	187.607.370	222.060.711	21.550.742
Sz1	2045	-	-	191.566.842	213.312.496	16.231.632
	2025	29.196.014	325.600.038	-	87.848.039	23.737.348
	2030	11.826.226	257.582.991	-	148.163.373	28.192.775
	2035	-	154.709.414	1.650.679	230.626.980	41.332.246
	2040	-	-	19.236.795	350.967.846	39.697.799
Sz2	2045	-	-	19.477.481	351.610.703	27.232.465
	2025	29.196.014	341.442.411	-	82.567.032	24.313.179
	2030	11.826.226	259.968.479	699.686	147.609.538	24.103.300
	2035	-	-	130.073.119	253.962.306	42.041.444
	2040	-	-	125.277.496	265.362.044	20.192.780
Sz3	2045	-	-	134.862.789	246.084.300	15.634.180
	2025	29.196.014	359.712.725	-	62.017.073	19.294.532
	2030	11.826.226	274.137.269	11.229.931	122.837.627	22.970.635
	2035	-	-	200.867.247	200.227.283	25.134.262
	2040	-	-	210.888.503	187.261.634	19.247.132
Sz3A	2045	-	-	217.891.971	165.370.377	19.206.252
	2025	29.196.014	353.660.179	-	75.649.963	18.576.625
	2030	11.826.226	260.488.115	-	149.968.868	21.652.624
	2035	-	186.640.170	-	216.187.644	23.312.016
	2040	-	-	18.392.394	348.838.372	39.894.791
Sz3B	2045	-	-	18.325.386	353.571.003	24.604.872

Tab. 70: Wärmebereitstellung nach Energieträgern in Burg

Wärmebereitstellung Burg [kWh]	Jahr	Öl	Erdgas	Hydrogen	Strom	Biomasse
Base	2021	20.456.300	706.131.350	-	10.206.345	42.816.436
	2025	12.351.685	660.267.054	-	81.356.982	15.753.559
	2030	5.558.983	492.210.775	4.443.068	214.938.814	22.865.261
	2035	-	-	477.304.951	241.659.103	15.661.344
	2040	-	-	484.876.334	237.522.636	8.931.151
Sz1	2045	-	-	509.797.141	210.130.009	6.472.330
	2025	12.186.141	633.652.761	-	85.665.836	15.210.210
	2030	5.399.330	134.772.920	-	585.546.670	14.463.932
	2035	-	73.266.624	-	641.050.634	15.465.352
	2040	-	-	-	708.778.508	12.164.564
Sz2	2045	-	-	-	704.332.311	8.832.656
	2025	12.186.141	674.288.664	-	62.632.703	18.481.864
	2030	5.399.330	492.321.116	3.614.380	214.999.719	19.041.755
	2035	17.340	-	474.255.474	236.604.978	16.672.181
	2040	-	-	482.252.944	231.049.068	8.530.277
Sz3	2045	-	-	505.075.233	204.961.612	4.786.959
	2025	12.186.141	662.845.542	-	59.583.816	17.019.741
	2030	5.399.330	441.149.444	135.140.946	139.523.058	16.960.789
	2035	-	-	561.947.226	150.171.778	16.820.076
	2040	-	-	585.934.024	129.405.927	10.155.686
Sz3A	2045	-	-	598.540.696	114.639.171	7.239.295
	2025	12.186.141	658.780.691	-	62.857.683	18.115.397
	2030	5.399.330	413.200.399	-	308.208.266	11.796.816
	2035	-	80.389.929	-	638.831.870	10.292.610
	2040	-	-	-	710.427.645	11.157.463
Sz3B	2045	-	-	-	706.827.710	7.316.885

