



Fraunhofer ISE & Fraunhofer IEE
im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrates

Freiburg und Kassel, 28.11.2022

Bottom-Up Studie Wärmesektor

BOTTOM-UP STUDIE ZU PFADOPTIONEN EINER EFFIZIENTEN UND
SOZIALVERTRÄGLICHEN DEKARBONISIERUNG DES WÄRMESEKTORS

Im Auftrag:



Zentrale Ergebnisse

Ziel und Methodik

Studienansatz

- Analyse von 4 Versorgungsgebieten
- Berücksichtigung von Strom (inkl. E-Mobilität), Wärme sowie Industrieprozessen & den Netzen soweit möglich

Studienziel

- Analyse & Bewertung von Bottom-Up Transformationspfaden für den Wärmesektor
- Bewertung der Rolle von H₂ in einer klimaneutralen Wärmeversorgung

Erhebung Inputdaten & Generierung der Nachfrageprofile

- Erhebung aller verfügbaren Daten je Gebäude
- Erzeugung stündlicher Profile (2021)

- Raumwärme & Trinkwarmwasser (PHH & GHD), Prozesswärme (GHD)
- Strombedarf (PHH & GHD)
- Gebäudetypen
- Mobilitätsdaten
- Leistung der Bestandsanlagen (Wärmeerzeuger)

Inputdaten Basisjahr 2021

Energiesystemoptimierung mit DISTRICT & Generierung Netzdaten

- Energiesystemoptimierung für 5 Szenarien
- Sensitivitäten für Strom-, Gas- & Wasserstoffkosten

- Stündliche Werte für 7 repräsentative Wochen je Jahr
- Output:
 - Installierte Leistungen
 - Energiemengen je Energieträger und Teilgebiet
 - Gebäudescharfe Strom- & Gasbedarfe

Inputdaten Jahre 2025-2045

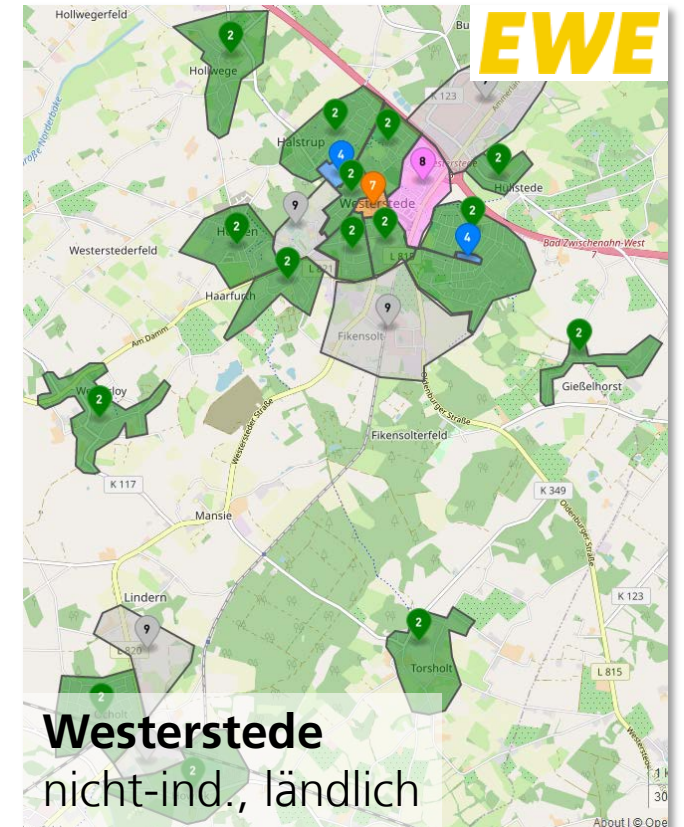
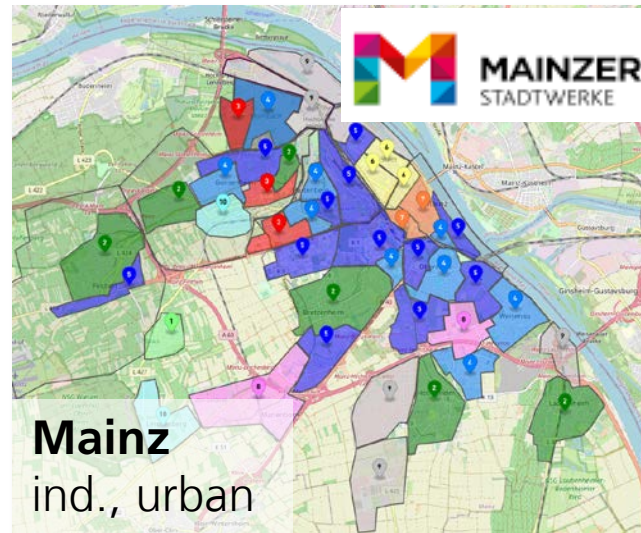
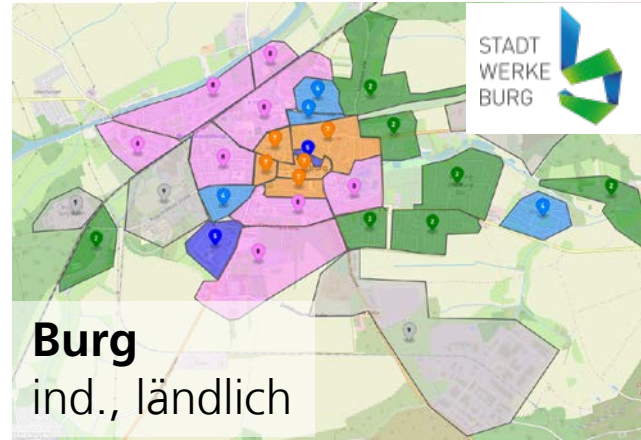
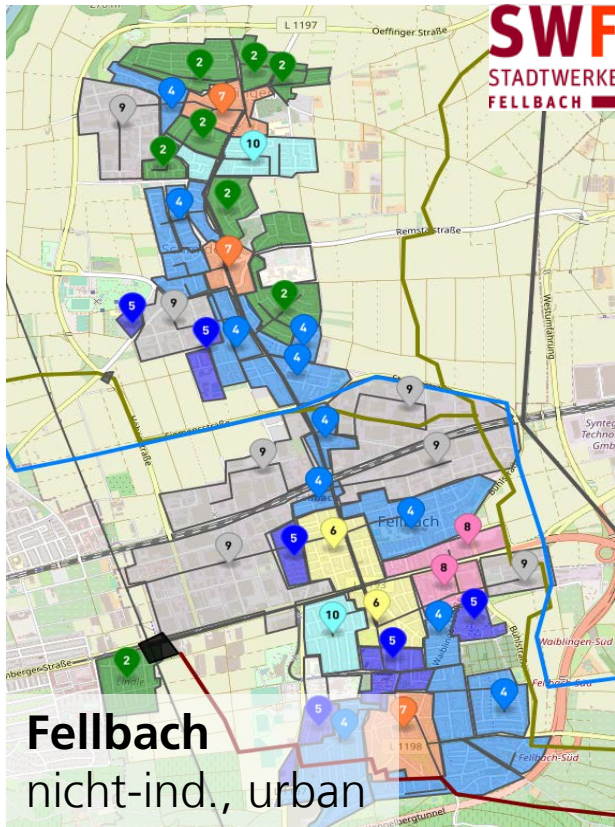
Netzberechnung

- Simulation ausgewählter Netzgebiete der Nieder- und Mittelspannung, sowie Gasnetz auf verschiedenen Druckebenen

- Ermittlung Netzbelastung für kälteste Tage:
 - Druck- und
 - Spannungsband-verletzungen
 - Leitungs- und
 - Transformator-überlastungen
- Abschätzung Kosten der Netzverstärkung

Betrachtete Versorgungsgebiete

Diverse Siedlungsstrukturen, über Deutschland verteilt

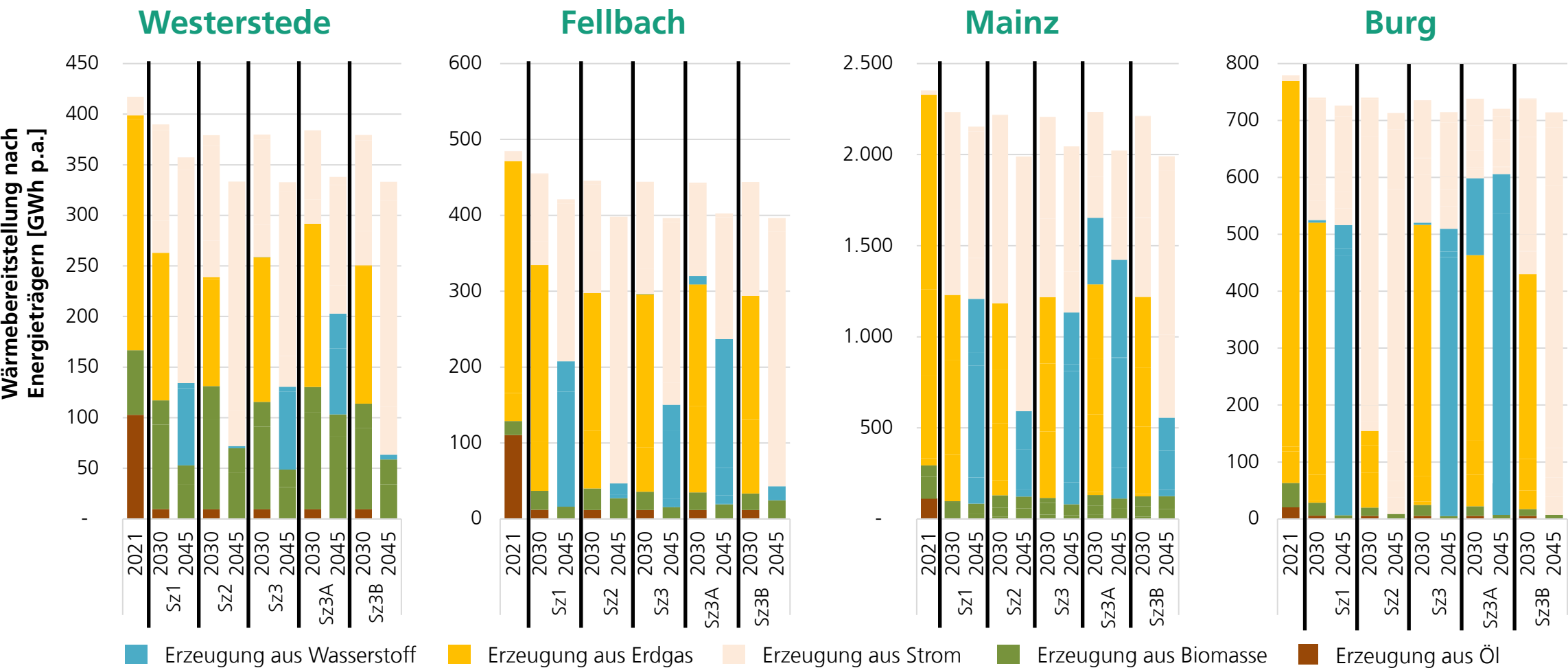


Übersicht Szenarien

Fokus in den Szenarien auf der Rolle von Wasserstoff

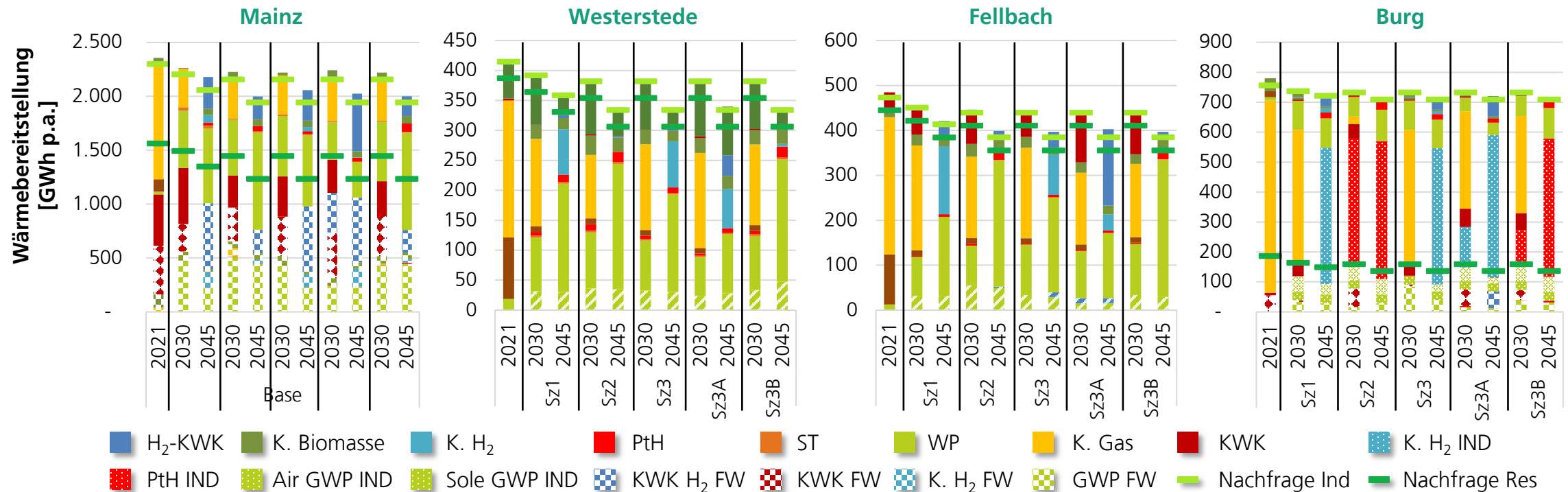
	Szenario 1 »Mäßige Sanierung & hohe Innovationsaffinität«					Szenario 2 »Sanierungsfortschritt & Innovationsskepsis«					Szenario 3 »Hohe Verfügbarkeiten Erneuerbare Energien & Wasserstoff«					Szenario 3A »Niedriger Wasserstoffpreisfad«					Szenario 3B »Hoher Erneuerbare-Energien Ausbau«				
 Sanierungsrate / -tiefe	1,2 % / KfW 70					1,8 % / KfW 70					1,8 % / KfW 70					1,8 % / KfW 70					1,8 % / KfW 70				
H₂-Backbone am Case verfügbar	2030					2035					2030					2030					2035				
 H₂-Kosten & Verfügbarkeit	Niedrig, Hoch					Hoch, Niedrig					Niedrig, Hoch					Niedrig, Hoch					Hoch, Niedrig				
Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	2025	2030	2035	2040	2045	Siehe Szenario 1					Siehe Szenario 1					Siehe Szenario 2				
Haushalt $\left[\frac{ct_{\epsilon}}{kWh} \right]$	-	12,5	10,8	9,0	8,3	-	-	16,3	14,0	13,8															
Industrie $\left[\frac{ct_{\epsilon}}{kWh} \right]$	-	10	9	8	7,5	-	-	14,5	13,0	12,5															
Strompreise	Mittel					Mittel					Mittel					Hoch					Niedrig				
Jahr	2025	2030	2035	2040	2045	Siehe Szenario 1					Siehe Szenario 1					2025	2030	2035	2040	2045	2025	2030	2035	2040	2045
Haushalt $\left[\frac{ct_{\epsilon}}{kWh} \right]$	23,7	21,7	21,8	21,9	22,1											26,7	27,6	28,1	28,6	29,4	23,2	20,6	20,3	20,0	19,6
Industrie $\left[\frac{ct_{\epsilon}}{kWh} \right]$	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
 Technologiekosten	Mittel					Hoch					Mittel					Mittel					Mittel				
 Wärmepumpe-austauschraten	Mittel					Mittel					Hoch					Hoch					Hoch				
 EE-Strom Verfügbarkeit	Hoch					Mittel					Hoch					Niedrig					Hoch				
 Fernwärme	Hohe Austauschrate					Mittlere Austauschrate					Hohe Austauschrate					Hohe Austauschrate					Hohe Austauschrate				

Es werden alle klimaneutralen Energieträger in der Wärmeversorgung benötigt



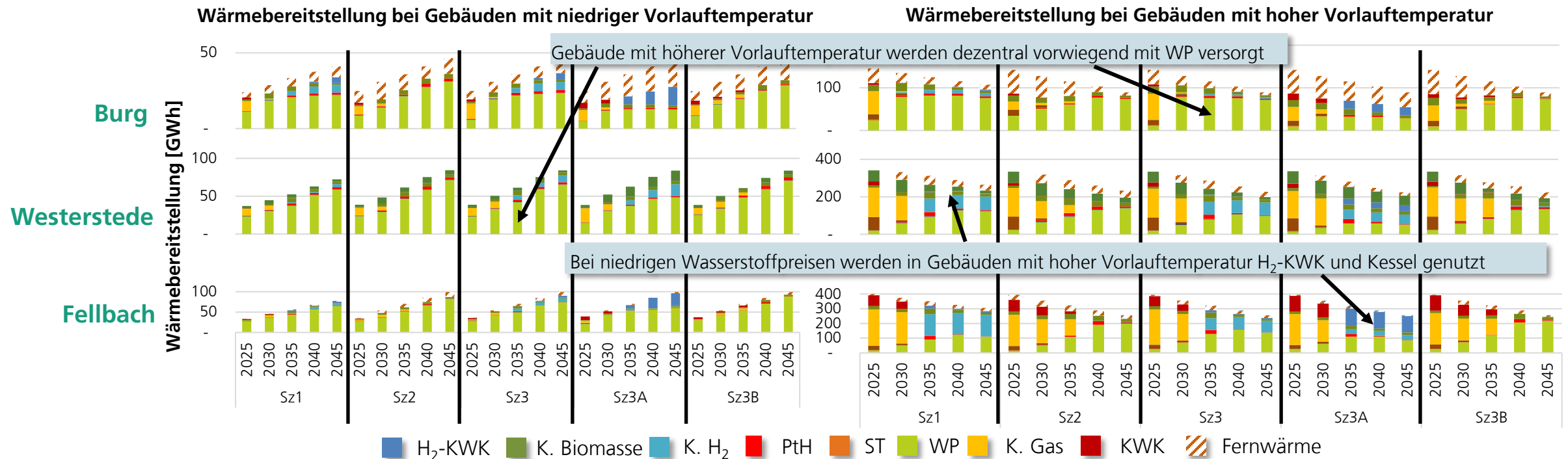
Keine »one-size fits all« Lösung. Die Wärmebereitstellung ist für jedes untersuchte Gebiet unterschiedlich

- Die Gesamtlösung von jedem Versorgungsgebiet variiert abhängig von dem Anteil der Prozesswärmenachfrage, Einwohnerdichte, Gebäudestruktur und lokalen Potenzialen an Umweltwärme und zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE)



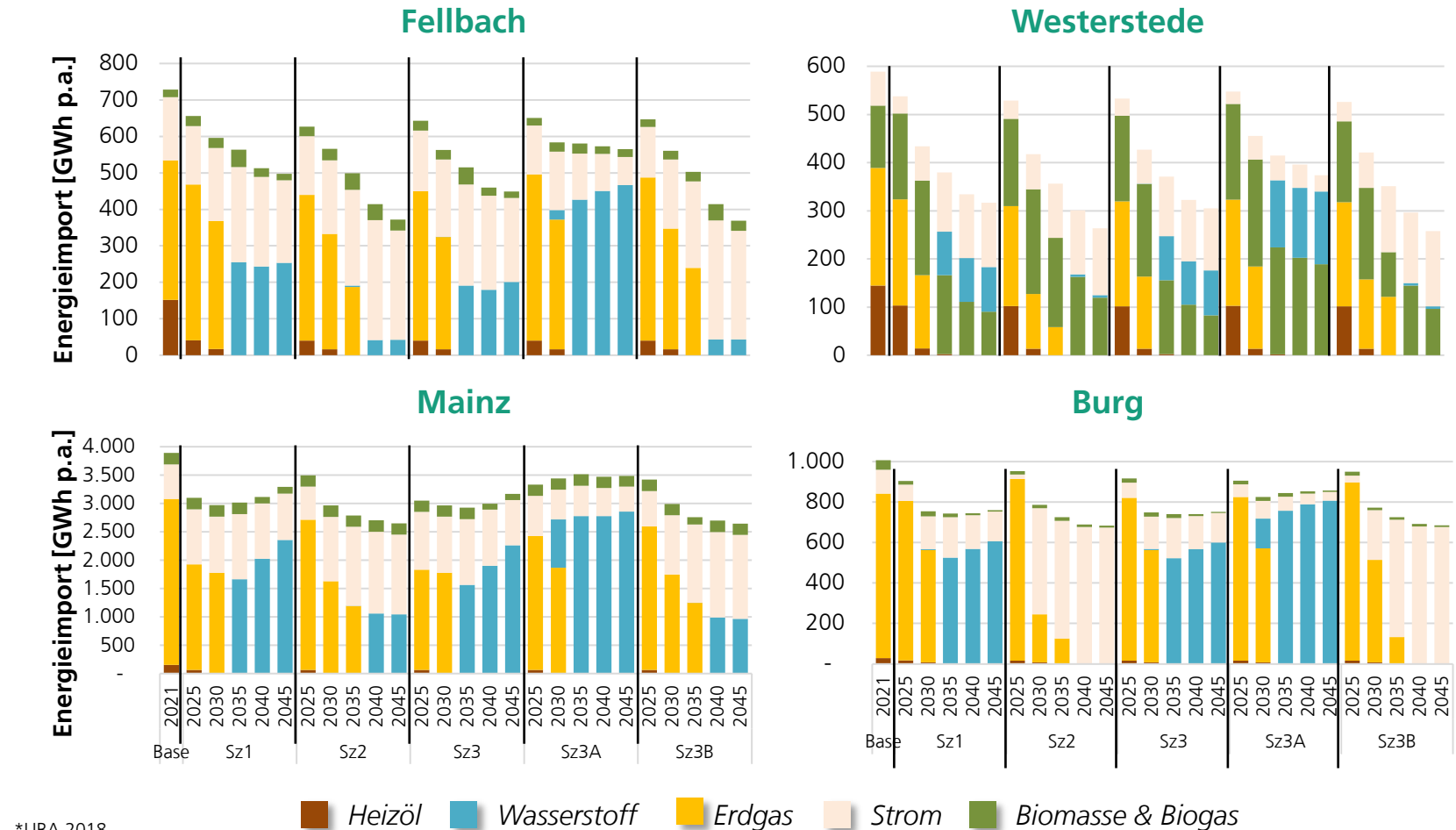
In der Raumwärme ist der zentrale Lösungsansatz Wärmepumpen und Fernwärme

- Der Vergleich der vier analysierten Versorgungsgebieten 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 Fällen Gebieten zunächst in der Fernwärme zum Einsatz kommen.
- Bei der Annahme niedriger H₂-Endkundenpreise in Höhe von 7 ct/kWh für Industriekunden und 9 ct/kWh für Haushaltskunden nach 2035 erfolgt ein nennenswerter Anteil der Raumwärme durch H₂-Kessel in der dezentralen Versorgung.



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 Primärimporte zu sehen. Lokaler & Importstrom gewinnen an Bedeutung.
- Im Vergleich zwischen Sz1 und Sz3 reduziert sich im Zielsystem der Energiebezug durch die höhere Sanierungsrate in Sz3.
- Keine Rückkopplung auf die Energieträgerpreise durch höhere Energienachfrage aus dem nationalen System berücksichtigt.