Tab. 71: Stromnachfrage Westerstede

Stromnachfrage Westerstede [kWh]	Jahr	Nachfrage Res	Nachfrage Ind	Nachfrage E-Mob	Nachfrage WP+PtH
Base	2021	88.857.499	27.661.990	280.507	4.513.162
	2025	88.404.638	27.874.187	2.797.988	12.723.647
	2030	88.404.638	27.874.187	10.324.782	38.075.459
	2035	88.404.638	27.874.187	18.701.259	75.472.141
	2040	88.404.638	27.874.187	24.577.549	70.499.841
Sz1	2045	88.404.638	27.874.187	25.716.803	68.275.341
Sz2	2025	88.404.638	27.874.187	2.797.988	13.615.318
	2030	88.404.638	27.874.187	10.324.782	45.344.615
	2035	88.404.638	27.874.187	18.701.259	68.223.091
	2040	88.404.638	27.874.187	24.577.549	85.161.894
	2045	88.404.638	27.874.187	25.716.803	81.412.050
Sz3	2025	88.404.638	27.874.187	2.797.988	12.336.162
	2030	88.404.638	27.874.187	10.324.782	35.691.824
	2035	88.404.638	27.874.187	18.701.259	71.984.095
	2040	88.404.638	27.874.187	24.577.549	63.479.494
	2045	88.404.638	27.874.187	25.716.803	60.095.488
Sz3A	2025	88.404.638	27.874.187	2.797.988	9.759.064
	2030	88.404.638	27.874.187	10.324.782	26.808.634
	2035	88.404.638	27.874.187	18.701.259	59.527.566
	2040	88.404.638	27.874.187	24.577.549	47.462.971
	2045	88.404.638	27.874.187	25.716.803	41.501.285
Sz3B	2025	88.404.638	27.874.187	2.797.988	13.841.539
	2030	88.404.638	27.874.187	10.324.782	37.909.405
	2035	88.404.638	27.874.187	18.701.259	57.762.547
	2040	88.404.638	27.874.187	24.577.549	87.731.514
	2045	88.404.638	27.874.187	25.716.803	84.688.724

Tab. 72: Stromnachfrage Mainz

Stromnachfrage Mainz [kWh]	Jahr	Nachfrage Res	Nachfrage Ind	Nachfrage E-Mob	Nachfrage WP+PtH
Base	2021	736.408.653	532.962.108	3.548.676	5.496.755
	2025	737.382.521	531.418.231	35.524.779	173.700.421
	2030	737.382.521	531.418.231	131.089.047	228.995.664
	2035	737.382.521	531.418.231	237.441.354	338.418.046
	2040	737.382.521	531.418.231	312.049.920	296.209.984
Sz1	2045	737.382.521	531.418.231	326.514.513	254.565.279
	2025	737.382.521	531.418.231	35.524.779	93.394.161
	2030	737.382.521	531.418.231	131.089.047	245.300.769
	2035	737.382.521	531.418.231	237.441.354	328.042.033
	2040	737.382.521	531.418.231	312.049.920	397.523.485
Sz2	2045	737.382.521	531.418.231	326.514.513	372.919.706
	2025	737.382.521	531.418.231	35.524.779	198.507.314
	2030	737.382.521	531.418.231	131.089.047	225.956.449
	2035	737.382.521	531.418.231	237.441.354	344.250.627
	2040	737.382.521	531.418.231	312.049.920	295.857.139
Sz3	2045	737.382.521	531.418.231	326.514.513	243.457.629
	2025	737.382.521	531.418.231	35.524.779	137.481.462
	2030	737.382.521	531.418.231	131.089.047	144.375.970
	2035	737.382.521	531.418.231	237.441.354	215.170.598
	2040	737.382.521	531.418.231	312.049.920	194.360.206
Sz3A	2045	737.382.521	531.418.231	326.514.513	175.304.764
	2025	737.382.521	531.418.231	35.524.779	114.360.166
	2030	737.382.521	531.418.231	131.089.047	240.336.837
	2035	737.382.521	531.418.231	237.441.354	318.310.535
	2040	737.382.521	531.418.231	312.049.920	431.887.152
Sz3B	2045	737.382.521	531.418.231	326.514.513	412.492.180