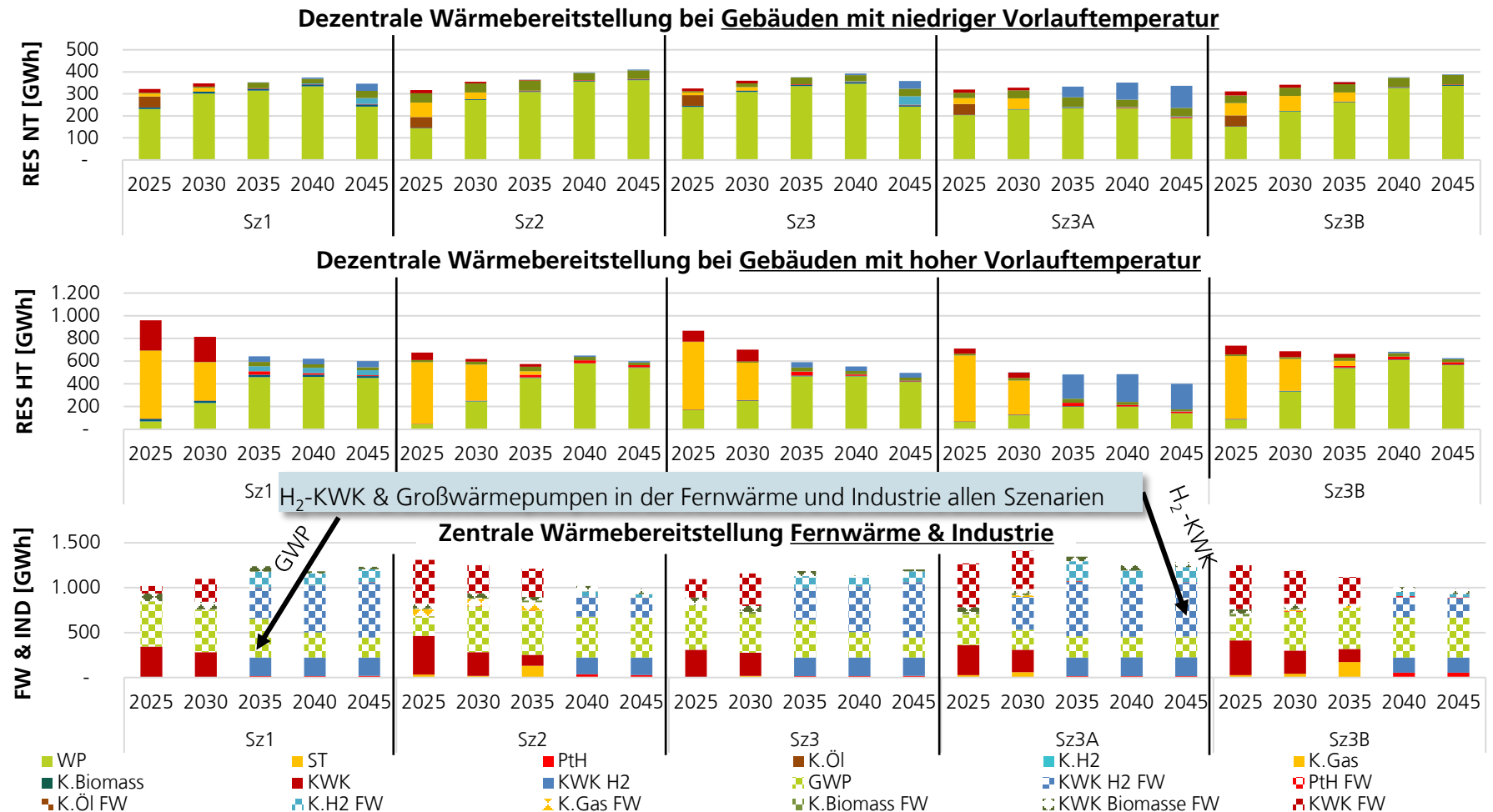


*UBA 2018

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

Detailanalyse Mainz

- Die Bereitstellung der Raumwärme erfolgt fast ausschließlich durch Fernwärme und dezentrale Wärmepumpen.
- In Mainz gibt es einen hohen Fernwärmeausbau und Nachverdichtung in allen Szenarien, gedeckt durch H₂-Kessel, H₂-KWK & GroßWP.
- KWK leistet eine wichtige Rolle bei der Absicherung der Wärmeleistung in Fern- und Nahwärme.



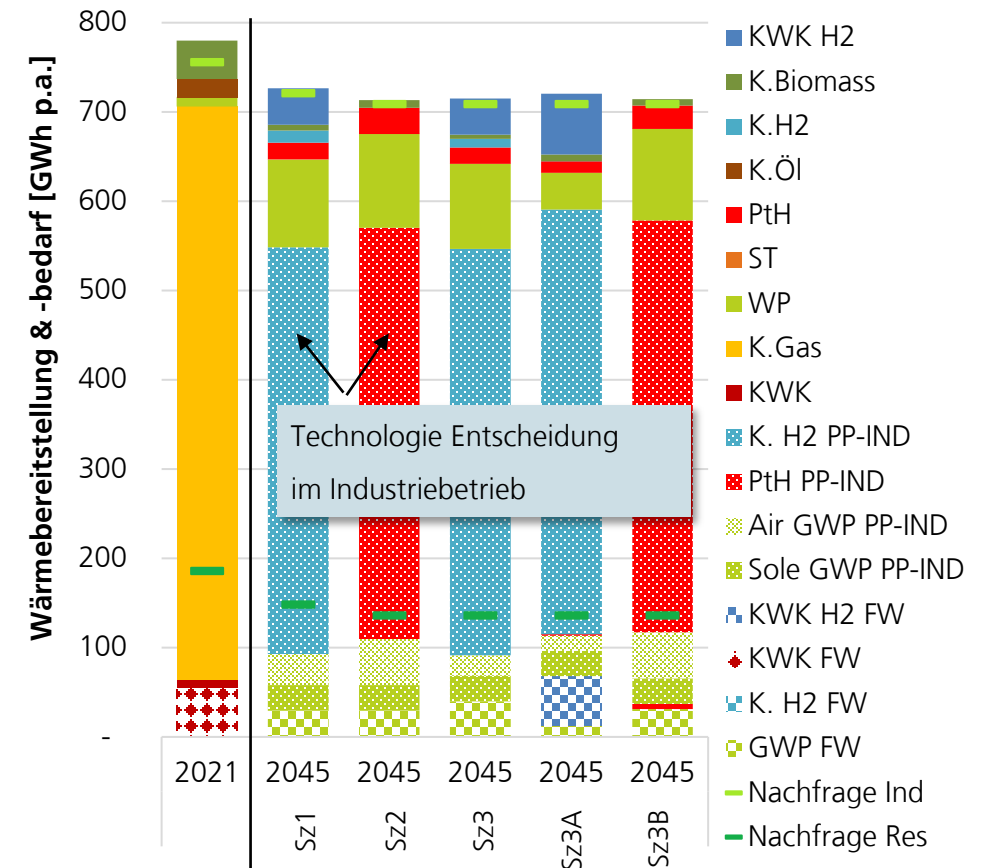
Bei hohem Anteil der Prozesswärme am Wärmebedarf ist die Versorgungslösung der Industrie entscheidend für die Dekarbonisierungsstrategie

Detailanalyse Burg b. M.

Wenn der Prozesswärmebedarf in der Industrie den Raumwärmebedarf deutlich übersteigt, ist die Dekarbonisierungsstrategie der Energiebeziehenden Unternehmen entscheidend für den Transformationspfad des Versorgungsgebietes.

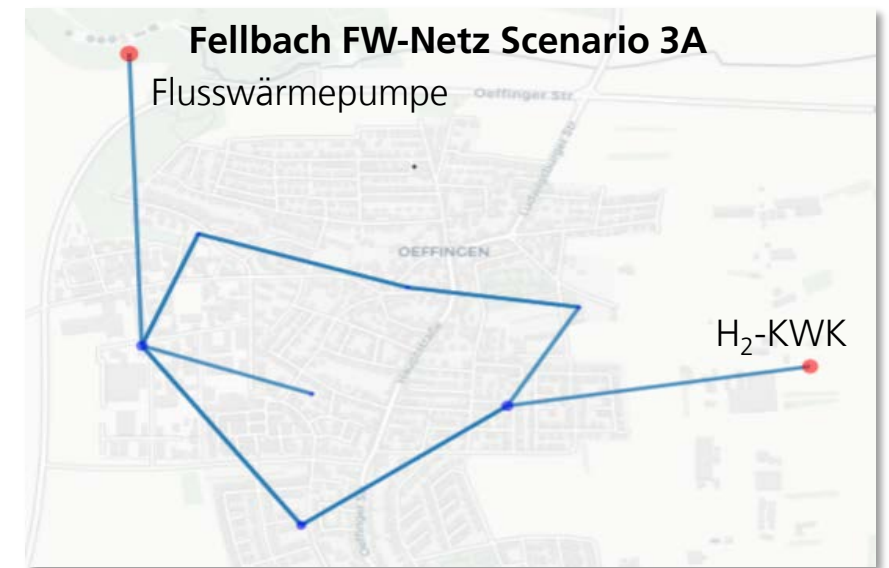
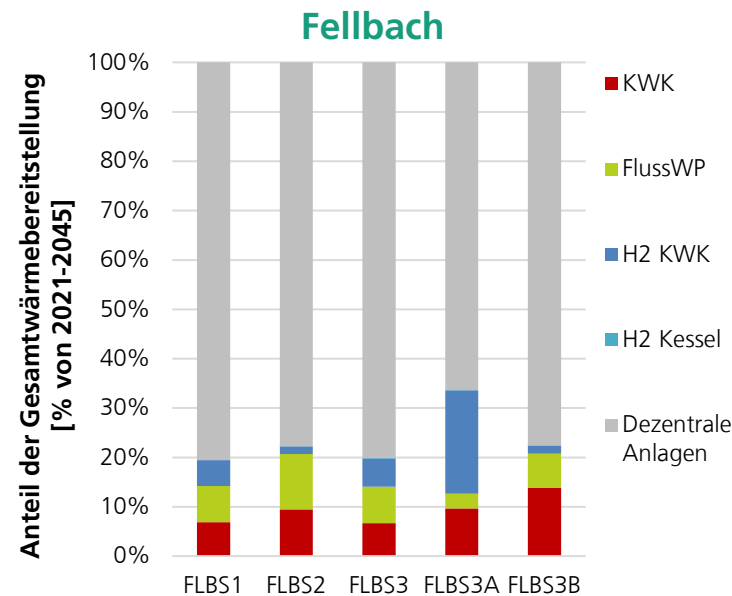
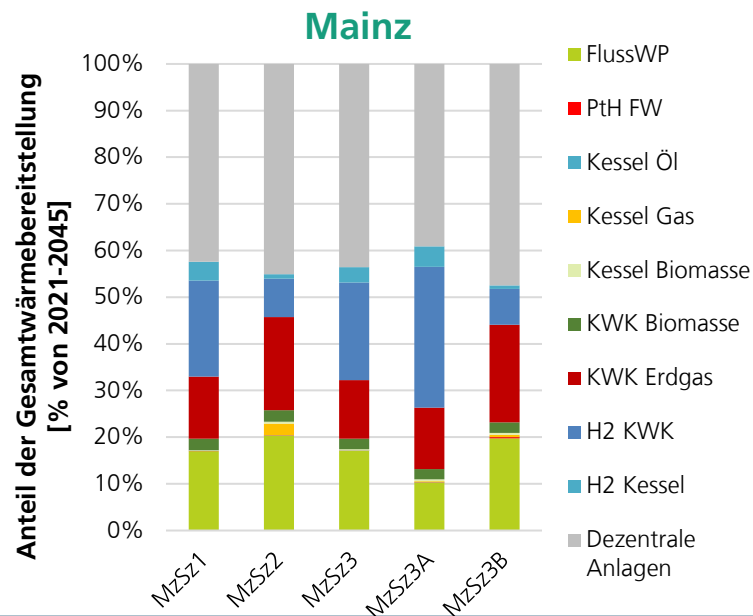
- Beispiel Burg: Industrie 80 % der Nachfrage ► dominiert die Gesamtlösung
- Wenn die lokale Industrie keinen Wasserstoff nutzt, erfolgt auch keine H₂-Nutzung in der Raumwärme
- Verbindlichkeit zwischen den Akteuren herstellen, sowohl Energiebeziehende Unternehmen, als auch für Versorger und Netzbetreiber

Wärmebereitstellung und Bedarf in Burg 2045



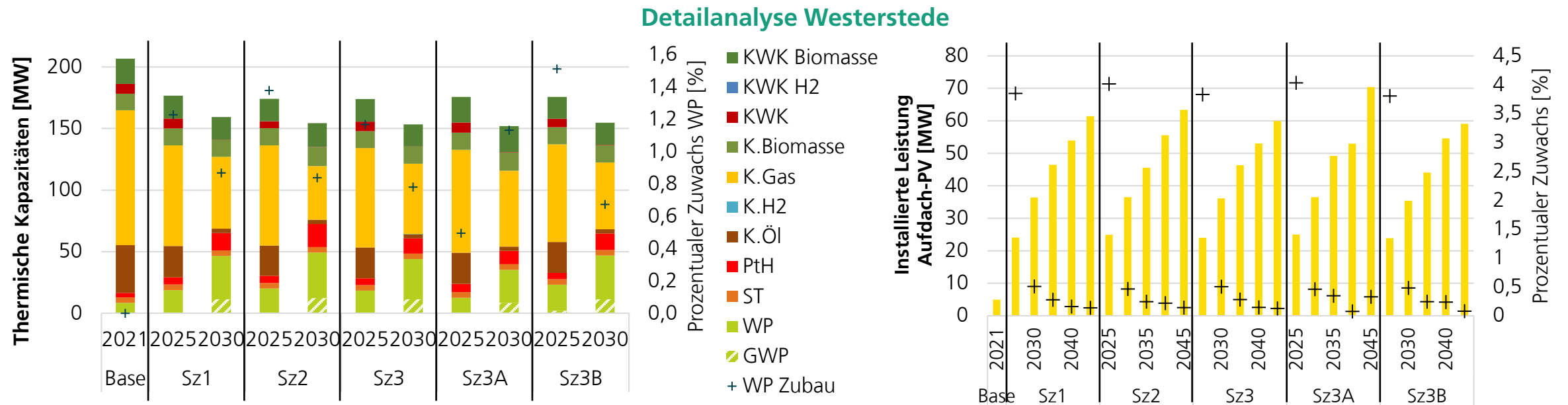
Fern- und Nahwärmnetze sind insbesondere in hochverdichteten Gebieten ein wichtiger Baustein als Ersatz von fossilen Energieträgern.

- Lokale Quellenverfügbarkeit & bestehende Infrastruktur entscheidend für Energieträger. Vorhandene Fernwärmenetze wie in Mainz werden stärker ausgelastet, der Absatz der Fernwärme steigt.
- In Fellbach und teilweise in Westerstede werden Fernwärme ausgebaut, da noch unverbundene verdichtete Gebiete und niedrigpreisig erschließbare lokale Wärmequellen vorhanden sind.
- Bei niedrigen Wasserstoffpreisen sind H₂-KWKs immer Baustein des Fernwärme Technologieeinsatzes, dies gilt häufig auch bei hohen Wasserstoffpreisen (vgl. Mainz und Fellbach Sz2).



Die Transformationspfade bis 2030 sind in allen Szenarien sehr ähnlich und durch einem starken Hochlauf Wärmepumpen und Fernwärme geprägt

- Der Weg bis 2030 ist in allen Szenarien sehr ähnlich und durch einem 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 Wärmeherzeugung, der bis 2030 initiiert wird.



Die Bottom-Up Betrachtung weist eine hohe Komplexität auf, in der kommunalen Wärmeplanung mit ausreichend Ressourcen zu hinterlegen ist

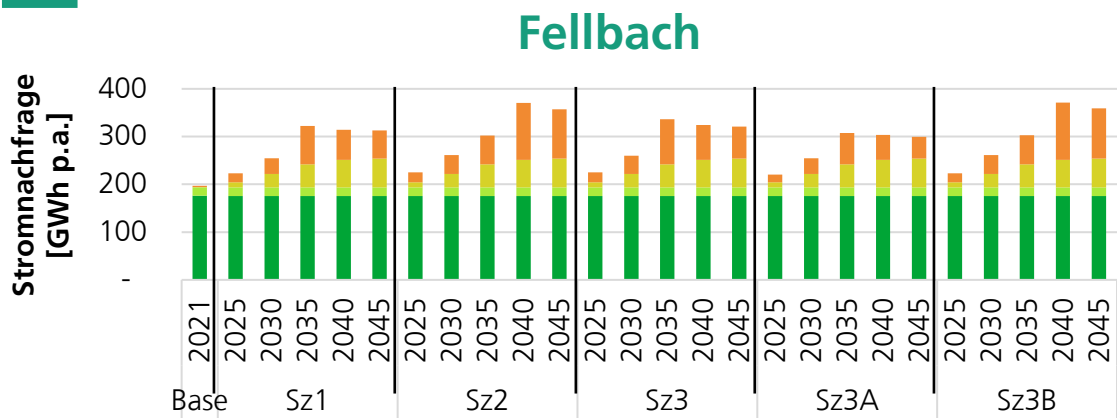
- Untersuchungen sind für alle Versorgungsgebiete über alle Bestandsinfrastrukturen regional spezifisch durchzuführen.
- Vorhandene Infrastrukturen, Erneuerbare-Energien-Potentiale, und der Gebäudebestände müssen berücksichtigt werden.
- Insgesamt ist eine hohe Anzahl an Wechseln der Wärmeerzeuger bis 2045 notwendig.

Mögliche Verteilung der Versorgungsanlagen auf Gebäude* in Westerstede in 2045

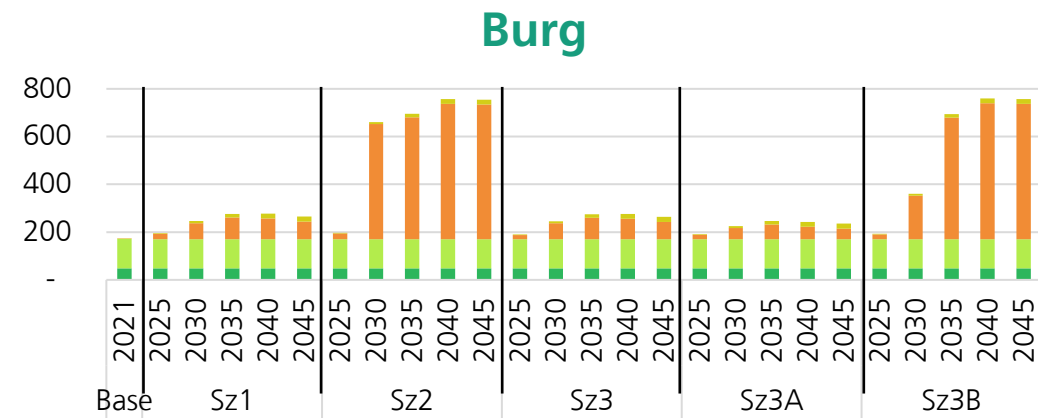


* Je nur eine Technologie je Gebäude mit statistischer Verteilung der Erzeuger nach Bestand sowie Gebäudetyp

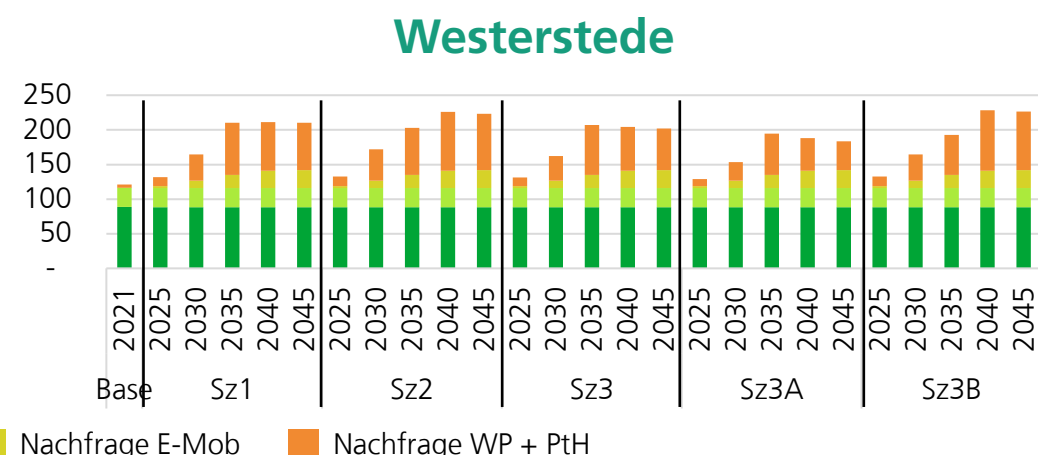
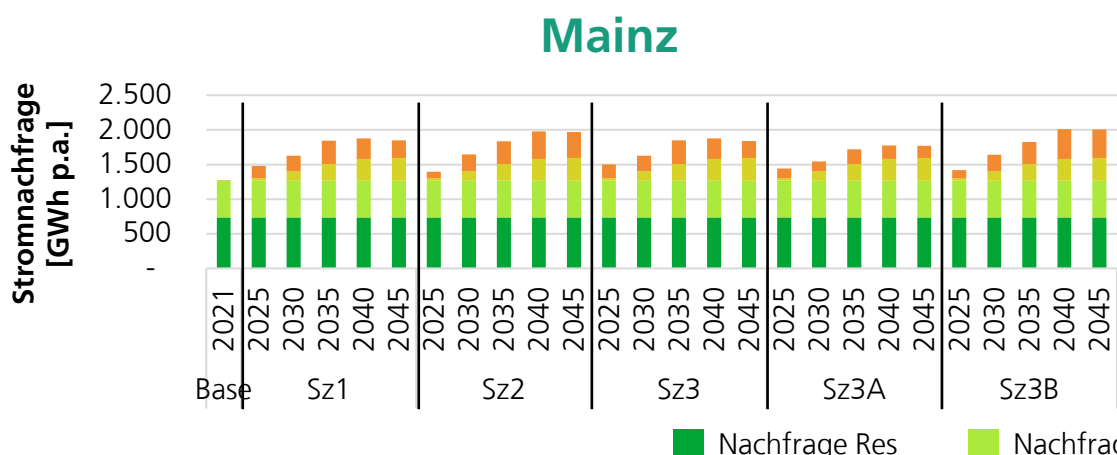
Die lokale Stromnachfrage steigt vor allem durch direkte Elektrifizierung der Wärmeversorgung und durch den Hochlauf der E-Mobilität



- In Gebieten ohne energieintensive Industrie liegt der Zuwachs zwischen 35 und 90 %.



- Bei vollständiger Elektrifizierung einer energie-intensiven Industrie steigt der Bedarf um 330 %.

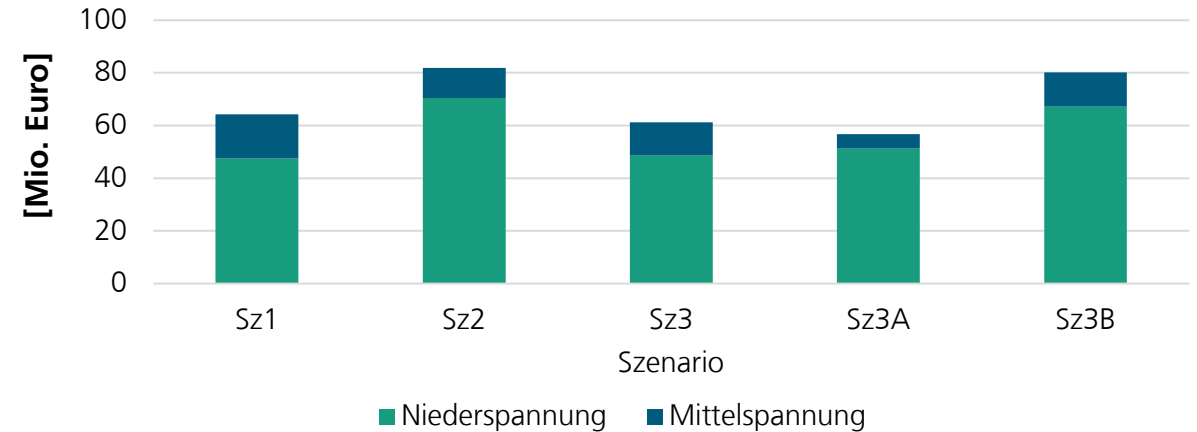


■ Nachfrage Res ■ Nachfrage Ind ■ Nachfrage E-Mob ■ Nachfrage WP + PtH

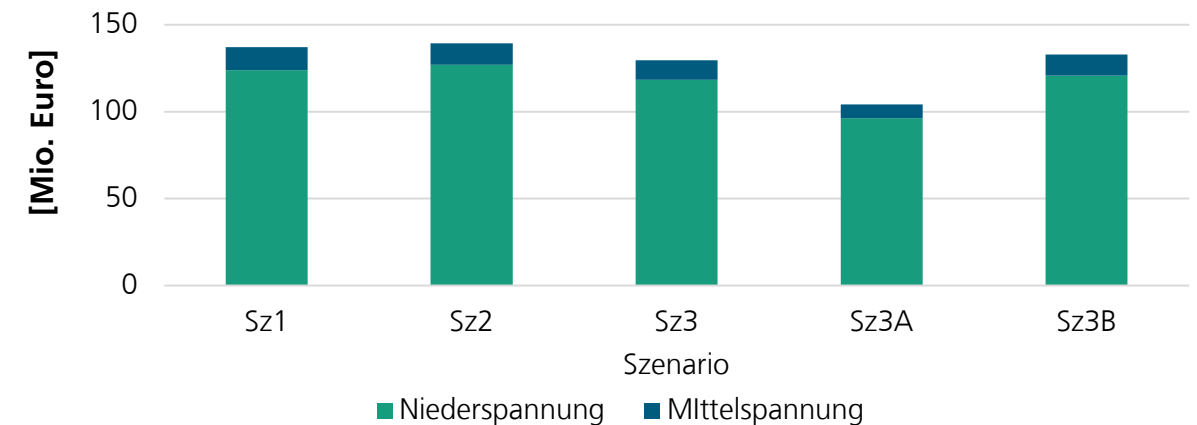
In den Stromnetzen besteht ein substantieller Ausbaubedarf – in Relation zu den notwendigen Gesamtsysteminvestitionen ist dieser aber gering

- Die Verfügbarkeit niedrigpreisigen Wasserstoffs führt in Szenario 3A zu einem rund 20 % geringerem Netzausbau im Vergleich zu Szenario 2 und 3B, da insbesondere die geringere elektrische Wärmeerzeugung die Netze entlastet.
- Die überwiegende Mehrheit der Ausbaukosten entfällt auf die Niederspannungsebene (70 bis 90 %).
- Im Vergleich zu den Gesamtkosten (Energieträger, Sanierung, Capex u. Opex) machen die Netzausbaukosten nur einen sehr geringen Anteil aus.