Tab. 73: Stromnachfrage Fellbach

Stromnachfrage Fellbach [kWh]	Jahr	Nachfrage Res	Nachfrage Ind	Nachfrage E-Mob	Nachfrage WP+PtH
Base	2021	175.983.759	17.633.486	843.037	2.758.999
	2025	175.816.034	17.588.592	11.021.607	18.874.936
	2030	175.816.034	17.588.592	28.535.393	32.776.565
	2035	175.816.034	17.588.592	48.238.403	81.010.648
	2040	175.816.034	17.588.592	57.750.200	63.036.421
Sz1	2045	175.816.034	17.588.592	60.392.366	59.255.009
	2025	175.816.034	17.588.592	11.021.607	20.640.661
	2030	175.816.034	17.588.592	28.535.393	39.223.517
	2035	175.816.034	17.588.592	48.238.403	60.755.062
	2040	175.816.034	17.588.592	57.750.200	119.202.643
Sz2	2045	175.816.034	17.588.592	60.392.366	103.313.223
	2025	175.816.034	17.588.592	11.021.607	20.681.919
	2030	175.816.034	17.588.592	28.535.393	38.328.765
	2035	175.816.034	17.588.592	48.238.403	94.711.226
	2040	175.816.034	17.588.592	57.750.200	73.453.758
Sz3	2045	175.816.034	17.588.592	60.392.366	67.423.719
	2025	175.816.034	17.588.592	11.021.607	15.852.414
	2030	175.816.034	17.588.592	28.535.393	32.759.292
	2035	175.816.034	17.588.592	48.238.403	65.894.086
	2040	175.816.034	17.588.592	57.750.200	52.708.870
Sz3A	2045	175.816.034	17.588.592	60.392.366	45.898.366
	2025	175.816.034	17.588.592	11.021.607	18.841.957
	2030	175.816.034	17.588.592	28.535.393	39.687.079
	2035	175.816.034	17.588.592	48.238.403	61.499.479
	2040	175.816.034	17.588.592	57.750.200	120.298.501
Sz3B	2045	175.816.034	17.588.592	60.392.366	105.148.917

Tab. 74: Stromnachfrage Burg

Stromnachfrage Burg [kWh]	Jahr	Nachfrage Res	Nachfrage Ind	Nachfrage E-Mob	Nachfrage WP+PtH
Base	2021	47.414.016	123.345.538	221.274	2.610.667
	2025	47.500.924	123.118.007	2.281.109	22.485.530
	2030	47.500.924	123.118.007	8.417.460	66.874.078
	2035	47.500.924	123.118.007	15.246.531	90.413.390
	2040	47.500.924	123.118.007	20.037.279	86.685.050
Sz1	2045	47.500.924	123.118.007	20.966.076	73.443.400
	2025	47.500.924	123.118.007	2.281.109	23.913.682
	2030	47.500.924	123.118.007	8.417.460	482.101.694
	2035	47.500.924	123.118.007	15.246.531	510.102.813
Sz2	2040	47.500.924	123.118.007	20.037.279	566.470.661
	2045	47.500.924	123.118.007	20.966.076	563.298.919
Sz3	2025	47.500.924	123.118.007	2.281.109	17.416.185
	2030	47.500.924	123.118.007	8.417.460	66.436.390
	2035	47.500.924	123.118.007	15.246.531	89.299.091
	2040	47.500.924	123.118.007	20.037.279	84.796.410
Sz3A	2045	47.500.924	123.118.007	20.966.076	71.701.844
	2025	47.500.924	123.118.007	2.281.109	18.842.181
	2030	47.500.924	123.118.007	8.417.460	46.368.567
	2035	47.500.924	123.118.007	15.246.531	60.550.583
Sz3B	2040	47.500.924	123.118.007	20.037.279	51.495.485
	2045	47.500.924	123.118.007	20.966.076	43.666.630
	2025	47.500.924	123.118.007	2.281.109	19.868.581
	2030	47.500.924	123.118.007	8.417.460	181.320.523
Sz3B	2035	47.500.924	123.118.007	15.246.531	509.114.511
	2040	47.500.924	123.118.007	20.037.279	569.661.816
	2045	47.500.924	123.118.007	20.966.076	566.310.238