Netzausbaukosten am Beispiel Westerstede 2045



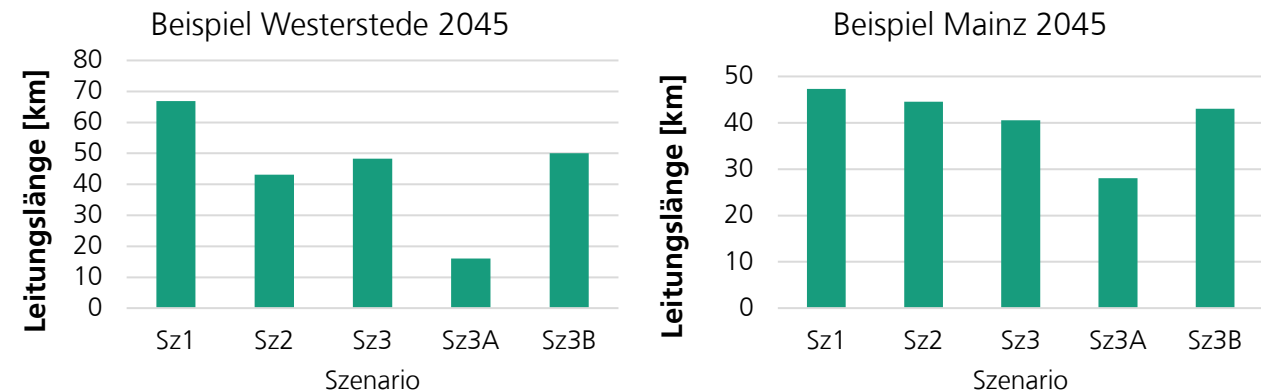
Netzausbaukosten am Beispiel Mainz 2045



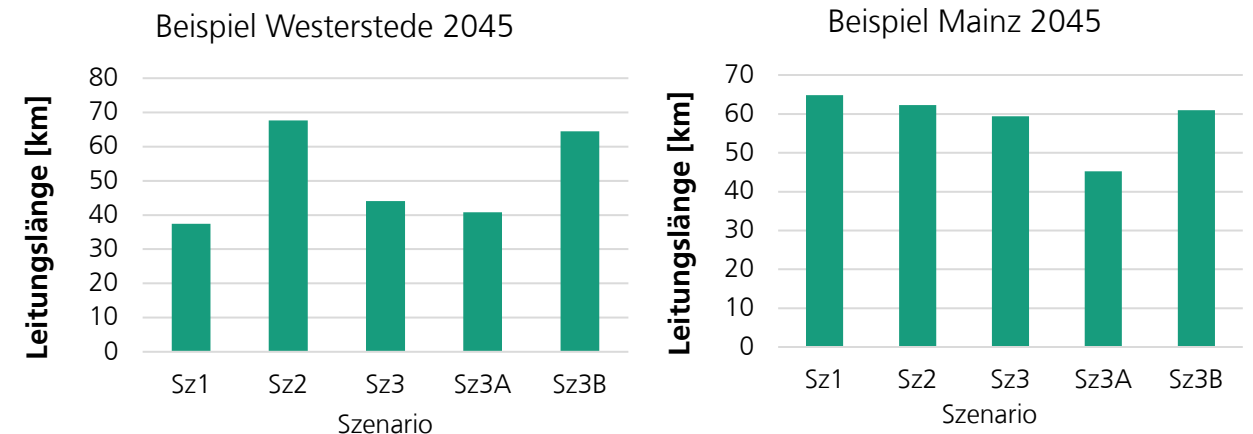
Im Stromnetz treten auf beiden Spannungsebenen deutliche Leitungsüberlastungen auf

- Überlastete Leitungen erfordern auf beiden Spannungsebenen Ausbaumaßnahmen in ähnlichen Größenordnungen. Der Hauptteil der Ausbaurkosten wird aber durch Spannungsbandverletzungen verursacht.
- Leitungsüberlastungen werden hervorgerufen durch hohe Leistungsflüssen elektrischer Verbraucher und/oder Einspeiser.
- Sie werden durch einen Ersatz der überlasteten Leitungen mit einem höheren Querschnitt oder das Verlegen zusätzlicher Leitungen behoben.
- In der Mittelspannungsebene müssen im schlimmsten Fall rund ein Drittel (67 von 217 km) der Leitungen verstärkt werden (Beispiel Westerstede).
- In der Niederspannung ist ca. ein Fünftel (68 von 381 km) von Überlastungen betroffen (Beispiel Westerstede).
- Überlastungsprobleme werden in Westerstede fast ausschließlich durch elektrische Verbraucher verursacht (primär Wärmepumpen).
- Durch Industrie und Großverbraucher ergibt sich auf der MS-Ebene in Szenario 1 eine deutlich größere Netzbelastung als in der NS-Ebene.

Überlastete Leitungskilometer Mittelspannung



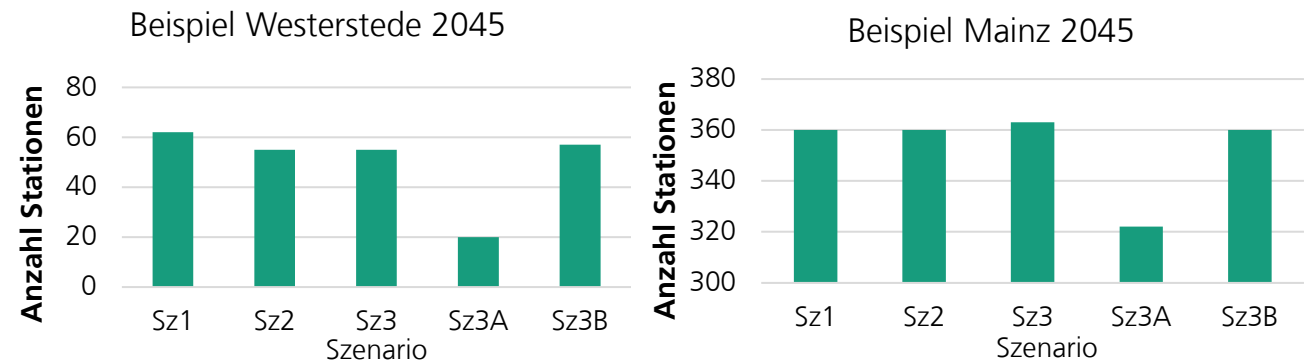
Überlastete Leitungskilometer Niederspannung



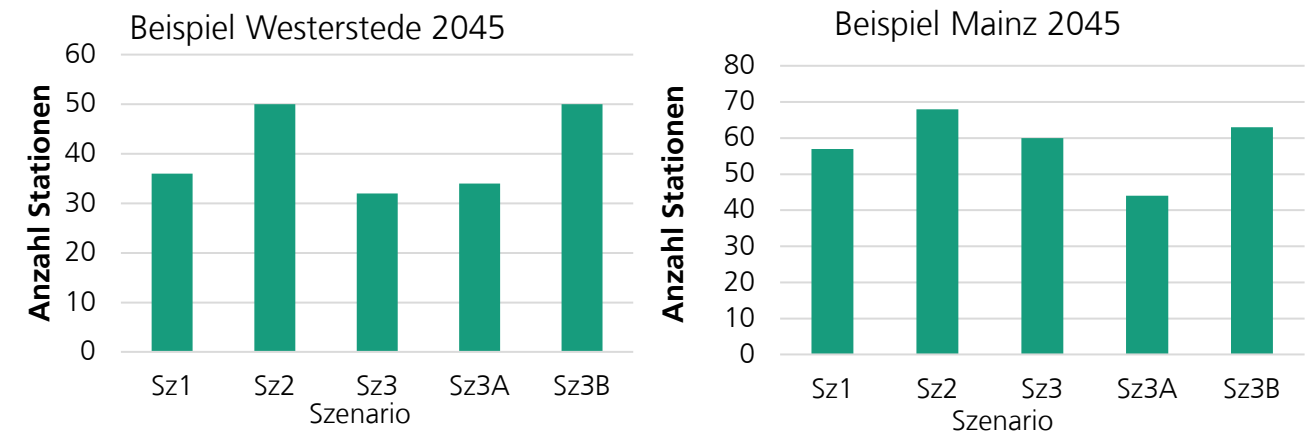
Insbesondere in räumlich ausgedehnten Netzen mit langen Leitungslängen sind Spannungsbandverletzungen in größerem Umfang zu erwarten

- Spannungsbandverletzungen sind sowohl in Mainz als auch in Westerstede der wesentliche Ausbautreiber. In Westerstede ist dies primär auf elektrische Verbraucher zurückzuführen. In Mainz hingegen treten Spannungsprobleme fast ausschließlich durch PV-Einspeisung auf.
- Spannungsbandverletzungen werden durch erhöhte elektrische Einspeisung (Spannungsanstieg)/ Verbrauch (Spannungsabfall).
- 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.
- Rund die Hälfte der betrachteten Ortsnetze in Westerstede weist Spannungsbandverletzungen auf (Mainz ca. ein Viertel) und in ca. einem Drittel der Ortsnetze in Westerstede und Mainz wird ein rONT installiert.

Anzahl Netzstationen mit Verletzungen des MS-Spannungsbands



Anzahl NS-Netze Spannungsbandverletzungen

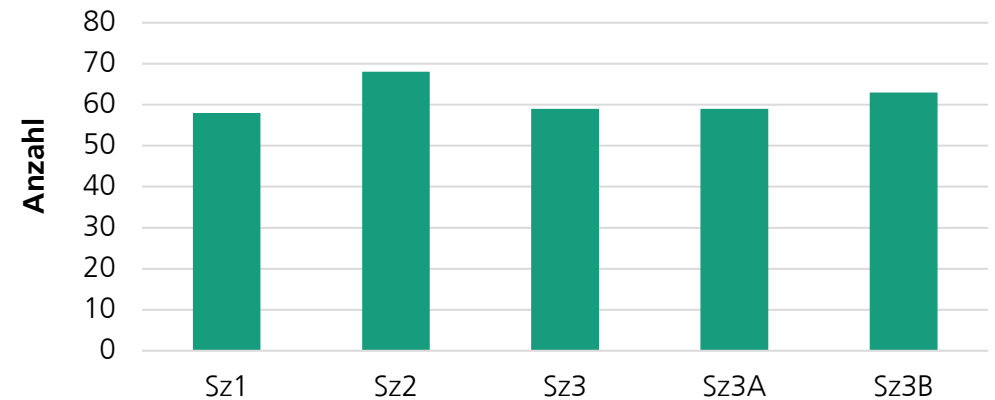


In vielen Ortsnetzen ist ein Ausbau der Trafokapazitäten notwendig

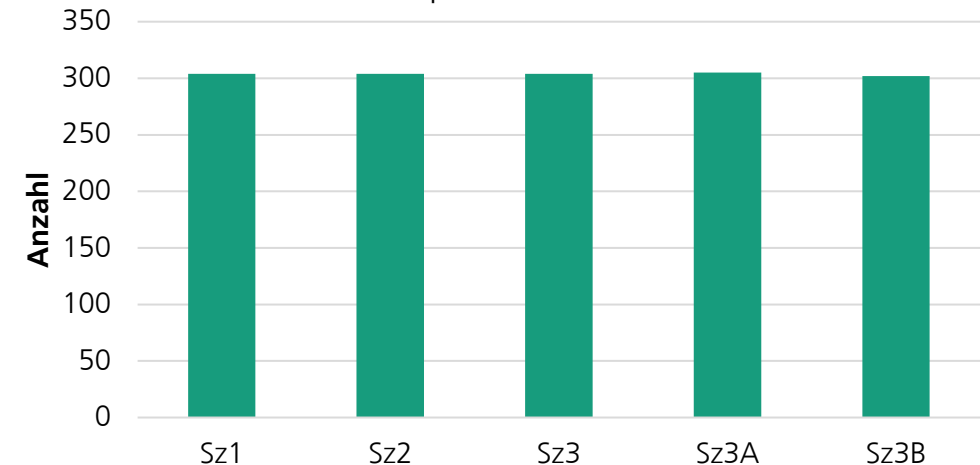
- In allen Szenarien muss in Mainz und Westerstede die überwiegende Mehrheit der Ortsnetztrafos verstärkt werden.
- Transformatorüberlastungen werden hervorgerufen durch hohe Leistungsflüsse elektrischer Verbraucher und/oder Einspeiser.
- Dies erfordert einen Ersatz der Transformatoren durch solche mit 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.
- Transformatorüberlastungen treten in Westerstede sowohl im Starklastfall als auch im Einspeisefall auf.

Anzahl überlasteter Ortsnetztrafos

Beispiel Westerstede 2045

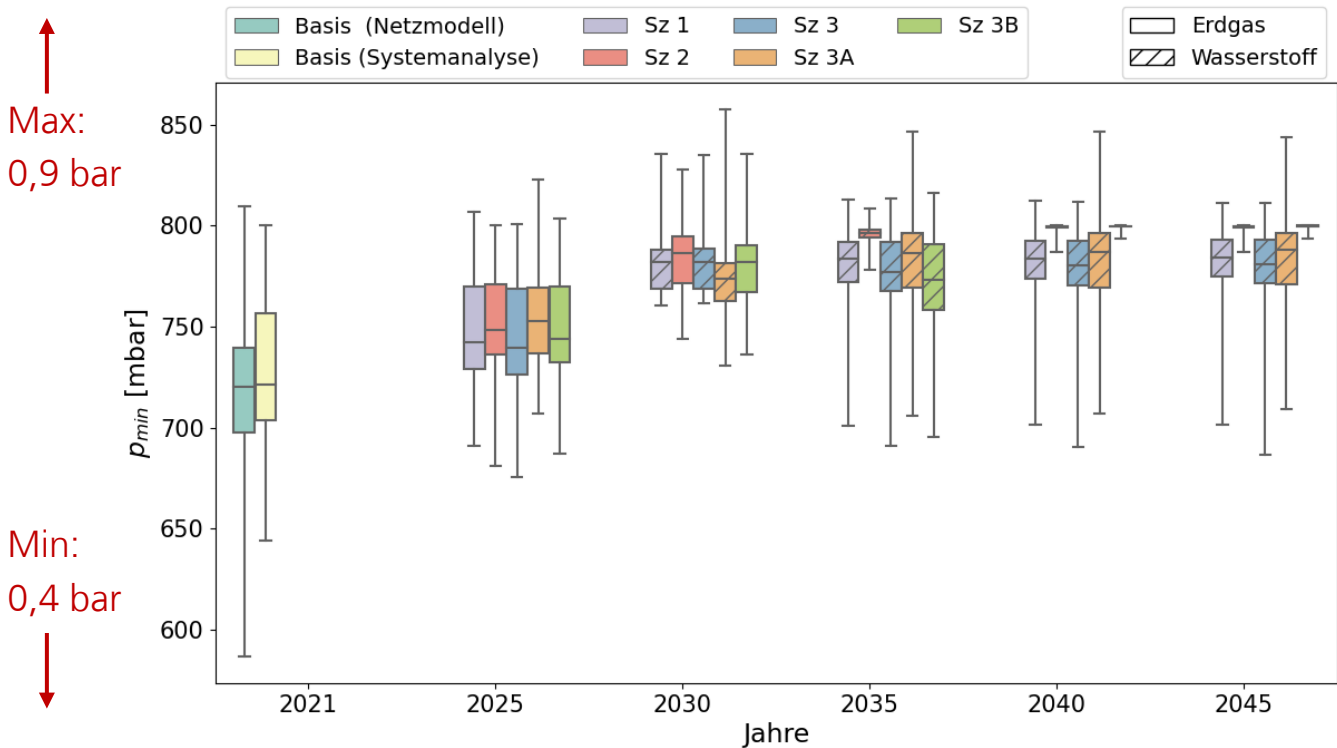


Beispiel Mainz 2045



Hydraulisch ist eine Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff in der Regel technisch möglich

Geringste Drücke je Netzknoten am Beispiel Mitteldruck
Westerstede

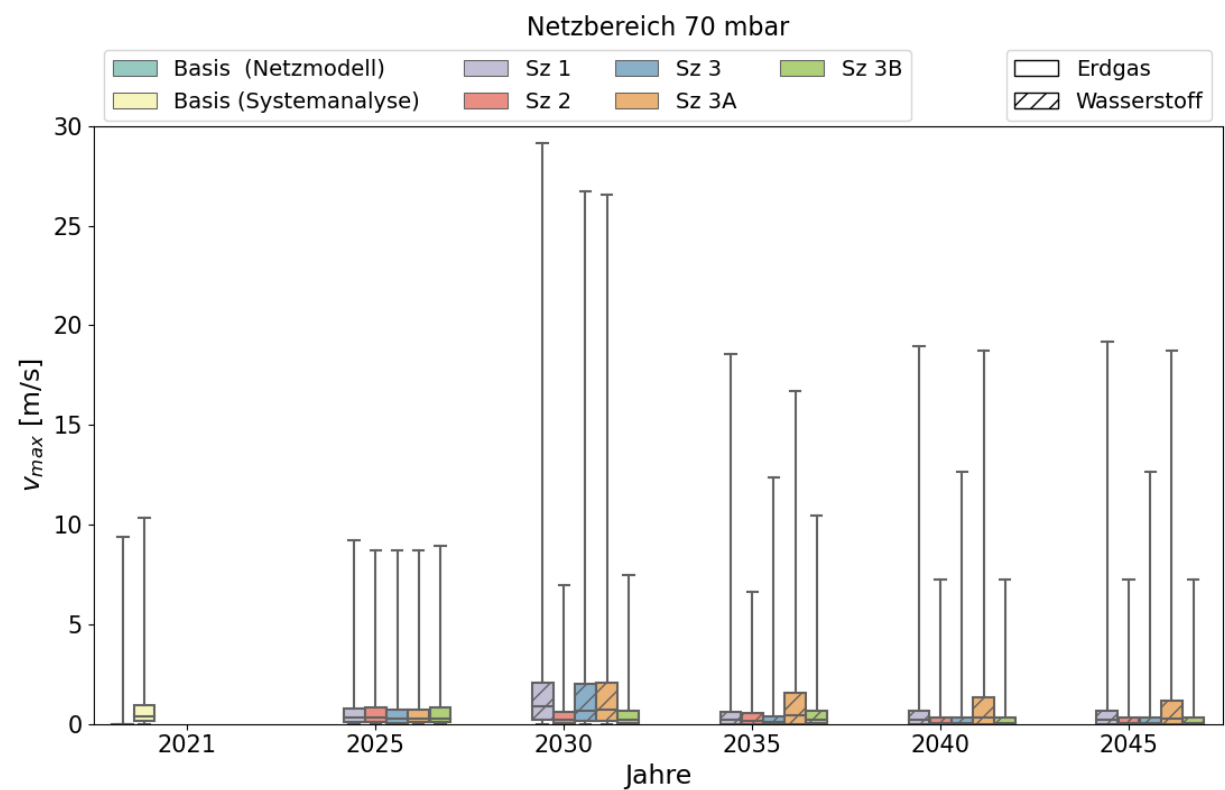


- Die Druckgrenzen werden in keinem Szenario / Jahr verletzt. Rein hydraulisch sind durch die Umstellung auf Wasserstoff keine Probleme zu erwarten.
- Je nach Verfügbarkeit des Wasserstoff-Backbones wird das Netz in den unterschiedlichen Szenarien 2030 bzw. 2035 vollständig von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt. Ein Teilumstellung einzelner Netzbereiche wurde nicht betrachtet.
- Welche Netzkomponenten (Armaturen, Verdichter, etc.) für eine Umstellung auf Wasserstoff ggf. getauscht werden müssen, muss im Einzelfall geprüft werden.

Szenario	1	2	3	3A	3B
Tendenz H ₂	hoch	niedrig	mittel	sehr hoch	sehr niedrig
Backbone	2030	2035	2030	2030	2035

Fließgeschwindigkeiten erhöhen sich durch die Wasserstoff-Umstellung deutlich. Kriterien wie Geräuschbelastung müssen im Einzelfall geprüft werden

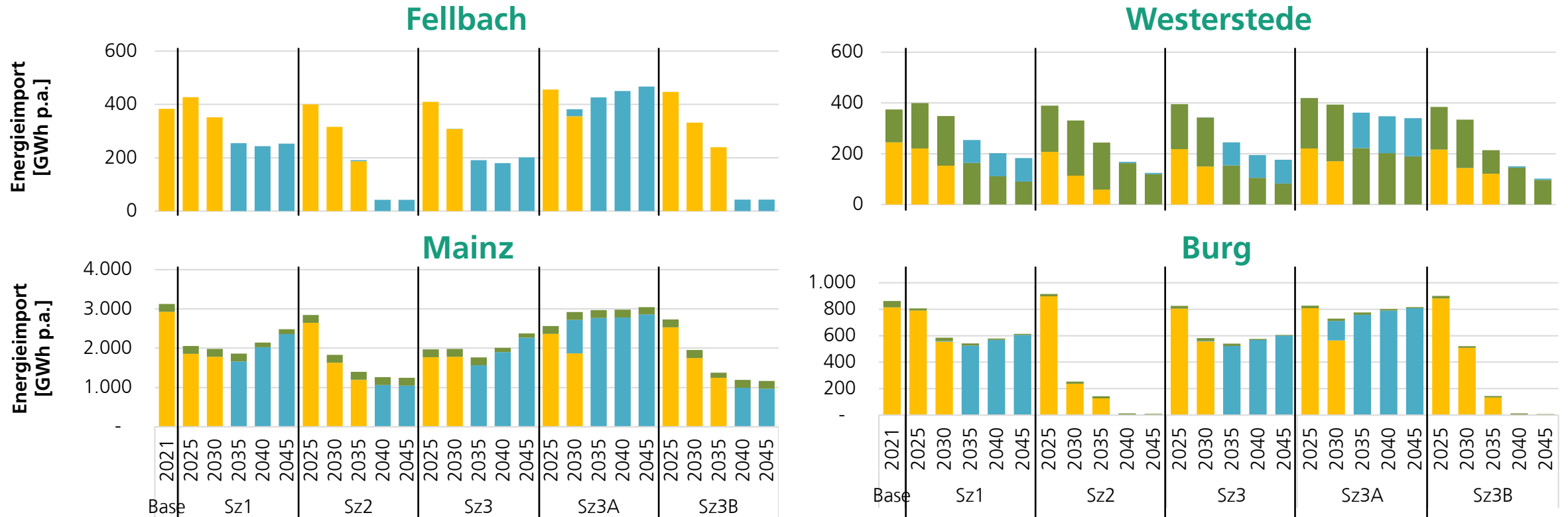
Größte Fließgeschwindigkeiten am Beispiel Niederdruck Mainz



- Es ist keine eindeutige Aussage über Grenzwertverletzungen (Wasserstoff) möglich, da keine Erfahrungswerte vorhanden sind.
- Rein technisch sind die Fließgeschwindigkeiten in der Regel unproblematisch, es kann jedoch eine erhöhte Geräuschbelastung entstehen.
- Daher ist eine Detailbetrachtung erforderlich. Eine zukünftige Umstellung auf Wasserstoff sollte bei der Instandhaltung bereits berücksichtigt werden, indem ggf. Rohre mit größerem Durchmesser eingesetzt werden, um Problemen vorzubeugen.

Szenario	1	2	3	3A	3B
Tendenz H_2	hoch	niedrig	mittel	sehr hoch	sehr niedrig
Backbone	2030	2035	2030	2030	2035

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



- In Netzgebieten, in denen der Methangas-Absatz zurückgeht und langfristig Wasserstoff dezentral nicht in der Breite benötigt wird, ist ein bedarfsgerechter Aus- bzw. Umbau der notwendigen Infrastrukturen zwingend erforderlich.

■ Erdgas
 ■ Biogase + Abfall
 ■ Wasserstoff

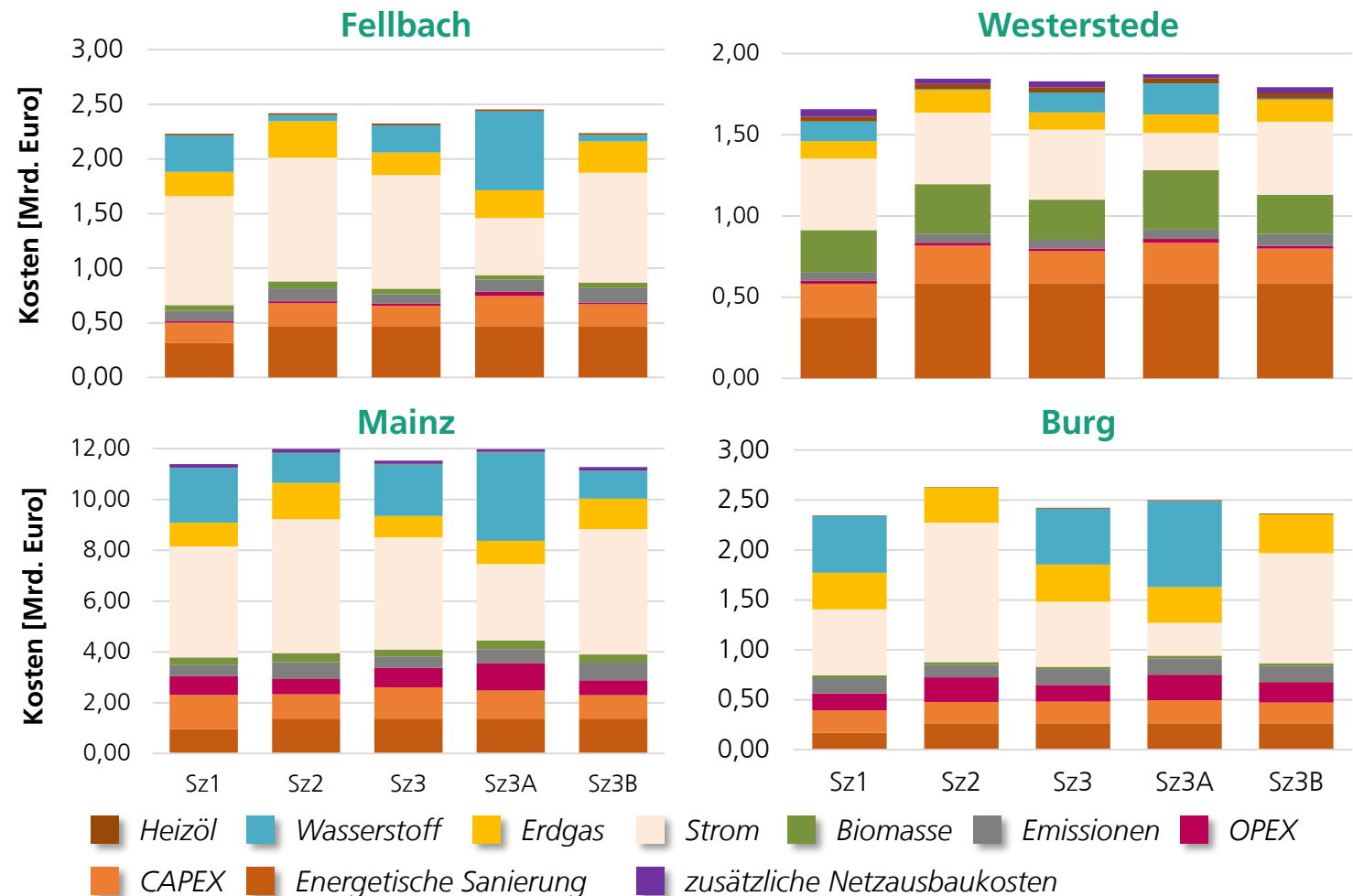
In den Netzen besteht deutlicher, aber technisch zu bewältigender Handlungsbedarf. Die Netzausbaukosten sind in Relation zu den Gesamtsystemkosten gering

- Es besteht ein Handlungsbedarf in allen Spannungsebenen. Die Art der auftretenden Netzenspässe 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.
- Wasserstoff kann einen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze leisten, wenn Netzenspässe durch elektrische Wärmeerzeugung reduziert werden. Dies erfordert es aber, dass Wasserstoff in großen Mengen zu niedrigen Preisen verfügbar ist.
- In den betrachteten Netzen entfällt der Großteil der Ausbaukosten auf die Niederspannungsebene. Der größte Ausbautreiber ist hierbei die elektrische Wärmeerzeugung der Wärmepumpen, die in Worst-Case-Situationen große Gleichzeitigkeiten aufweisen. Hier kann im Einzelfall eine Umstrukturierung der Netze (z.B. Aufteilung von NS-Netzen durch die Gründung neuer Ortsnetzstationen) erforderlich 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.

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

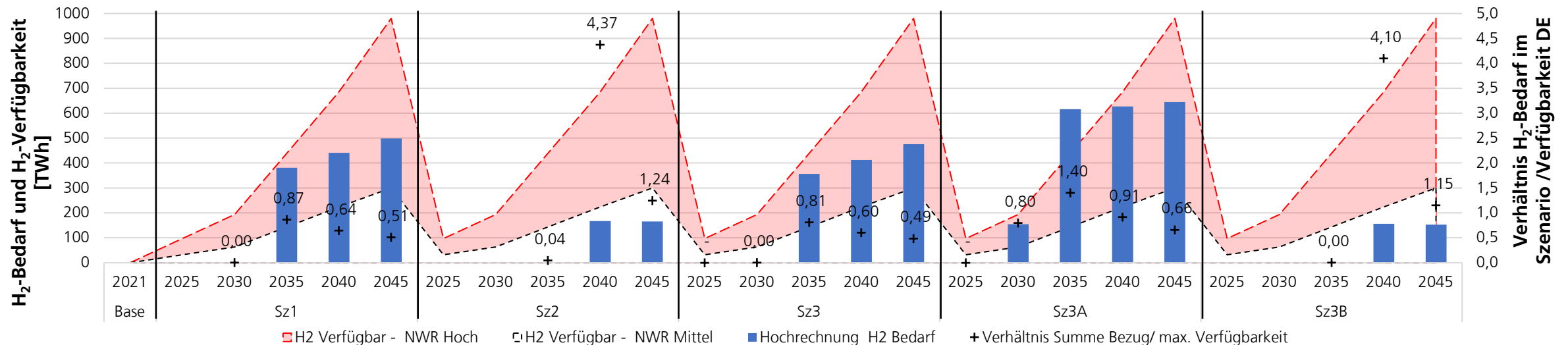
- Die Energieträgerpreise sind für den größten Anteil der Kosten für die Versorgung der Gebiete mit Wärme & Strom verantwortlich.
- Ein geringer Anstieg der Energieträgerpreise führt zu erheblichen Kostensteigerungen.
- Die Wasserstoffverfügbarkeit in Sz1 ist hoch und Wasserstoffpreise niedrig bei gleichzeitig weniger Ausgaben* für Sanierungen, sodass hier die Kosten niedriger sind.

*Es erfolgt keine Rückkopplung auf die Preise durch den erhöhten Energieverbrauch in Sz1.



Hochrechnung des H₂-Bedarfs in der Wärme auf Deutschland

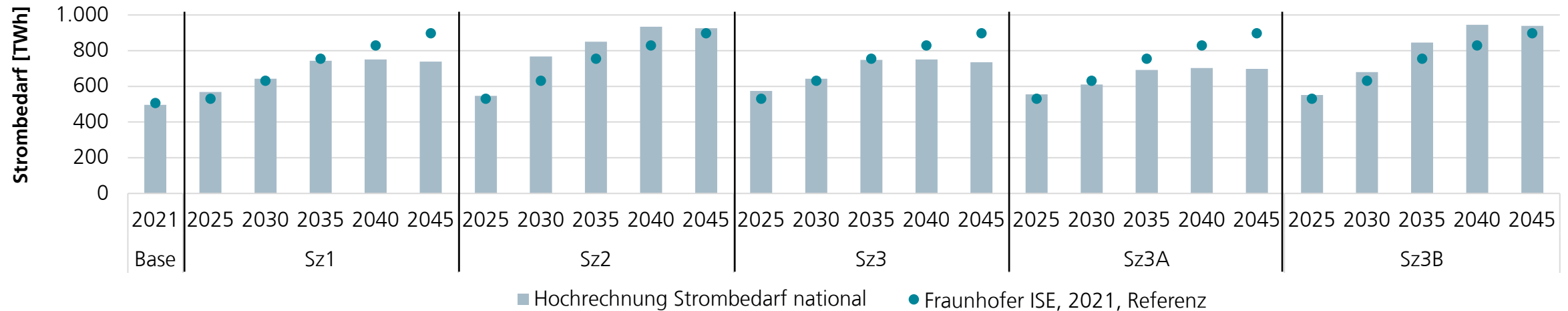
- Die Hochrechnung des Wasserstoffbedarfs der vier Gebiete (Erläuterungen zur Methodik im Anhang) ist anhand des jeweiligen Anteils der summierten Verbräuche der 4 Gebiete an den Erdgasbezugsmengen im Referenzjahr 2021 in Deutschland erfolgt. Der Wasserstoffbedarf aus der Hochrechnung liegt im Szenario 3A in 2035 über dem definierten Unsicherheitsbereich*. Zu diesen Verbräuchen kommen weitere Wasserstoffbedarfe in anderen Anwendungen, z.B. Verstromung, Verkehr und stoffliche Nutzung.
- Hierbei ist zu beachten, dass in drei Szenarien hohe Importverfügbarkeit von Wasserstoff zu Grunde gelegt wird, deren Eintreten mit großen Unsicherheiten behaftet ist.



*Der Unsicherheitsbereich für die Verfügbarkeiten von Wasserstoff für Gesamtdeutschland in den Szenarien wurden vom LK vorgeschlagen (hoch - 1000 TWh, mittel - 300 TWh bis 2045).

Die Hochrechnung des Strombedarfs zeigt in allen Szenarien einen starken Anstieg

- Die Hochrechnung des Strombedarfs der vier Gebiete ist anhand des jeweiligen Anteils der summierten Verbräuche der Haushalts-, Industrie-, PKW-Elektromobilitäts-, und Wärmestromnachfragen der 4 Gebiete an den realen Stromverbräuchen der AG Energiebilanzen erfolgt. Zu diesen Verbräuchen kommen weitere Strombedarfe in anderen Anwendungen, z.B. Wasserstoffherstellung, PtX und Lastverkehr.



*Remod Referenz – Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem sowie Agora Klimaneutrales Energiesystem 2045

Wärmemarkt ist komplex und bedarf lokaler Vor-Ort-Analysen (I)

Ableitungen

- (1) 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-Potentiale, der Gebäudebestände und Kundenanforderungen an ihre Wärmeversorgung eine große Bandbreite und damit eine Vielfalt an Kombinationsmöglichkeiten gibt.
- (2) 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.

Wärmemarkt ist komplex und bedarf lokaler Vor-Ort-Analysen (II)

Ableitungen

- (3) 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
- (4) 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.

Wärmemarkt ist komplex und bedarf lokaler Vor-Ort-Analysen (III)

Ableitungen

- (5) 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.
- (6) 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.

Hauptlösungen: Wärmepumpe, Wärmenetze, erneuerbare Wärme und Wasserstoff Ableitungen

- (7) 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.
- (8) 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 aufgebaut werden (I)

- (9) 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.
- (10) 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-Backbone und nachgelagerte Wasserstoff-Infrastrukturen für die relevanten Anwendungen eine zwingende Voraussetzung.

Integrierte Versorgungsinfrastrukturen müssen weiterentwickelt und ein leistungsfähiger H₂-Backbone aufgebaut werden (II)

- (11) 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.

Annahmen zu Gebäuden und Industrie

In die Betrachtung der Gebiete sind Gebäude nach den Gebäudetypen Ein- und Mehrfamilienhaus (EFH / MFH), Nicht-Wohngebäude (NWG) und Industrie (IND) unterteilt.

Soweit aus den Daten eine Zuordnung nach Gebäudealter, Struktur und Nutzung erfolgen konnte, sind Sanierungszustände sowie Temperaturniveaus der Versorgung unterschieden.

Aufgrund der geringen Differenzierung der Bestandsdaten in der Industrie wird in der Prozesswärme nicht detailliert nach Temperaturniveaus unterschieden. Es wird die Annahme getroffen, dass dezentrale Wärmepumpen keine Versorgung der Prozesswärme übernehmen können, da die Entwicklung von Hochtemperaturwärmepumpen wegen des jetzt erfolgenden Markteintritts schwer abzuschätzen ist. Weiterhin erfolgt aufgrund mangelnder Datenlage keine Modellierung der Abwärme. Dies bedeutet für die Einordnung der Ergebnisse, dass bei einer realen Umsetzung eine lokale Neubewertung der notwendigen Versorgungstechnologien in Abhängigkeit detailliert untersuchter Industrieprozesse notwendig sein kann.

Die Zuordnung der Versorgungstechnologie der Gebäude aus der Disaggregation erfolgt über eine stochastische Verteilung basierend auf dem Gebäudeversorgungsbestand.

Annahmen Wasserstoffverfügbarkeit

Die folgenden Ergebnisse beruhen auf den im Lenkungskreis der Studie vereinbarten Preisannahmen für die Szenarien.¹

In den Szenarien sind Pfade zur Wasserstoffimportverfügbarkeit hinterlegt. Es erfolgt keine Begrenzung der Wasserstoffmenge für die einzelnen Gebiete, da die Abgrenzung bestimmter Untermengen für einzelne Versorgungsgebiete mit noch größerer Unsicherheit behaftet ist als die Projektion nationaler Importmengen. Dies kann dazu führen, dass einzelne Gebiete hohe Wasserstoffmengen beziehen, was dazu führen würde, dass andere Gebiete keinen Wasserstoff erhalten. Eine Einordnung der Ergebnisse in die Wasserstoffpfade erfolgt über die Summe der betrachteten Gebiete.

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff erfordert einen starken Hochlauf erneuerbarer Stromerzeugung (im Inland und Ausland), die mit den Transformationspfaden und der Nachfrageentwicklung in Deutschland Schritt halten muss. Aufgrund der Effizienz der Umwandlungskette müsste ein größerer Zubau an erneuerbarer Stromerzeugung erfolgen, als der im Strommix hinterlegte Zubau. Bei einer Produktion in Deutschland wäre entsprechend auch ein geringerer CO₂-Faktor für Strom zu hinterlegen. Bei Import nach Deutschland müsste ein entsprechender Ausbau in anderen Ländern erfolgen.

¹ Siehe »Anhang: Preisannahmen Gas, Strom und Wasserstoff«

Methodik zur Hochrechnung H₂-Bedarfs in der Wärme auf Deutschland

Erläuterung

- Die Hochrechnung des Wasserstoffbedarfs der vier Gebiete erfolgt anhand des jeweiligen Anteils der summierten Verbräuche der 4 Gebiete an den Erdgasbezugsmengen im Referenzjahr 2021 in Deutschland.
- Auf Basis der Erdgasbezugsmengen für die Wärmebereitstellung der vier Gebiete wurde anhand der deutschen Erdgasbezugsmengen ein Skalierungsfaktor für den Anteil des Gasbedarfs am Bedarf im Jahr 2021 errechnet. Mit diesem Faktor wird linear auf die Wasserstoffmengen der vier Gebiete der Folgejahre skaliert.

Die Methodik:

- lässt eine grobe Abschätzung der Wasserstoff-Mengenbedarfs der Szenarien in der Raumwärme zu.
- bezieht sich nur auf die Wasserstoffmengen der untersuchten Industrieprozesse im Versorgungsgebiet (z.B. keine Stahlproduktion, aber hohe Papierprozesswärme).
- gibt keine Aussage über den zusätzlichen Mengenbedarf anderer Sektoren (stoffliche Nutzung, Verkehr).
- skaliert in Szenarien & Gebieten mit H₂-KWK die anteilige Nutzung von Wasserstoff in der Stromwirtschaft mit.
- dient als Orientierungsgröße zum Vergleich der deutschen H₂-Verfügbarkeitspfaden aus den Studien:
 - Agora, Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021) → bildet untere Grenze der Unsicherheit
 - Guidehouse, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen (2021) → bildet obere Grenze der Unsicherheit

Netzannahmen

In die Betrachtung der Versorgungsgebiete fließt kein Zubau erneuerbarer Großanlagen mit Anschluss auf der Mittel- und Hochspannungsebene ein. Der Einfluss der Windkraftanlagen und PV-Freiflächenanlagen ist in den Strompreisen berücksichtigt.

Die Ergebnisse beruhen zusätzlich auf der Annahme, dass eine Wasserstoffversorgung durch ein Wasserstoff-Backbone aufgebaut wird und sukzessive ab 2030 bzw. 2035 zur Verfügung steht.

Die Umstellung der Verteilnetzes von Erdgas auf Wasserstoff erfolgt mittels eines Fuel-Switch auf 100 % Wasserstoff in Teilnetzgebieten bis zu einer vollständigen Umstellung. Es wird die Annahme getroffen, dass eine Umstellung einen ähnlichen Zeit- und Kostenaufwand wie die Umstellung von L-Gas auf H-Gas erfordert. Ebenso wird vorausgesetzt, dass alle Gasgeräte im Teilgebiet bis dahin zu 100 % auf *Wasserstoff Ready* umgestellt sind. Kosten für die zentrale Planung der Umstellung sind nicht berücksichtigt.

Es erfolgt keine detaillierte Planung für notwendigen Aus-, Um-, oder Rückbau der Strom-, Gas-, oder Fernwärmenetze. Die Abschätzung der Netzausbaukosten beruhen auf den Netzsimulationen. Die Netzausbaukosten beziehen sich ausschließlich auf die Änderungen zwischen dem Ausgangsjahr und dem Zieljahr. Die Berechnungen ersetzen keine Wärme- oder Netzplanung.

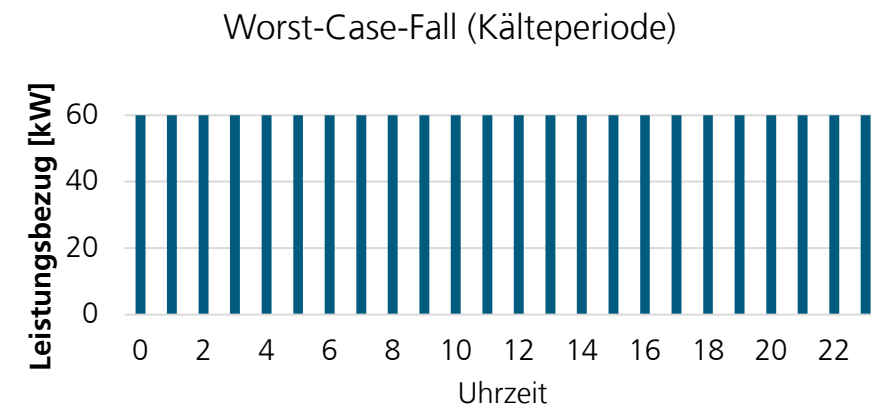
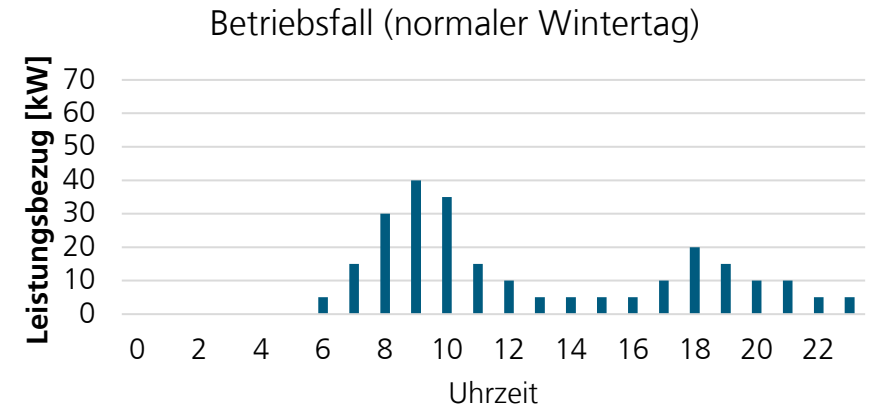
Die Ausbauplanung der Stromnetze wird anhand planungsrelevanter Auslegungsfälle vorgenommen

Alle Stromnetz-Analysen wurden bezüglich folgender Auslegungsfälle durchgeführt:

- Starklastfall: Netzzustand an einem kalten Winterabend (- 13 °C Auslegungstemperatur) mit hohem Leistungsbezug elektrischer Verbraucher. Keine dezentrale Einspeisung durch PV-Anlagen oder BHKW.
- Einspeisefall: Netzzustand an einem warmen, sonnenreichen Werktag im Sommer mit hoher PV-Einspeisung und geringem Verbrauch durch Haushaltslasten, E-Kfz-Ladepunkte und Wärmepumpen.

Für den Betrieb der Wärmepumpen im Starklastfall wurde angenommen, dass diese aufgrund einer anhaltenden Kälteperiode dauerhaft mit ihrer maximalen Leistung betrieben werden und daher sehr hohe Gleichzeitigkeiten erreichen.

Beispiel: Worst-Case-Fall für die Leistungsaufnahme von 10 Wärmepumpen



Preisannahmen

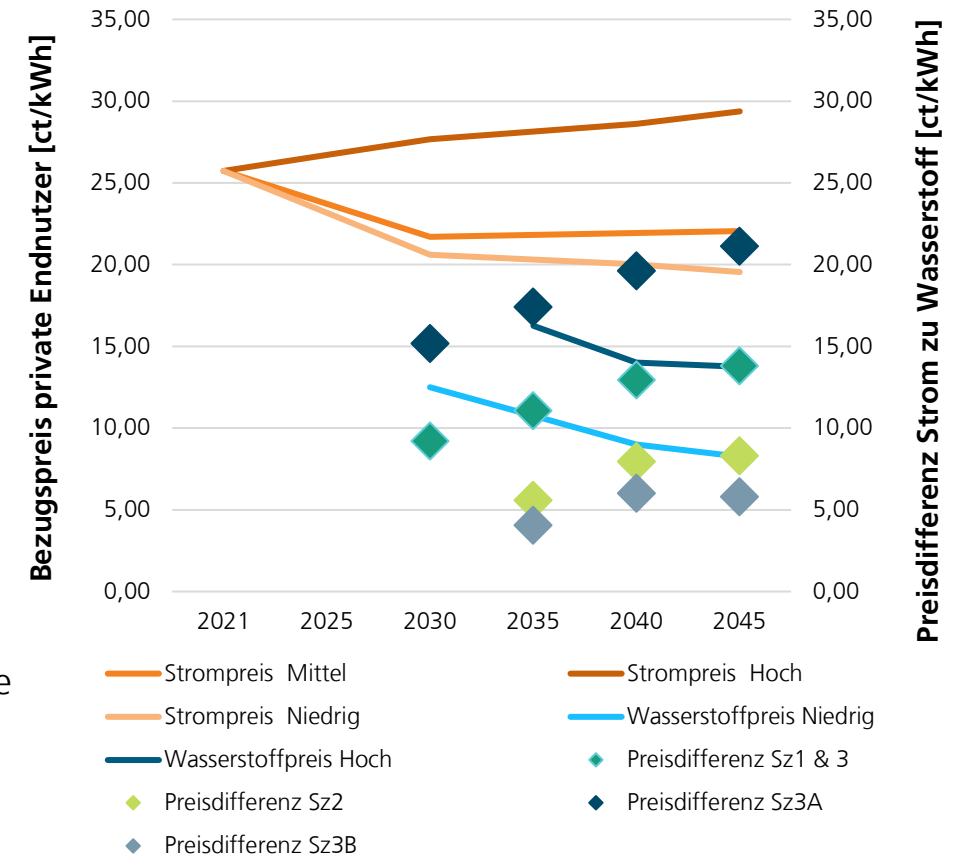
Die folgenden Ergebnisse beruhen auf den vorgegebenen Preisannahmen des NWR für die Szenarien.¹

Es wird ein Importpreis zwischen 8,3 - 16,3 ct/kWh für Haushalte und 5,4 - 10,3 ct/kWh für Industriekunden je nach Szenario im Betrachtungszeitraum 2030 – 2045 für Wasserstoff angenommen.

Die Importpreis-Annahme impliziert, dass die Produktion von erneuerbarem Strom, die Erzeugung des Wasserstoffs, dessen Transport und der Gewinn aller Zwischenhändler in diesem Preis inkludiert sind.

Es gilt zu beachten:

- 1) Ein höherer Preis für den Wasserstoffimport kann zu anderen Ergebnissen mit signifikant anderem Anteil an der Wasserstoffnutzung führen.
- 2) Eine inländische Produktion von grünem Wasserstoff würde eine zusätzlich benötigte Energiemenge aus erneuerbaren Energien mit Faktor 2 der jeweils eingesetzten Wasserstoffenergiemenge mit dem verbundenen Ausbau der erneuerbaren Energien benötigen. Setzt man diesen Ausbau von Erneuerbaren Energien voraus, würde entsprechend der CO₂-Faktor im Strommix absinken.
- 3) Die möglichen Importmengen von Wasserstoff im Betrachtungszeitraum 2030 - 2045 sind global begrenzt und ihr Importpreis unsicher.³



¹ Siehe »Anhang: Preisannahmen Gas, Strom und Wasserstoff«

² Alle Bezugspreise netto mit Umlagen und Entgelten

³ Odenweller, <https://www.nature.com/articles/s41560-022-01097-4>

Anhang: Preisannahmen Gas, Strom und Wasserstoff





Kontakt

Jessica Thomsen

Jessica.Thomsen@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Matthias Lenz

Matthias.Lenz@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer IEE
Joseph-Beuys-Str. 8
34117 Kassel
www.iee.fraunhofer.de

Im Auftrag:

