

Resiliente Strategien für eine nachhaltige Wärmewende mit klimafreundlichen Gasen

Studie

Dr. Christoph Gatzen

Frontier Economics Limited

Maximiliane Reger

Frontier Economics Limited

Henning Sökeland

Frontier Economics Limited

Chiara Anselmetti

Frontier Economics Limited

Herausgeber

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

**Resiliente Strategien für eine
nachhaltige Wärmewende mit
klimafreundlichen Gasen
Ein nachhaltiger Wärmemarkt Teil 2**

Studie

März 2022

DVGW-Förderkennzeichen G 202116

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung der Kurzstudie

Der deutsche Wärmemarkt spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität. Je nach Definition umfasst der Wärmemarkt einen Endenergieverbrauch von rund 700 TWh/a (Wärme- und Kälteanwendungen in Wohngebäuden und Gewerbe) bis hin zu 1400 TWh/a, wenn Prozesswärmeanwendungen in der Industrie mit zum „Wärmemarkt“ gerechnet werden¹.

Deutschland hat im Jahr 2020 (u.a. in Folge der Coronapandemie) über alle Sektoren hinweg gerechnet sein CO₂-Vermeidungsziel von minus 40% gegenüber dem Jahr 1990 letztlich noch erreicht². Der Gebäudesektor ist jedoch aktuell der einzige Sektor, in dem das angestrebte sektorspezifische Ziel für das Jahr 2020 verfehlt wurde (es wurden 120 Mio. t CO₂ emittiert gegenüber einem Ziel von 118 Mio. t CO₂). Zudem sind die Ambitionen für den Gebäudesektor in den kommenden beiden Jahrzehnten sehr hoch:

- in den nächsten 10 Jahren möchten wir so viel CO₂ im Gebäudesektor reduzieren wie in den letzten 30 Jahren; und
- in ca. 25 Jahren möchten wir Klimaneutralität im Gebäudesektor erreichen.

Während es mittlerweile einen recht breiten Konsens im Hinblick auf die Zielsetzung gibt, der auch Eingang in das Klimaschutzgesetz gefunden hat, herrscht bei der Frage des Weges zur Klimaneutralität im Gebäudesektor Uneinigkeit. Hierbei konkurrieren im Grunde zwei Sichtweisen:

- **starker Fokus auf Direktelektrifizierung und Sanierungen, oder**
- **eine ausbalanciertere „gemischte“ Strategie für den Gebäudesektor.**

In unserer Kurzstudie zeigen wir auf, welche großen Herausforderungen und Risiken eine einseitige Fokussierung in der Wärmewende auf Direktelektrifizierung an das Stromsystem stellen würden und vergleichen hierfür drei Szenarien für den Wohngebäudesektor.

- **Szenario 1 (80% WP): Einseitig fokussierte Wärmestrategie im Gebäudesektor** – Diese Strategie setzt auf eine sehr hohe Zahl an Wärmepumpen (80% der Wohngebäude werden mit Wärmepumpen beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden mit anderen klimaneutralen Heizsystemen beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).
- **Szenario 2 (40% WP): Ausgewogenere Wärmestrategie im Gebäudesektor** – Auch bei dieser Strategie wird ein signifikanter Teil der Wohngebäude mit Wärmepumpen ausgestattet (40% der Wohngebäude werden mit Wärmepumpen beheizt). Zusätzlich wird aber auch Wasserstoff in dezentralen Brennwertthermen genutzt (40% der Wohngebäude werden mit Wasserstoffbrennwertthermen beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden auch hier mit anderen klimaneutralen Heizsystem beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).
- **Szenario 3 (40% WP + 40% KWK): Ausgewogenere Wärmestrategie im Gebäudesektor mit dezentraler KWK** – Wie in Szenario 2 werden 40% der Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt und zusätzlich wasserstoffbasierte Heizsysteme implementiert. Anders als in Szenario 2 wird der Wasserstoff aber in dezentralen KWK Anlagen verwendet (40% der Wohngebäude werden mit Wasserstoff KWK beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden

¹ Weitere Details zum deutschen Wärmemarkt heute, siehe Anhang A.

² Die Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 betragen 739 Mio. t CO₂eq und lagen damit 40.8% unter den Emissionen des Jahres 1990.

wie in Szenario 1 und 2 wiederum mit anderen klimaneutralen Heizsystem beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).

Zusammenfassung - Erkenntnisse aus unseren Analysen

Folgende Erkenntnisse lassen sich aus unseren Analysen gewinnen:

- Der Wärmemarkt in Deutschland ist durch eine hohe Heterogenität des Gebäudebestandes mit unterschiedlichen Sanierungszuständen und durch eine hohe Saisonalität der Nachfrage gekennzeichnet. Derzeit werden rund 75% des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden auf Basis fossiler Energie (Erdgas und Heizöl) bereitgestellt – alleine bei den Wohngebäuden entspricht dies schon einem Primärenergiebedarf von knapp 600 TWh. Hinzu kommen (hier nicht modellierte) Wärmenachfragen aus dem Gewerbe, Nicht-Wohngebäuden und der Industrie.
- Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist dementsprechend eine Mammutaufgabe, die es in einem relativ kurzen Zeitraum zu bewältigen gilt. Unsere Analysen zeigen, dass dies nicht ohne zusätzliche Kosten möglich ist: Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung des Heizsystems werden die Heizkosten für Haushalte durch die Umstellung auf erneuerbare Energieträger mindestens kurzfristig steigen. Umso wichtiger ist es, den Wechsel so kostengünstig wie möglich zu gestalten, um die Haushalte so wenig wie möglich zu belasten.
- Die Wärmepumpe spielt eine wichtige Rolle für die Wärmewende in Deutschland. Im Vergleich der verschiedenen Heizsysteme je Haushalt zeigt sich allerdings, dass die Wärmepumpe in vielen Anwendungsfällen (weder heute noch zukünftig) Anwendungsfällen nicht die kostengünstigste Option darstellt, sondern grüne Brennwertthermen und KWK Anlagen in vielen Anwendungsfällen im Vorteil sein können. Diese Ergebnisse spiegeln sich auch auf Quartiersebene (und auch gesamtwirtschaftlich) sowie in den CO₂ Vermeidungskosten wider. Insbesondere in älteren und schlecht sanierten Gebäuden bringt die Wärmepumpe erhebliche Nachteile mit sich (u.a. müssen hohe Vorlauftemperaturen erreicht werden, die an kalten Tagen den Einsatz technisch einschränken und die Effizienz der Wärmepumpe verschlechtern). Durch die Kombination mit Aufdach-PV Anlagen und größeren Wärmespeichern besteht die Möglichkeit, diese Nachteile in einem gewissen Ausmaß zu mitigieren. Trotzdem erscheint es nicht sinnvoll, bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors fast ausschließlich auf die Wärmepumpe zu setzen.
- Die Ergebnisse aus dem initialen Kostenvergleich von Heizungssystemen („Total Cost of Ownership“ („TCO“)) ignorieren zudem häufig die Systemimplikationen, die aus der reinen Wärmepumpenstrategie folgen würden:
 - Trotz dezentraler Wärmespeicher müsste die gesicherte Leistung des heutigen Kraftwerksparkes deutlich steigen – optimistisch geschätzt um mindestens 65 GW allein für 15 Mio. Wärmepumpen in Wohngebäuden. In den kommenden 25 Jahren entspräche das (zusätzlich zum Ersatzbedarf für aktuell noch bestehende fossile Kraftwerke) einem Zubau an gesicherter Leistung von rund 5 GW pro Jahr (entspricht der Leistung von 5 großen Kernkraftwerken).
 - Die Installation von 15 Mio. Wärmepumpen bis 2045, wie in Szenario 1 (80% WP) vorgesehen, würde noch einmal ganz erheblichen Übertragungsnetzausbau erfordern, insbesondere für den Betrieb von Wärmepumpen in Mittel- und Süddeutschland. Unsere grobe Schätzung kommt auf rund 10 HGÜ zusätzlich (bei 2 GW pro HGÜ) bis zum Jahr 2045.
 - Auch die Anforderungen an die Elektrolyseurleistung sind hoch, da der Grünstrom in oder um Deutschland herum produziert werden muss, während Wasserstoff für den Wärmemarkt auch zu großen Teilen importiert werden könnte. Hier kommen unsere Überschlagsrechnungen für das Szenario 1 (80% WP) auf Elektrolyseurleistungen von

bis zu 70 GW im Jahr 2045 nur für die Zwischenspeicherung von Wärmepumpenstrom (bei einer installierten EE-Leistung von rund 95 GW³, die man dem Wärmesektor zuordnen könnte) – trotz des Ansatzes von Einspeisemanagement bei Windanlagen und trotz des Einsatzes dezentraler Wärmespeicher.

- Würden die durch den großflächigen Einsatz der Wärmepumpen induzierten Stromsystemkosten nach dem „Verursacherprinzip“ auf die Haushalte mit Wärmepumpe umgelegt, könnten die jährlichen Betriebskosten für einen beispielhaften einzelnen Haushalt um bis zu 50% steigen. Auf der modellierten Quartiersebene (mit für Deutschland repräsentativen Gebäudebestand) und damit repräsentativ für die gesamte Volkswirtschaft steigen die Kosten mit Berücksichtigung der induzierten Stromsystemkosten im Szenario 1 (80% WP) um ca. 15% im Jahr 2040 an, wenn man diese zusätzlichen Systemkosten des Stromsystems (Back-up Kraftwerke, Verluste bei Zwischenspeicherung, Elektrolyseure, Übertragungsnetzausbau) sachgerecht mitberücksichtigt.
- Eine einseitige Umstellung des Wärmesektors auf die Wärmepumpe hätte zudem Implikationen, die sich nicht einfach umlegen oder auch nur beziffern lassen. So ist die Resilienz der gesamten Energiewende deutlich schlechter, wenn einseitig eine Technologie gefördert wird, für deren Umsetzung es signifikante Hürden zu überwinden gilt (wie etwa den Netzausbau). Auch die Resilienz des Stromsystems selbst würde erheblich belastet (Stichwort „Versorgungssicherheit“). Durch den Fokus auf Emissionen aus der Nutzungsphase von Heiztechnologien werden weiterhin Umwelteffekte aus der Herstellung vernachlässigt, die die (globalen) Klimaziele in gleichem Maße beeinträchtigen.

Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren

Die Ziele der Wärmewende sind sehr ambitioniert. Wenn wir sie erreichen wollen, sind schnelles Handeln, klare Rahmenbedingungen (u. a. bei Definition und Verwendung von klimafreundlichen Gasen), technologieoffene Ansätze und auch die Akzeptanz von neuen Infrastrukturen (u. a. Windanlagen, Stromnetze) und ein Commitment zu existierenden Infrastrukturen (u.a. Gasinfrastruktur) sowie die Akzeptanz von steigenden Heizkosten (mit entsprechendem Blick auf soziale Implikationen) erforderlich. Der energetische Wirkungsgrad allein ist dabei kein sinnvoller Indikator für politische Entscheidungen, bestimmte Technologien einseitig zu fördern und andere auszublenden – schon gar nicht, wenn der Vergleich „unter Laborbedingungen“ (Coefficient of Performance) erfolgt und wichtige verzerrende Effekte aus der Praxis ignoriert werden. Zur Beurteilung der Gesamteffizienz von Technologien müssen Effizienzverluste entlang der gesamten Prozesskette berücksichtigt werden. Dort, wo Wirkungsgrade zur Entscheidungsfindung herangezogen werden, muss sichergestellt werden, dass diese auch aussagekräftig sind und auch alle anderen relevanten Effekte entlang der Energielieferkette berücksichtigt werden. Versteifen wir uns auf ein zu enges Portfolio an Technologieoptionen wird es schwer, diese ambitionierten Ziele zu erreichen. Konkret bedeutet dies aus unserer Sicht:

- Offenheit und Neutralität gegenüber diversen Quellen von klimafreundlichen Gasen und anderen Energieträgern basierend auf klaren, fairen Grenzwerten für Nachhaltigkeit, d.h. dass neben grünem Wasserstoff grundsätzlich auch blauer und türkiser Wasserstoff eine Option darstellen, wenn sie z. B. bei niedrigen Leckage-Raten entsprechende Grenzwerte erfüllen.

³ Das gesamte EE-Portfolio im Szenario für das Jahr 2045 beträgt mehr als 380 GW.

- Akzeptanz von neuen und existierenden Infrastrukturen im Strom- und Gasbereich sowie bessere Koordination der Energieinfrastrukturplanungen von der kommunalen Ebene (horizontal) bis hin zu vorgelagerten Infrastrukturen auf europäischen Ebene (vertikal).
- Keine einseitige Fokussierung nur auf Direktelektrifizierung im Wärmemarkt, sondern auch Technologieoffenheit bei nachhaltigen Heiztechnologien. Dies gilt sowohl für explizite Verbote als auch für einseitig ausgestaltete Förderprogramme.
- Frühzeitige Vermeidung von Lock-in Effekten durch Aspekte wie „Hydrogen Readiness“ oder auch die frühzeitig geplante Umstellung von Infrastrukturen.
- Akzeptanz, dass Deutschland schon immer ein Energieimportland war und es auch bleiben wird. Die Grundlagen für den internationalen Energiehandel mit klimafreundlichen Molekülen müssen gelegt werden – sowohl in puncto Infrastruktur als auch im regulatorischen Rahmen. Die hohen anstehenden Investitionen im In- und Ausland benötigen ein langfristig planbares Marktumfeld.
- Die Heizkosten vieler Bürger werden in den nächsten Jahren stark ansteigen – insbesondere für Bürger, die aktuell mit fossilen Brennstoffen in unsanierten Gebäuden heizen. Dies gilt für alle nachhaltigen Heizsysteme (Wärmepumpe, Gastherme oder KWK mit klimafreundlichen Gasen), aber selbst dann, wenn fossile Gasthermen einfach weitergenutzt werden würden, der CO₂ Preis aber von derzeit 25 EUR/t auf 160-200 EUR/t (oder höher) ansteigen wird. Sanierungen können hier die Heizkosten deutlich senken, kosten aber selbst ja (gerade im aktuellen Marktumfeld auf dem Immobilien- und Handwerkermarkt) ebenfalls viel Geld und erfordern Investitionen, die viele Haushalte nicht stemmen können. Von der Kostenstruktur her haben Gasthermen mit klimafreundlichen Gasen den Vorteil gegenüber Wärmepumpen oder Sanierungen, dass sie wenig kapitalintensiv sind und somit auch Haushalte umstellen können, die keine Mittel für größere Investitionen haben. Ein technologieoffener Ansatz könnte auch hier helfen, die Brennstoffkosten zu senken, z. B. wenn auch blauer Wasserstoff mittelfristig zugelassen würde. Auch Biogas als Brücke kann zusätzliches Angebot an klimafreundlichen Gasen zu Kosten unterhalb des grünen Wasserstoffs bereitstellen. Zudem sollten soziale Maßnahmen gegen „Energiearmut“ weiterentwickelt werden, die aber den gewollten Anreiz zur CO₂ Vermeidung nicht konterkarieren sollten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Ansatz und Aufbau der Kurzstudie	2
2	Szenarien und Annahmen für die Wärmewende im Beispielquartier	4
2.1	Untersuchte Wohngebäude und Heizungstypen in den drei Szenarien	4
2.1.1	Aufbau des Quartiers (Gebäudetypen)	4
2.1.2	Kennzahlen der untersuchten Heizungstypen	6
2.1.3	Matching von Heizungstypen und Gebäuden in den Szenarien	8
2.1.4	Umgang mit dezentraler Flexibilität (Wärmespeicher)	9
2.1.5	Skalierung auf Deutschland	9
2.2	Vergleich der Heizkosten	9
2.2.1	Methodologie der TCO Berechnung	9
2.2.2	Heizkosten nach Gebäudetyp	10
2.2.3	Aggregierte Heizkosten auf Quartiersebene	16
3	Herausforderungen für das Stromsystem	24
3.1	Anforderungen an die Back-Up Leistung im Stromsystem	24
3.1.1	Top Down Ansatz - Wärmeleistungsbereitstellung der heutigen Gas- und Ölinfrastruktur	26
3.1.2	Bottom-Up Ansatz – Modellierung der Stromnachfrage zur Wärmeversorgung im Quartier und Hochrechnung auf Deutschland	29
3.2	Anforderungen an das Stromübertragungsnetz	31
3.3	Anforderungen an Zwischenspeicher und resultierende energetische Verluste	35
3.4	Zwischenfazit – Folgen für das Stromsystem aus einer sehr stromfokussierten Wärmewende	40
4	Umlage der Stromsystemkosten auf die einzelne Wärmepumpe	41
4.1	Heizkosten – inklusive Umlage der induzierten Stromsystemkosten	41
4.1.1	Grobindikation Stromsystemkosten bei einseitiger Strategie (Szenario 1, 80% WP) 41	
4.2	Sonstige (nicht umlegbare) volkswirtschaftliche Kosten und Risiken	44
5	Fazit – Eine einseitig auf Wärmepumpen fokussierte Wärmestrategie ist riskant – und es gibt gute gasbasierte Ergänzungen zur Wärmepumpe	46
5.1	Zusammenfassung - Erkenntnisse aus unseren Analysen	46
5.2	Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren	47
	Literaturverzeichnis	49
	Abbildungsverzeichnis	52
	Anhang A Aktuelle Statistiken zum deutschen Wärmemarkt	54
	Anhang B - Modellannahmen für die Wärmeversorgung im Quartier	59
	Anhang C - Sensitivitäten CO ₂ Vermeidungskosten	66
	Anhang D – Stromsystemkosten bei einseitiger Strategie	71

1 Einleitung

Hintergrund und Zielsetzung der Kurzstudie

Der deutsche Wärmemarkt spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität. Je nach Definition umfasst der Wärmemarkt einen Endenergieverbrauch von rund 700 TWh/a (Wärme- und Kälteanwendungen in Wohngebäuden und Gewerbe) bis hin zu 1400 TWh/a, wenn Prozesswärmeanwendungen in der Industrie mit zum „Wärmemarkt“ gerechnet werden⁴.

Deutschland hat im Jahr 2020 (u.a. in Folge der Coronapandemie) über alle Sektoren hinweg gerechnet sein CO₂-Vermeidungsziel von minus 40% gegenüber dem Jahr 1990 letztlich noch erreicht⁵. Der Gebäudesektor ist jedoch aktuell der einzige Sektor, in dem das angestrebte sektorspezifische Ziel für das Jahr 2020 verfehlt wurde (es wurden 120 Mio. t CO₂ emittiert ggü. einem Ziel von 118 Mio. t CO₂). Zudem sind die Ambitionen für den Gebäudesektor in den kommenden beiden Jahrzehnten sehr hoch:

- in den nächsten 10 Jahren möchten wir so viel CO₂ im Gebäudesektor reduzieren wie in den letzten 30 Jahren; und
- in ca. 25 Jahren möchten wir Klimaneutralität im Gebäudesektor erreichen.

Während es mittlerweile einen recht breiten Konsens bei der Frage der Zielsetzung gibt, der auch Eingang in das Klimaschutzgesetz gefunden hat, herrscht bei der Frage des Weges zur Klimaneutralität im Gebäudesektor Uneinigkeit. Hierbei konkurrieren im Grunde zwei Sichtweisen:

- **starker Fokus auf Direktelektrifizierung und Sanierungen** – Mit Verweis auf die deutlich höhere Energieeffizienz einer Direktelektrifizierungslösung (im wesentlichen Wärmepumpen) gegenüber anderen Ansätzen über klimafreundliche Gase (z.B. mit Brennwerthermen oder dezentralen KWK-Lösungen) werden Szenarien/Strategien propagiert, in welchen bis zu 16 Mio. Wärmepumpen in den heutigen 19 Mio. Wohngebäuden bis zum Jahr 2045 geplant sind. Wärmepumpen im Gewerbe oder Großwärmepumpen in der Industrie kämen noch hinzu. Wasserstoff sei „zu wertvoll,“ um im Wärmemarkt verwendet zu werden⁶.
- **Ausbalanciertere „gemischte Strategie“ Strategie für den Gebäudesektor** – Mit Verweis auf die monetären und praktischen Belastungen des Stromsystems und auf die Heterogenität der zu beheizenden Gebäude wird in anderen Studien/Szenarien auf einen ausgewogeneren Ansatz gesetzt, bei dem klimaneutrale Gase den Ausbau der Wärmepumpen in einem signifikanten Umfang ergänzen. Erweitert werden diese Strategie dann je nach Studie ggf. auch um dezentrale, mit „klimafreundlichem Gas“ betriebene KWK Anwendungen⁷.

Viele dieser Systemanalysen verwenden komplexe Sektorkopplungsmodelle für die gesamte Volkswirtschaft und modellieren einen Zeitraum über mehrere Jahrzehnte. Oft werden vereinfachte „Typtage“, „typische Nutzungsprofile“ oder auch eine begrenzte Anzahl von „Typgebäuden“ verwendet, um die Rechenzeit und Komplexität der Systemmodelle im Rahmen zu halten. Leider führen einige der aus Sicht der Gesamtsystemmodellierung notwendigen Vereinfachungen für den Gebäudesektor zu verzerrten Ergebnissen. In unseren Kurzstudien verwenden wir

⁴ Weitere Details zum deutschen Wärmemarkt heute, siehe Anhang A.

⁵ Die Emissionen in Deutschland im Jahr 2020 betragen 739 Mio. t CO₂eq und lagen damit 40.8% unter den Emissionen des Jahres 1990.

⁶ Bspw. Öko-Institut (2021).

⁷ Bspw. E.ON (2021).

(Frontier Economics und RWTH Aachen) deshalb einen etwas anderen Ansatz. Wir schauen im Detail auf eine lokale Gebäudesituation (ein „Quartier“ bestehend aus 144 Gebäuden, repräsentativ für den deutschen Gebäudebestand) in Kombination mit unterschiedlichen Heizungssystemen. Neben der „üblichen“ stündlichen Jahressimulation betrachten wir auch explizit besondere Situationen (z.B. sehr kalte Tage), da das Wärme- und das Stromsystem auch in diesen kalten Wintertagen zuverlässig funktionieren müssen. Im Gegenzug vereinfachen wir dann an einigen Stellen bei der Skalierung auf das Gesamtsystem und arbeiten mit pauschalen Abschätzungen „zur sicheren Seite“, um bestimmte Effekte näherungsweise zu quantifizieren. Der Vorteil dieses Ansatzes mit Fokus auf ein Quartier ist die höhere Transparenz. Es besteht dabei weniger die Gefahr, dass einzelne zu einseitig gesetzte Modellannahmen (in einem Set aus mehreren 1000 Annahmen in einem deutschlandweiten Gesamtsystemmodell) die Ergebnisse der Analyse ungewollt beeinflussen.

1.1 Ansatz und Aufbau der Kurzstudie

In unserer Kurzstudie zeigen wir auf, welche großen Herausforderungen und Risiken eine einseitige Fokussierung in der Wärmewende auf Direktelektrifizierung an das Stromsystem stellen würde und vergleichen hierfür drei Szenarien für den Wohngebäudesektor. Über alle Szenarien hinweg wird der Gebäudebestand mit einer beschleunigten Sanierungsrate (1,4% Vollsanierungsäquivalent p.a.) saniert, die Zusammensetzung der installierten Heizsysteme wird dabei zwischen den Szenarien variiert:

- **Szenario 1 (80% WP): Einseitig fokussierte Wärmestrategie im Gebäudesektor** – Diese Strategie setzt auf eine sehr hohe Zahl an Wärmepumpen (80% der Wohngebäude werden mit Wärmepumpen beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden mit anderen klimaneutralen Heizsystemen beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).
- **Szenario 2 (40% WP): Ausgewogenere Wärmestrategie im Gebäudesektor** – Auch bei dieser Strategie wird ein signifikanter Teil der Wohngebäude mit Wärmepumpen ausgestattet (40% der Wohngebäude werden mit Wärmepumpen beheizt). Zusätzlich wird aber auch Wasserstoff in dezentralen Brennwertthermen genutzt (40% der Wohngebäude werden mit Wasserstoffbrennwertthermen beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden auch hier mit anderen klimaneutralen Heizsystem beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).
- **Szenario 3 (40% WP + 40% KWK): Ausgewogenere Wärmestrategie im Gebäudesektor mit dezentraler KWK** – Wie in Szenario 2 werden 40% der Wohngebäude mit Wärmepumpen beheizt und zusätzlich Wasserstoffbasierte Heizsysteme implementiert. Anders als in Szenario 2 wird der Wasserstoff aber in dezentralen KWK Anlagen verwendet (40% der Wohngebäude werden mit Wasserstoff KWK beheizt). Die fehlenden 20% der Gebäude werden wie in Szenario 1 und 2 wiederum mit anderen klimaneutralen Heizsystem beheizt (z.B. Fernwärme, Biomasse, PtL etc.).

Wir blenden weitere, zusätzliche Belastungen des Stromsystems bei unseren Analysen zur verbesserten Transparenz aus. Dies umfasst z.B. Wärmepumpen im Gewerbe, Großwärmepumpen in der Industrie oder Anforderungen aus der Elektromobilität. Auch Verschärfungen der Anforderungen aus dem Kohle- und Kernenergieausstieg werden wir im ersten Schritt ausblenden, um allein die Effekte der drei unterschiedlichen Wärmestrategien auf das Stromsystem genauer verstehen zu können. Diese diskutieren wir dann bei der Einordnung der Analyse ebenso wie mögliche Synergieeffekte im Gesamtstromsystem.

Die Effekte im Stromsystem diskutieren wir mit Blick auf

- die erforderliche Back-up Kraftwerksleistung zum sicheren Betrieb der Wärmepumpen innerhalb eines Szenarios auch an kalten Tagen (mit wenig Wind und Sonne);
- die erforderlichen Speichervolumina für Zwischenspeicher, sowie die energetischen Verluste bei Zwischenspeicherung mit Rückverstromung; sowie
- die erforderlichen Stromübertragungsnetzausbauten.

Wir berechnen für verschiedene Gebäudetypen jeweils die jährlichen Heizkosten („Total Costs of Ownership“) für Wärmepumpe, Brennwertkessel oder KWK Anlage. Dies erfolgt zunächst auf Basis heutiger Preise und Regularien. In einem zweiten Schritt legen wir zusätzlich die von den Wärmepumpen induzierten Stromsystemkosten wieder auf die Heizkosten der einzelnen Wärmepumpen um. So erhalten wir einen faireren Vergleich der Heiztechnologien aus Sicht des Haushalts, aber auch aus Sicht der gesamten Volkswirtschaft. Gassystemseitig gehen wir vereinfacht von niedrigen Zusatzkosten aus, da die vorhandene Infrastruktur via SNG weiterhin genutzt werden kann (bzw. bei Umstellung auf Wasserstoff mit moderaten Umstellungskosten im Netzbereich). Es erfolgt aber keine komplette Systemsimulation über alle Sektoren und Energieträger, da diese wiederum Vereinfachungen oder Korrelationsannahmen erfordern würde, die die Effekte verzerren bzw. weniger transparent machen würden (andersherum sind damit die gezeigten Systemkostenabschätzungen auch eher „indikative Größenordnungen“, dafür aber gut nachvollziehbar und verständlich).

Unsere Kurzstudie ist wie folgt aufgebaut:

- in **Kapitel 2** stellen wir die Annahmen zum Quartier (zu den Gebäuden, Heizungen und Brennstoffkosten) und die Ergebnisse der Berechnung der Heizkosten der einzelnen Gebäudetyp/Heizungskombinationen für heute und für das Jahr 2045 dar – zunächst ohne den „Feedback Loop“ zu den Stromsystemkosten bei einseitigem Ausbau der Wärmepumpen;
- in **Kapitel 3** zeigen wir die wesentlichen Herausforderungen im Stromsystem mit Blick auf Back-Up Kapazität, Speicherverluste und Übertragungsnetzausbau;
- in **Kapitel 4** zeigen wir approximativ die „tatsächlichen Stromsystemkosten“ im Falle einer einseitigen Wärmepumpenstrategie, wenn diese wiederum auf die Wärmepumpen umgelegt werden würden (und nicht teilweise sozialisiert werden, wie es heute bei den Netzentgelten der Fall ist);
- in **Kapitel 5** fassen wir unsere wesentlichen Erkenntnisse noch einmal übersichtlich zusammen und leiten Handlungsfelder für eine ausgewogene Wärmestrategie im Gebäudesektor ab.

2 Szenarien und Annahmen für die Wärmewende im Beispielquartier

2.1 Untersuchte Wohngebäude und Heizungstypen in den drei Szenarien

2.1.1 Aufbau des Quartiers (Gebäudetypen)⁸

Das genutzte Quartier besteht aus 144 Häusern und repräsentiert den gesamtdeutschen Wohngebäudebestand an Ein- und Mehrfamilienhäusern (EFH und MFH) im Jahr 2020. Reihenhäuser sowie gewerbliche Immobilien werden hierbei nicht berücksichtigt.⁹ Durch die proportionale, repräsentative Zusammensetzung können die Quartiersergebnisse mithilfe eines Faktors auf den gesamten Häuserbestand Deutschland hochskaliert werden (Faktor beträgt knapp 96k¹⁰).¹¹

Bei den Gebäuden im Quartier unterscheiden wir drei verschiedene Sanierungszustände:

- *Standard* (auch *Default - def*) bezeichnet den unsanierten Ursprungszustand des Hauses. Dieser unterscheidet sich, je nach Baujahr, in seiner Effizienz – ein EFH mit Baujahr 2010 ist in seinem *default* Zustand sehr viel energieeffizienter als ein EFH des Baujahrs 1919.
- *Teilsaniert* (auch *Retrofit - retr*) bezeichnet einen Zustand des Hauses, welcher zwei von vier Sanierungsmerkmalen¹² umfasst.
- *Vollsaniiert* (auch *Advanced retrofit - adv*) bezeichnet einen Zustand, der alle vier Sanierungsmerkmale umfasst. Das 2020-Quartier umfasst noch keine vollsanierten Häuser. Die gesamte Endenergieeinsparung im Quartier durch die angenommene Vollsaniierung gegenüber dem heutigen Ursprungszustand beträgt je nach Gebäudetyp zwischen 44% und 66%.

Die berücksichtigten Häusertypen unterscheiden sich auch bedingt durch die übliche Bauweise der jeweiligen Zeitperioden, insbesondere in der Größe der Häuser.

Abbildung 1 und Abbildung 2 illustrieren, wie der Wärmebedarf der Gebäude mit Baujahr und Sanierungsstand variiert. Es zeigt sich, dass schon Teilsanierungsmaßnahmen den Wärmebedarf signifikant senken können, insbesondere bei älteren Gebäuden. Das gilt gleichermaßen für Ein- wie für Mehrfamilienhäuser.

⁸ Die Simulation des Heizungseinsatzes erfolgt durch die RWTH Aachen, siehe DVGW und RWTH Aachen (2022).

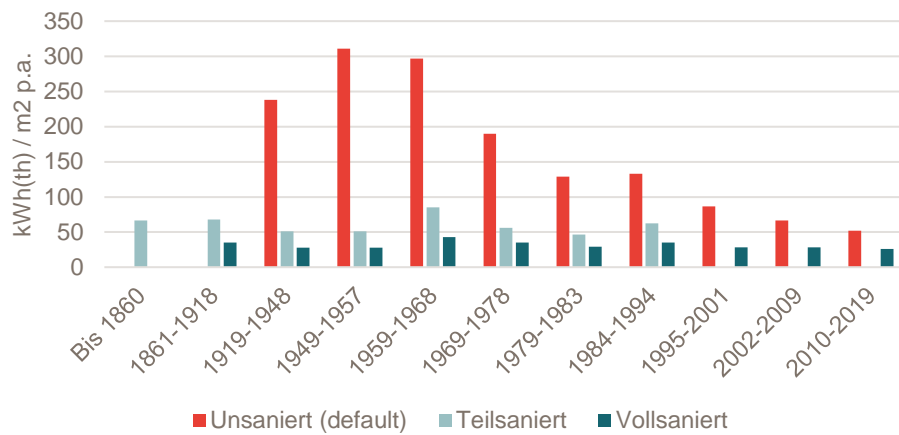
⁹ Durch diese Vereinfachung entsteht eine leichte Unschärfe bei der Skalierung auf den gesamten deutschen Wohngebäudebestand. Für die Ergebnisse der Analysen sind aber vor allem die Lastspitzen von Bedeutung, die hierdurch nicht systematisch beeinträchtigt werden bzw. an anderer Stelle sehr optimistische Portfolio- und Glättungseffekte unterstellt werden (z. B. Perfect Foresight im Heizungs- und Wärmespeichereinsatz im Quartier).

¹⁰ Der Skalierungsfaktor berechnet sich aus dem Gebäudebestand EFH und MFH bis 2010 (13 Mio.) sowie dem Quartiersgebäudebestand mit Baujahr vor 2010 (135).

¹¹ Weitere Details zur Zusammensetzung des Quartiers in DVGW und RWTH Aachen (2022)

¹² Die vier Sanierungsmaßnahmen umfassen die Modernisierung der Fenster, des Dachs/der obersten Geschossdecke, der Untergeschoss-/Kellerdecke sowie der Wände. Siehe auch DVGW und RWTH Aachen (2022).

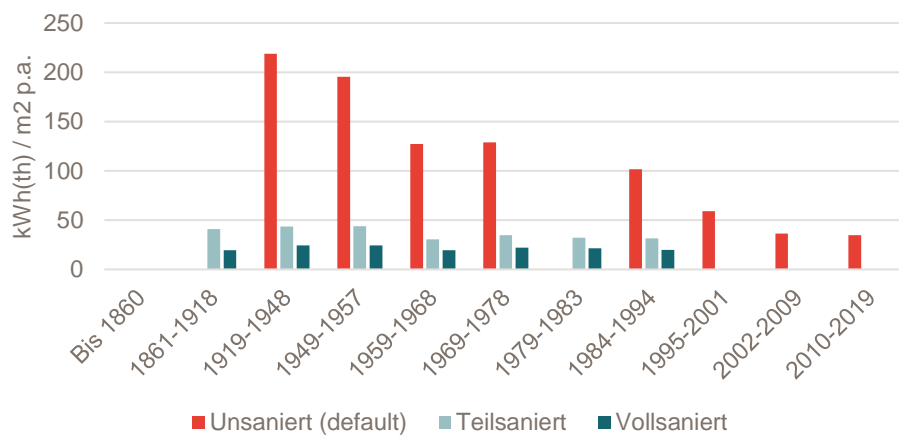
Abbildung 1: Einfamilienhäuser: Endenergiebedarfe Raumwärme nach Sanierungsstand



Quelle: RWTH Modellierung TABULA

Hinweis: Datenlücken kommen dadurch zustande, dass einzelne Kombinationen an Häusertyp, Baujahr und Sanierungsstand weder im 2020- noch im 2040-Quartier vorkommen.

Abbildung 2: Mehrfamilienhäuser: Endenergiebedarfe Raumwärme nach Sanierungsstand



Quelle: RWTH Modellierung TABULA

Hinweis: Datenlücken kommen dadurch zustande, dass manche Kombinationen an Häusertyp, Baujahr und Sanierungsstand weder im 2020- noch im 2040-Quartier vorkommen.

In Tabelle 1 wird die genaue Zusammensetzung des Häuserbestands nach Baujahr und Sanierungsstand im Quartier 2020 noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 1: Häuserbestand im Quartier nach Baujahr und Sanierungsstand für das Jahr 2020

	Bis 1859	1860- 1918	1919- 1948	1949- 1957	1958- 1968	1969- 1978	1979- 1983	1984- 1994	1995- 2001	2002- 2009	2010- Heute	Summe
EFH		6 def 3 retr	7 def 5 retr	5 def 4 retr	10 def 6 retr	10 def 6 retr	5 def 2 retr	10 def 2 retr	11 def	8 def	7 def	79 def 32 retr
MFH		2 def 2 retr	3 def 1 retr	2 def 2 retr	2 def 4 retr	3 def 1 retr		2 def 1 retr	3 def	1 def	2 def	20 def 13 retr
Summe	3	14	16	13	22	20	9	15	14	9	9	144

Quelle: RWTH Modellierung TABULA

Hinweis: Def – default/standard, retr – retrofit/teilsaniert.

Um das 2020-Quartier zu einem repräsentativen Quartier für das Jahr 2040 fortzuschreiben, nehmen wir wie beschrieben eine Vollsanierungsrate von 1,4% pro Jahr an. Die Sanierungen werden dabei in denjenigen Häusern durchgeführt, in denen das Kosten-Nutzen Verhältnis der Sanierung optimal ist. In unseren Rechnungen werden die Sanierungskosten selbst nicht berücksichtigt, da dies eine sehr aufwendige Modellierung der einzelnen Maßnahmen erfordern würde. Neubauten mit Wärmestandards, die über die aktuell sanierten Gebäude zwischen 2020 und 2040 („Passivhäuser“) hinausgehen, werden für das Quartier 2040 nicht berücksichtigt. Die Zusammensetzung des Quartiers im Jahr 2040 wird in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Häuserbestand nach Baujahr und Sanierungsstand 2040

	Bis 1859	1860- 1918	1919- 1948	1949- 1957	1958- 1968	1969- 1978	1979- 1983	1984- 1994	1995- 2001	2002- 2009	2010- Heute	Summe
EFH		3 def 4 retr 3 adv	3 def 5 retr 4 adv	3 def 4 retr 2 adv	5 def 6 retr 5 adv	7 def 6 retr 3 adv		8 def 2 retr 2 adv	9 def	6 def	5 def	49 def 32 retr 30 adv
MFH		1 def 2 retr 1 adv	2 def 1 retr 1 adv		2 def 2 retr 2 adv	1 def 1 retr 2 adv	1 retr 1 retr 1 adv	1 def 1 retr 1 adv	3 def	1 def	2 def	11 def 12 retr 10 adv
Summe	3	14	16	13	22	20	9	15	14	9	9	144

Quelle: RWTH Modellierung TABULA

Hinweis: Def – default/standard, retr – retrofit/teilsaniert, adv – advanced retrofit/vollsaniert.

Insgesamt besteht im Quartier 2020 eine jährliche Nachfrage nach Endenergie für Raumwärme in Höhe von 4,8 GWh_{th}. Davon entfallen insgesamt 81% auf unsanierte Gebäudetypen. Für das Jahr 2040 sinkt die Endenergienachfrage des Quartiers durch die Sanierungsmaßnahmen auf 3 GWh_{th} – also um knapp 40% im Vergleich zum Jahr 2020. Verbleibende unsanierte Gebäude machen dabei weiterhin 58% der Nachfrage aus.

2.1.2 Kennzahlen der untersuchten Heizungstypen

Wie in Kapitel 1.1 beschrieben, betrachten wir drei verschiedene Heizungstypen. Für jede Kombination aus Heizsystem, Gebäudetyp und jeden Sanierungsstand leiten wir die entsprechenden annuisierten Heizkosten (Total Costs of Ownership) her¹³. Dies ermöglicht zunächst einen Vergleich der Heizkosten je nach Heizungsart und Gebäudetyp (mit der passenden Anlagenauslegung der Heizung je Gebäudetyp). Der Kostenvergleich berücksichtigt dabei keine technologiespezifischen Fördermittel (z.B. der KfW oder BAFA), wie etwa die

¹³ Wenn ein Gebäudetyp in keinem Szenario mit einer Wärmepumpe ausgestattet wurde, können die TCO aufgrund fehlender Daten nicht berechnet werden. In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass der Einbau einer Wärmepumpe nicht sinnvoll und mit entsprechend hohen Kosten verbunden ist.

Wärmepumpenförderung oder vergünstigte Wärmepumpentarife, sondern spiegelt die Gesamtkosten wider; unabhängig davon, ob diese vom Staat oder Individuum getragen werden.

2.1.2.1 Technologiespezifikation – Wärmepumpe

Als Wärmepumpentechnologie wird eine elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe modelliert. Das Temperaturniveau ist dabei vom Gebäudetyp abhängig – jüngere, energieeffiziente Gebäude werden mit Niedertemperatur-Wärmepumpen ausgestattet; ältere, weniger effiziente Gebäude mit Hochtemperatur-Wärmepumpen.

Unabhängig vom Temperaturniveau nutzt die Wärmepumpe die Umgebungsluft als Wärmequelle zum Heizen oder zur Warmwasserbereitung. Unter optimalen Bedingungen an einem milden Tag in einem Neubau bzw. einem umfassend sanierten Altbau kann eine typische Luft-Wasser-Wärmepumpe eine Leistungszahl von bis zu 560% im Jahresdurchschnitt erreichen (Niedertemperatur). Das bedeutet, dass aus 100% Strombezug am Gerät (d. h. ohne Berücksichtigung möglicher Effizienzverluste in den Vorstufen) eine nutzbare Wärmeenergie von 560% generiert werden kann. Unter nicht optimalen Bedingungen sinkt die Leistungszahl jedoch stark ab und liegt im Extremfall eines sehr kalten Tages in einem unsanierten Altbau bei vergleichsweise geringen 150%. Wenn die elektrische Wärmepumpe z. B. bei sehr niedrigen Außentemperaturen nicht den vollen Wärmebedarf decken kann, wird ein Heizstab zur Unterstützung eingesetzt. Für die zusätzlich durch den Heizstab generierte Wärme gilt dann der Wirkungsgrad des Heizstabs i.H.v. 99%. Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen machen derzeit mit einem Anteil von etwa 60% den Großteil des Wärmepumpenbestands in Deutschland aus. In den letzten Jahren stieg der Anteil von Luft-Wasser-Wärmepumpen an allen verkauften Heizungswärmepumpen stetig an und lag im Jahr 2020 sogar bei 80%.¹⁴

Als Sensitivität betrachten wir außerdem die Kombination der Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer PV-Aufdachanlage. Ein Haushalt mit PV Anlage, welcher zusätzlich eine Wärmepumpe installiert, hat ceteris paribus die Möglichkeit, die Eigennutzungsrate des PV-erzeugten Stroms zu steigern und so Synergien zu schaffen. Der Anteil der erzeugten elektrischen Energie, welcher weniger lukrativ ins Netz eingespeist werden muss, wird kleiner¹⁵. Detaillierte Annahmen zu Dimensionierung und Auslastung der PV Anlage sind in Anhang B aufgeführt.

2.1.2.2 Technologiespezifikation – Grüngastherme

Als weitere Technologieoption modellieren wir den Einbau einer wasserstoffbetriebenen Grüngastherme. Das Funktionsprinzip eines Brennwertkessels ist dabei unabhängig vom verwendeten Brennstoff (Wasserstoff oder Methan). Neben der Wärme, die bei der Verbrennung des Gases entsteht, wird dabei zusätzlich die in den Abgasen enthaltene Energie genutzt. Die aus den Abgasen gewonnene Wärme wird so ebenfalls in Heizwärme umgesetzt. Im Vergleich zu Konstant- und Niedertemperaturkesseln können auf diese Weise hohe Wirkungsgrade von 94 % (oder mehr) erreicht werden.

Erdgas-Brennwertgeräte stellen mit Marktanteilen von 60 % bis 70 % den Großteil der verkauften Wärmeerzeuger in den Jahren 2015 bis 2020 dar.¹⁶ In den Bestand gasbasierter Brennwertgeräte können gemäß Heizungsherstellern heute bereits ohne Anpassungsbedarf flexibel mindestens 10 Volumenprozent Wasserstoff beigemischt werden. Die jüngsten

¹⁴ Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2021).

¹⁵ In der Sensitivität werden also auch allen Häusern mit Grüngasthermen PV-Aufdachanlagen zugerechnet – jedoch mit einem niedrigeren Eigenverbrauch - um die Vergleichbarkeit der TCOs zu wahren. Im Technologieszenario mit KWGs wird keine PV-Aufdachanlage veranschlagt, da davon ausgegangen wird, dass der Anteil der Eigennutzung durch die doppelte Stromerzeugung so gering ist, dass eine Nutzung einer PV-Anlage nicht kostentienlich wäre.

¹⁶ BDEW (2021a). S. 51.

Generationen gasbasierter Brennwertgeräte könnten gemäß dieser Angaben 20-30 Volumenprozent Wasserstoffbeimischung ohne signifikante Mehrkosten sicher verarbeiten. Zudem sind einfache und kostengünstige Nachrüstlösungen durch deutsche Heizungsgerätehersteller für die Zeit ab 2025 angekündigt, um diese für „reinen“ Wasserstoff zu ertüchtigen. In unserer Modellierung berücksichtigen wir nicht die Möglichkeit einer Umrüstung bestehender Kessel, sondern legen den vollen Investitionswert eines neuen H₂-Brennwertkessels an.

2.1.2.3 Technologiespezifikation – KWK Anlage

Als dritte Technologieoption modellieren wir eine mit klimafreundlichem Gas betriebene, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlage. Diese KWK-Anlagen erzeugen gleichzeitig Strom, der für Verbraucher nutzbar ist, und Wärme, die direkt oder über einen Pufferspeicher zur Erwärmung des Brauchwassers oder Heizkreises verwendet werden kann. Der Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage wird in der Regel vereinfacht wiedergegeben als Summe des elektrischen Wirkungsgrads der Stromproduktion (hier 30%) und des thermischen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung (hier 62%). Bei Nutzung einer KWK-Anlage wird 60% Eigenverbrauch des generierten Stroms, und somit 40% Einspeisung, angenommen.¹⁷ Zunächst nicht berücksichtigt wird dabei in dem initialen Kostenvergleich, dass die dezentrale Produktion von Strom zusätzliche Vorteile bietet und daher gegenüber einer reinen Wärmebereitstellung durch Systemvorteile als höherwertiger anzusehen sein kann. So kann in Phasen hohen Wärmebedarfs das Gesamtsystem entlastet werden, indem überschüssig produzierter Strom zur Unterstützung elektrischer Wärmepumpen in der unmittelbaren Nachbarschaft eingesetzt wird¹⁸. Dieses Element der Systemvorteile findet in Kapitel 3 weitere Beachtung.

2.1.3 Matching von Heizungstypen und Gebäuden in den Szenarien

Um die technologiespezifischen Kosten pro Gebäudetyp auf Quartiersebene zu skalieren, muss jedes Haus im Modellquartier einer Technologie pro Szenario zugeordnet werden.

Diese Zuordnung folgt aus der systematischen Zuordnung der Wärmepumpen in Szenario 1 (80% der Häuser mit WP, 20% der Häuser *dead weight*): Im Szenario 1 (80% WP) werden jene 114 Häuser mit Wärmepumpen ausgestattet, welche die höchste Energieeffizienz haben und in denen der Einsatz der Wärmepumpen entsprechend am sinnvollsten ist. Im Umkehrschluss werden die 20% der Häuser mit der niedrigsten Effizienz, die 30 „Problemhäuser“, als *dead weight* ausgewählt und finden in der Szenariobetrachtung auf Quartiersebene keine weitere Beachtung. Dies passiert für die Betrachtung der Jahre 2020 und 2040 unabhängig voneinander – ein „Problemhaus“ aus 2020 kann vollsaniert werden und im Jahr 2040 als saniertes Gebäude dann unter die 80% der energieeffizientesten Häuser des Quartiers fallen¹⁹.

Die 114 Häuser im Quartier, welche in Szenario 1 (80% WP) mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden, werden in Szenario 2 (40% WP) dann erneut unterteilt: Die 57 Häuser im Quartier mit der höchsten Energieeffizienz werden weiterhin mit einer Wärmepumpe ausgestattet, während die verbleibenden 57 mit einer Grüngastherme gematcht werden.

Für Szenario 3 (40% WP + 40% KWK) findet eine leicht abgewandelte Zuordnung statt: Aus dem Pool der 144 Häuser findet ein Matching statt, welches zunächst den 57 Häusern mit dem

¹⁷ Konsistent mit BDEW (2021b, 2021c).

¹⁸ Ein weiterer Grund für die potenzielle Überschätzung der TCO für die Haushalte mit KWK ist die möglicherweise suboptimale Dimensionierung der KWK, die so gewählt wird, dass ihre Leistung dem thermischen Leistungsbedarf des Gebäudes entspricht. In der Realität ließe sich die Dimensionierung bspw. durch Gebäudezusammenschlüsse strategisch optimieren.

¹⁹ Um die Vergleichbarkeit zwischen den drei Szenarien zu wahren, werden über alle Szenarien hinweg die gleichen 30 Gebäude den 20% *dead weight* (beheizt mit alternativen Heiztechnologien wie PtL, Fernwärme o.Ä.) zugeordnet.

höchsten Wärmebedarf eine KWK, und dann den 57 Häusern mit der höchsten Energieeffizienz eine Wärmepumpe zuordnet. Die dabei verbleibenden 30 Häuser ohne Technologiezuordnung sind dabei jedoch nicht konsistent mit den „aussortierten“ Häusern aus den Vorszenarien. Um Vergleichbarkeit zu wahren, wird das Matching der Wärmepumpe fixiert und in zweiter Instanz das *dead weight* mit den Gebäuden mit KWK-Matching so gegengerechnet, dass die 30 technologielosen Häusern jenen aus den Vorszenarien entsprechen.

In Summe ist diese Zuordnung also eine eher **optimistische Abschätzung**, da jeweils nur die „effizientesten“ Gebäude mit Wärmepumpen ausgestattet werden – auch mit Blick auf die ermittelten Ergebnisse im Kapitel 3 zur Belastung des Stromsystems.

2.1.4 Umgang mit dezentraler Flexibilität (Wärmespeicher)

Durch den Einsatz von Wärmespeichern können Spitzen in der Wärmenachfrage gekappt und die zeitliche Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage entzerrt werden. Gleichzeitig fallen für Wärmespeicher zusätzliche Kosten an.

Daher werden für die Technologien unterschiedliche Wärmespeicherszenarien veranschlagt: Als Basis nehmen wir für Haushalte mit Wärmepumpe oder KWK eine Pufferspeicherkapazität von 20% des Peak-Tagesbedarfs nach thermischer Energie des Haushalts an. Sensitivitäten werden für 5% und 100% des entsprechenden Tagesbedarfs berechnet.

Die Vorteile der dezentralen Flexibilität zeigen sich dabei nicht unmittelbar in den Gesamtkosten [„Total Cost of Ownership“ (TCO)]²⁰, welche der Haushalt zu tragen hat (der Haushalt ist ceteris paribus fixen Strom- und Gaspreisen ausgesetzt), sondern in der zusätzlichen Flexibilität und der geglätteten Betriebsmuster, welche vor allem in der Systembetrachtung vorteilhaft sind und kostensenkend wirken können.

2.1.5 Skalierung auf Deutschland

Da die Zusammensetzung des Quartiers repräsentativ für den deutschen Gesamthäuserbestand ist, kann das Quartier mit einem einfachen Faktor auf Gesamtdeutschland hochskaliert werden. Der entsprechende Skalierungsfaktor in Höhe von ~ 96.000 ergibt sich aus dem Bestand an Ein- und Mehrfamilienhäusern im Jahr 2010 (13 Mio.) und der Anzahl an Quartiershäusern mit Baujahr ≤ 2010 (135 Stück.). Reihenhäuser und kommerziell genutzte Immobilien finden hierbei keine Berücksichtigung.

2.2 Vergleich der Heizkosten

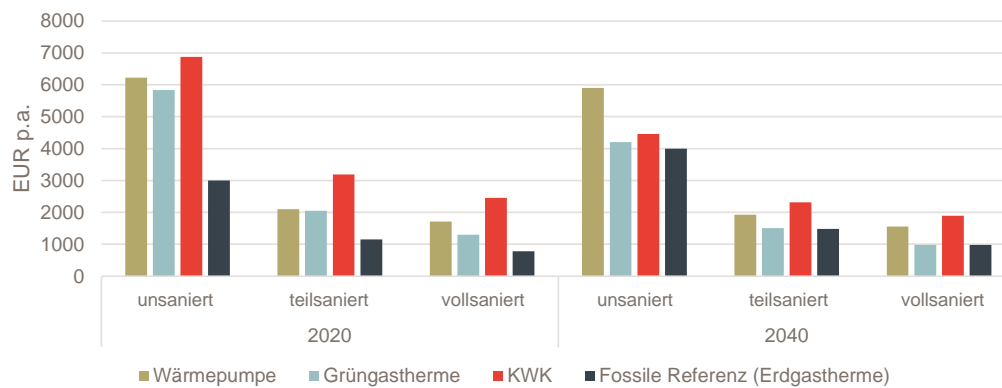
2.2.1 Methodologie der TCO Berechnung

Um im Folgenden die Total Costs of Ownership (TCO) zu berechnen, kombinieren wir eine standardmäßige Berechnung von annuisierten Investitionskosten mit den jeweils jährlich anfallenden Betriebskosten. Hierbei werden die Kapitalkosten sowie die einmalig nötigen Vorabkosten – beispielsweise Installations- oder Netzanschlusskosten – mit einem entsprechenden Zinssatz über die Abschreibungsperiode der Heizung veranschlagt. So können wir die annuisierten Investitionskosten pro Jahr angeben.

Diese resultierenden annuisierten Kosten werden mit den jährlichen Betriebskosten – als Summe aus den tatsächlichen Heizkosten, die durch den Bezug des Energieträgers anfallen,

²⁰ Die Sensitivitäten verteuern schlicht die TCOs für KWK und Wärmepumpen relativ zur Gastherme, ohne eine Kostengutschrift in TCO-Form zu erfahren.

Abbildung 3: Total Costs of Ownership - EFH 1959-1968



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Abbildung 3 zeigt, dass, unabhängig vom Sanierungsstand, die H₂-Gastherme stets die günstigste klimafreundliche Heiztechnologie ist – 2020 gleichermaßen wie 2040. Das Kostendifferential sinkt jedoch, je besser der Sanierungsstand. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass systembedingte Implikationen in dieser Berechnung noch nicht eingepreist werden. Schon ohne zusätzliche Kosten für Back-Up Leistung ist für diesen Gebäudetyp die Wärmepumpe also nicht die kostengünstigste Option.

Auch die Kosten, welche für die Sanierung selbst anfallen, sind in den Heizkosteneinsparungen durch die Sanierungen nicht berücksichtigt. Die Sanierungskosten sind aber unabhängig von der neu installierten Heiztechnologie und würden daher nur zu einer Parallelverschiebung der Kosten führen.²²

Unabhängig von der Wahl der Technologie zeigt sich außerdem, dass die Heizkosten im Zuge der Wärmewende, unabhängig von der Heiztechnologie, steigen werden: Die Kosten der günstigsten Technologie im Jahr 2040 betragen rund 125-140% der fossilen Referenz des Jahres 2020 innerhalb der jeweiligen Sanierungsstände. Dabei gehen wir für Endkunden zukünftig von einem Erdgaspreis von ca. 9 ct/kWh (davon ca. 3 ct/kWh für CO₂) und einem Wasserstoffpreis von ~10 ct/kWh aus.

Zu beachten ist, dass wir, wie oben beschrieben, von allen Fördermitteln abstrahieren – auch von reduzierten Wärmepumpentarifen. Heute gibt es solche Förderprogramme, z.B. der BAFA oder KfW und auch spezielle Wärmepumpentarife die bei ca. 24 ct/kWh²³ liegen (im Vergleich zu ca. 30 ct/kWh für „normalen“ Haushaltsstrom).²⁴

Unsanierete Gebäude dieser Kategorie müssen heute bei Nutzung moderner Heizsysteme mit Heizkosten von rund 6.000 EUR/a rechnen (bei den unterstellten eher niedrigen CO₂ Preisen nach Brennstoffhandelsgesetz wäre die fossile Gastherme deutlich günstiger). Perspektivisch

²² Tatsächlich gibt es aus Perspektive der Haushalte (und damit auch gesamtwirtschaftlich) natürlich einen Trade-Off zwischen den Kosten für Sanierungsmaßnahmen und den potenziell einzusparenden Heizkosten. Dies beeinträchtigt primär die Fragestellung, in welchen Gebäuden welche Technologie am sinnvollsten eingesetzt werden kann. In der vorliegenden Studie wurde diese Aufteilung exogen vorgegeben.

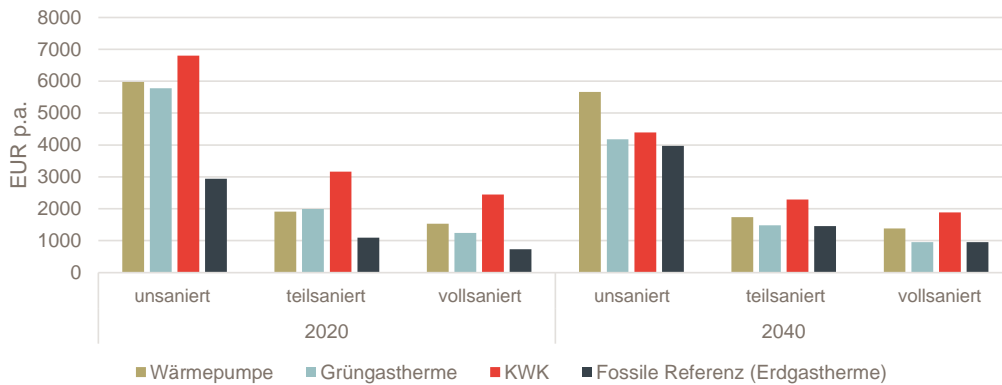
²³ BNetzA (2021): Monitoringbericht

²⁴ Die ermäßigten Wärmepumpentarife sind darin begründet, dass die Netzbetreiber berechtigt sind, Sperrzeiten zu verhängen, in denen die Heizanlage vom Netz getrennt wird, um dieses zu entlasten. Bei flächendeckender Versorgung mit Wärmepumpen wie in Szenario 1 (80% WP) ist diese Flexibilität zwingend erforderlich und durch die Wärmepumpen induziert, so dass es nicht sinnvoll ist, diese monetär zu belohnen.

steigen die Kosten der fossilen Gastherme jedoch deutlich an und nähern sich dem Niveau der nachhaltigen Alternativen und liegen bei rund 4.000 EUR/a für unsanierte Gebäude bzw. bei 1.000 bis 2.000 EUR/a für sanierte Gebäude.

Als Sensitivität betrachten wir zudem ein Szenario mit kleineren Warmwasserspeichern²⁵ sowie der zusätzlichen Installation einer PV Aufdachanlage. Beide Faktoren wirken sich senkend auf die Kosten des Wärmepumpen-Heizsystems aus. Abbildung 4 zeigt, dass die Wärmepumpe trotzdem in den meisten Fällen teurer als der Betrieb einer Grüngastherme bleibt.

Abbildung 4: Sensitivität: Total Costs of Ownership - EFH 1959-1968



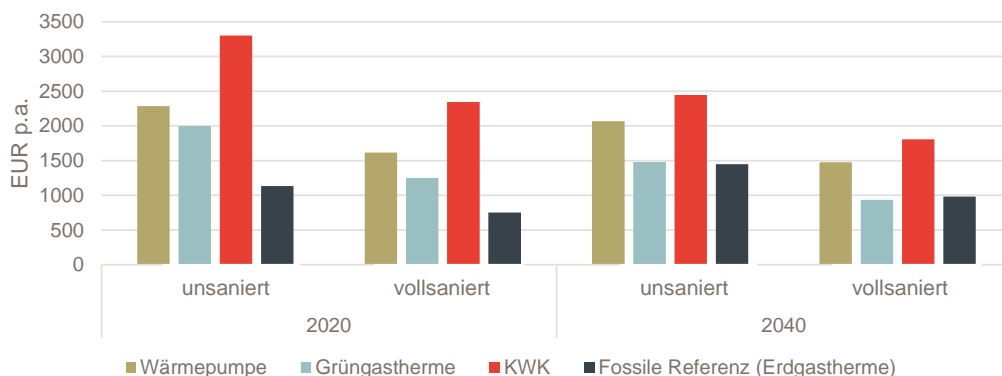
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

2.2.2.2 Einfamilienhaus, Baujahr 2010 - 2019

Im Folgenden untersuchen wir ein Einfamilienhaus mit späterem Baujahr, welches schon im unsanierten Zustand eine sehr viel höhere Energieeffizienz aufweist als ein Einfamilienhaus mit früherem Baujahr. Da diese Immobilien im Jahr 2020 ausschließlich unsaniert und im Jahr 2040 ausschließlich vollsaniert vorliegen²⁶, liegen für diesen Häusertyp keine Berechnungen für den teilsanierten Zustand vor.

Abbildung 5: Total Costs of Ownership - EFH 2010-2019



Quelle: Frontier Economics

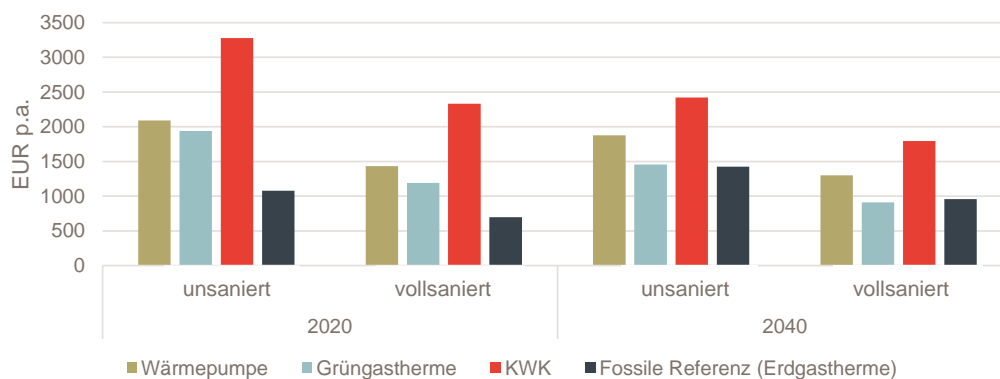
Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

²⁵ Speicherkapazität von 5% des Peak-Tagesenergiebedarfs statt 20% im Basis-Szenario.

²⁶ Die Durchsaniierung des Quartiers erfolgt nur mit Vollsanierungen vom 2020er zum 2040er Quartier.

Abbildung 5 zeigt, dass auch in diesem Fall und bei Nutzung der in Anhang B gelisteten Annahmen die Grüngastherme über alle Sanierungsstände und Kostenjahre hinweg die günstigste klimafreundliche Heiztechnologie für diesen Gebäudetyp bleibt. Bei unverändertem Sanierungsstand, ist jedoch auch hier mit einer Erhöhung der Heizkosten von 2020 nach 2040 zu rechnen: Die Kosten der günstigsten klimafreundliche Technologie betragen 124-130% der entsprechenden fossilen Referenz aus 2020 (bei den hier unterstellten CO₂ Preisen²⁷).

Abbildung 6: Sensitivität: Total Costs of Ownership - EFH 2010-2019



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

Wie Abbildung 6 zeigt, bleibt (analog zum älteren EFH) auch in der Sensitivität mit kleinerem Speicher und zusätzlicher PV Anlage die Grüngastherme die günstigste klimafreundliche Heiztechnologie. Aus Sicht des Individuums (und ohne Berücksichtigung der Systemeffekte) ist eine KWK Heizung die teuerste nachhaltige Technologiewahl für diesen Gebäudetyp.

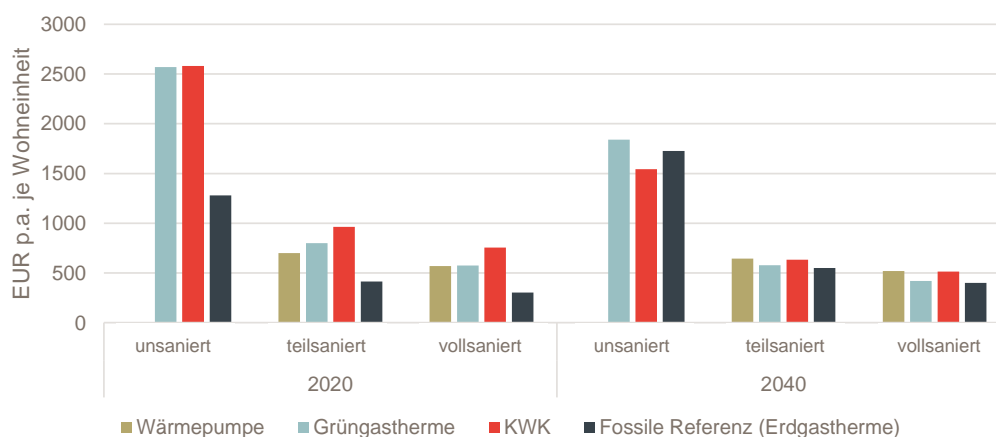
2.2.2.3 Mehrfamilienhaus, Baujahr 1949 – 1957

Neben den Einfamilienhäusern stellen Mehrfamilienhäuser einen signifikanten Anteil des Quartiers dar. Im Folgenden werden daher die Heizkosten pro Wohneinheit für ein Mehrfamilienhaus mit dem Baujahr 1949 – 1957 dargestellt.²⁸ Dabei nehmen wir an, dass in jeder Wohneinheit jeweils 1 bis 4 Personen leben. Um einen durchschnittlichen Verbrauch darzustellen, wird im Folgenden ein ungewichteter Mittelwert dargestellt (hypothetische 2,5 Personen pro Wohneinheit).

²⁷ In einem echten Cap&Trade System für den Wärmemarkt würden sich die CO₂ Preise und die Vermeidungskosten langfristig weiter annähern, je nach Sektorabdeckung und regulatorischem Regelwerk.

²⁸ Anders als bei den Einfamilienhäusern ist die Betrachtung hier nicht je Gebäude, da die Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude im historischen Vergleich stark variiert und damit die Vergleichbarkeit einschränkt.

Abbildung 7: Total Costs of Ownership - MFH 1949-1957



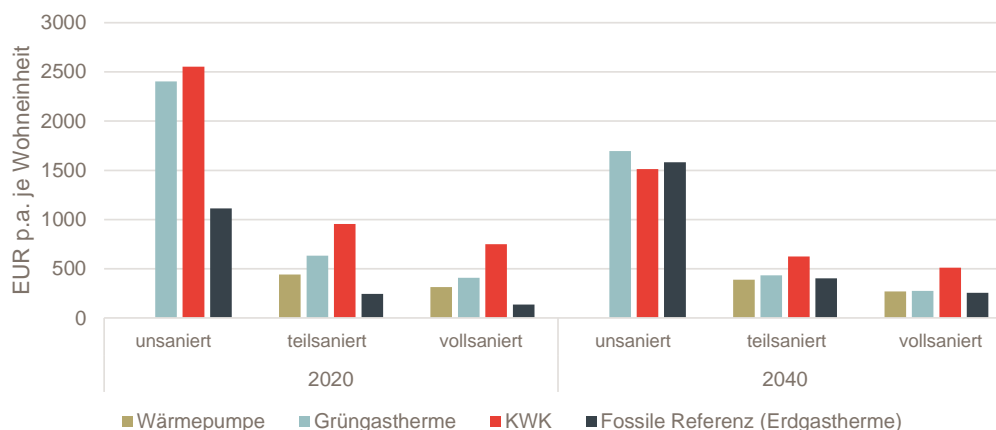
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, ist für das Mehrfamilienhaus im unsanierten Zustand die H₂-betriebene KWK langfristig die günstigste klimafreundliche Technologie. Für sanierte Gebäude kann auch die Grüngastherme kostenoptimal sein. Das Preisdifferential der verschiedenen Technologien ist im Jahr 2040 jedoch für den (teil-) sanierten Zustand sehr klein.

Innerhalb des gleichen Sanierungszustands betragen die TCOs der günstigsten klimafreundlichen Gastechologie im Jahr 2040 rund 120-140% der TCOs der fossilen Referenz in 2020.

Abbildung 8: Sensitivität: Total Costs of Ownership - MFH 1949-1957



Quelle: Frontier Economics

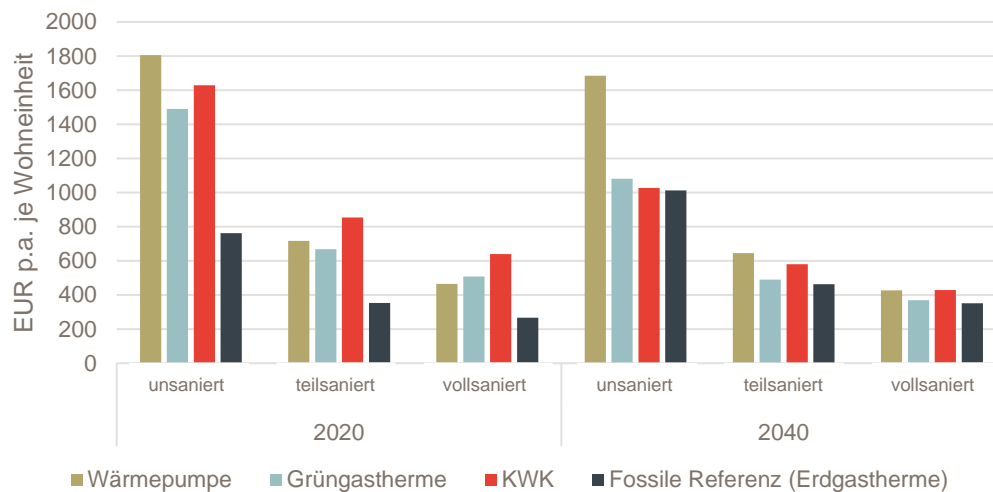
Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

In der Sensitivität mit kleinerem Wärmespeicher und zusätzlicher PV Anlage ist die Wärmepumpe die günstigste Technologie für teil- und vollsanierte Immobilien dieses Gebäudetyps. Hierbei werden jedoch noch keine Systemmehrkosten berücksichtigt, welche durch großflächigen Wärmepumpenbetrieb anfallen können.

2.2.2.4 Mehrfamilienhaus, Baujahr 1984 – 1994

Für das Mehrfamilienhaus mit späterem Baujahr sind die Kosten im Basisszenario ähnlich wie für das Haus mit früherem Baujahr. Abbildung 9 zeigt, dass auch hier für unsanierte Gebäude die KWK Anlage besonders kosteneffizient ist, wohingegen die Grüngastherme für (teil-)sanierte Gebäude die günstigste Option ist.

Abbildung 9: Total Costs of Ownership - MFH 1984-1994

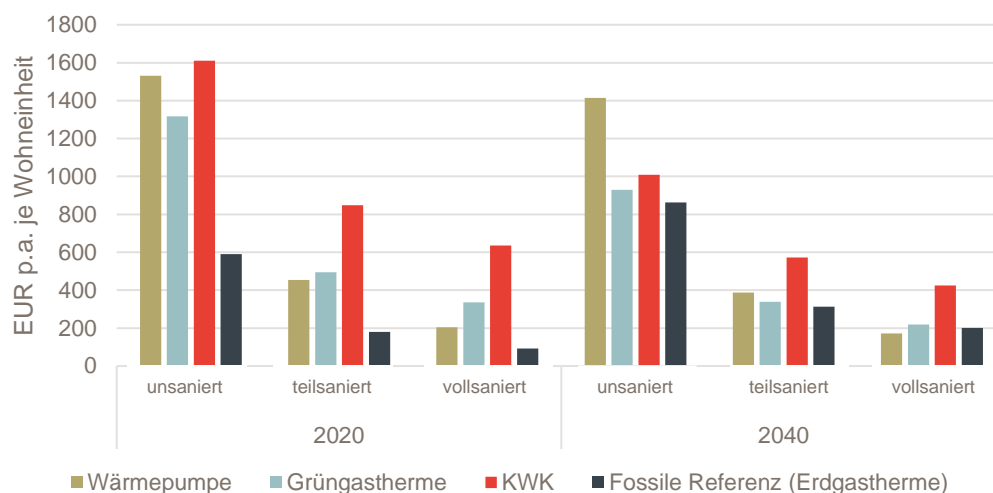


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Innerhalb des gleichen Sanierungsstands betragen die TCOs der günstigsten klimafreundlichen Gastechologie für das Jahr 2040 rund 135 – 140% der TCOs der fossilen Referenz in 2020.

Abbildung 10: Sensitivität: Total Costs of Ownership - MFH 1984-1994



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

In der Sensitivität mit kleinerem Wärmespeicher und zusätzlicher PV Anlage ist die Wärmepumpe zukünftig nur in vollsanierten Gebäuden die günstigste Technologie. In teilsanierten oder unsanierten Gebäuden bleibt die Grüngastherme im Vorteil. Auch hier werden jedoch noch keine Systemmehrkosten berücksichtigt, welche durch großflächigen Wärmepumpenbetrieb anfallen können.

Es lässt sich festhalten

- Die Ökonomie der Wärmepumpen ist recht komplex. Wärmepumpen sind im Vergleich zu Grüngasbrennwertthermen recht kapitalintensiv, haben aber dank ihrer Effizienz meist niedrigere variable Kosten. Somit ist der optimale Fall ein (teilsaniertes) kleineres Gebäude

mit nicht zu hohen Spitzenlasten (damit die Wärmepumpe nicht zu teuer in der Anschaffung ist), aber es bedarf auch einiger Wärmenachfrage, damit die Wärmepumpe ihren Vorteil bei den variablen Kosten ausspielen kann.

- KWK Anlagen sind ebenfalls recht kapitalintensiv in der Erstsanschaffung und benötigen ausreichende, regelmäßige Wärmenachfrage, wie z. B. in MFHs, damit sie auch ihre stromseitigen Vorteile ausspielen kann.
- Die Kosten der fossilen Referenz (plus CO₂ Pönale) und klimafreundlicher Heiztechnologie nähern sich langfristig an. Die Heizkosten – gerade in unsanierten Gebäuden, die heute noch mit fossilen Heizungen bedient werden – steigen für alle Gebäudetypen deutlich an.
- Brennwertthermen sind in der Anschaffung mit Abstand die günstigste der betrachteten Technologien – ihre relative Vorteilhaftigkeit hängt vor allem an der Entwicklung der Wasserstoffkosten im Vergleich zum Strompreis. Brennwertthermen können auch in allen Gebäudetypen sinnvoll Verwendung finden.

2.2.3 Aggregierte Heizkosten auf Quartiersebene

Die oben dargestellten häusertyp- und sanierungsstandscharfen Berechnungen können von der Haushaltsebene auf Quartiersebene hochskaliert werden. Hierzu wird der entsprechende Häuserbestand im repräsentativen Quartier je Jahr und je Szenario hochgerechnet.²⁹

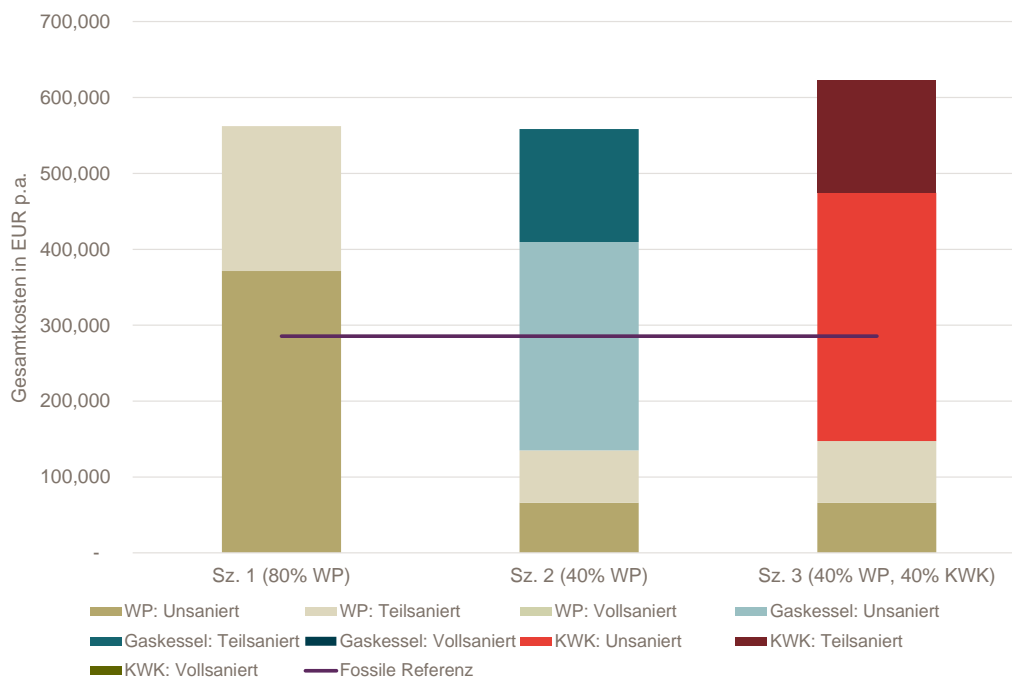
2.2.3.1 Quartierskosten 2020

In der Referenzbetrachtung ohne die Umlage von wärmepumpeninduzierten Systemkosten durch die erhöhte Netzbelastung verursachen Szenario 1 (80% WP) und 2 (40% WP) ungefähr gleich hohe Quartierskosten im Jahr 2020. Die Kostenzusammensetzung in Abbildung 11 illustriert, dass in Szenario 2 (40% WP) lediglich die energieeffizienten bzw. kleineren Häuser mit Wärmepumpen ausgestattet werden. Der Kostenanteil der Wärmepumpe in Szenario 2 (40% WP) sinkt relativ zu Szenario 1 (80% WP) überproportional zum Häuseranteil.

Als Referenzwert haben wir eine fossile Referenz ergänzt, basierend auf der Annahme, dass sämtliche betrachtete Häuser mit einer fossilen Erdgastherme betrieben werden. Auch auf Quartiersebene zeigt sich, dass derzeit noch alle klimafreundlichen Heizsysteme deutlich teurer sind als der fossile Status Quo.

²⁹ Die Ergebnisse für die Sensitivität mit kleineren Wärmespeichern und Aufdach-PV Anlage sind in Anhang C aufgeführt.

Abbildung 11: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2020

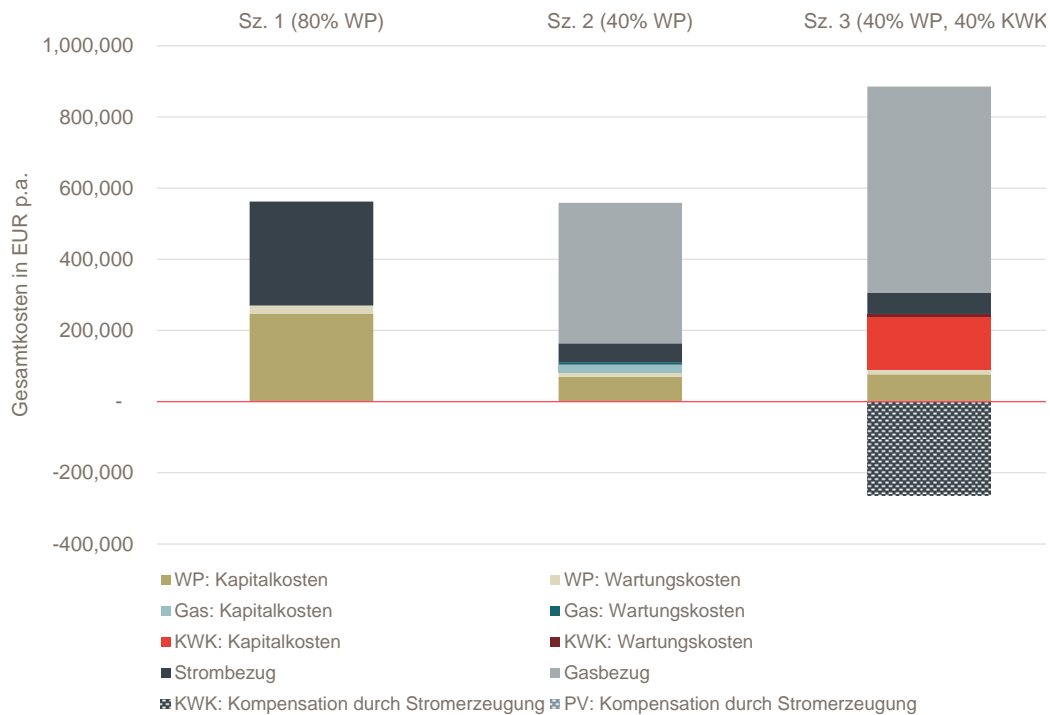


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Aus Abbildung 12 geht außerdem hervor, wie sehr die verschiedenen Technologien sich im Hinblick auf die Kostenstrukturen unterscheiden. Während sich im Wärmepumpenszenario 1 die Kapital- und Brennstoffkosten nahezu 50:50 aufteilen, liegt der Brennstoffkostenanteil (H₂-Bezug) in den Szenarien mit Gasthermen / KWK Anteil relativ zum Kapitalkostenaufkommen eher bei 70 bis 80% der Gesamtkosten.

Abbildung 12: Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2020



Quelle: Frontier Economics

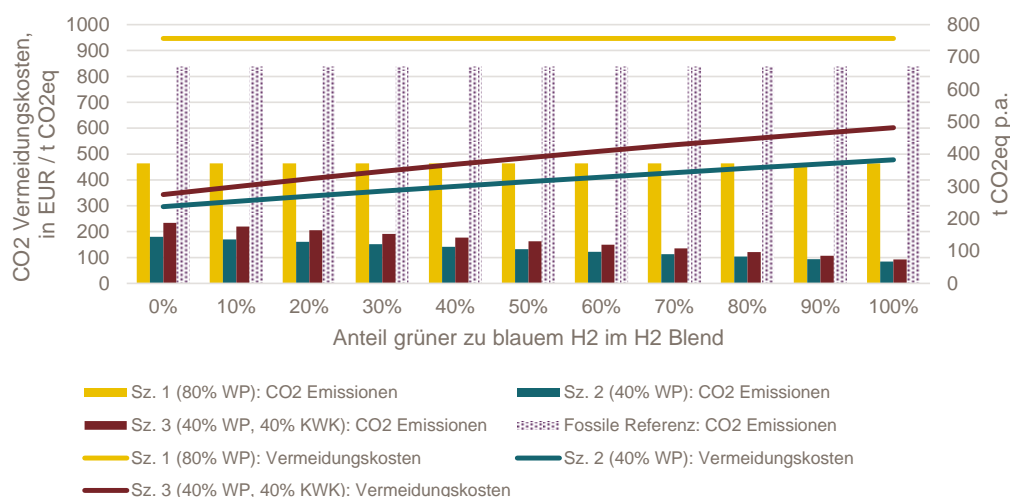
Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Im Folgenden sind außerdem die CO₂-Vermeidungskosten der verschiedenen Szenarien in Abhängigkeit der Herkunft des genutzten Wasserstoffs dargestellt. Die CO₂-Vermeidungskosten berechnen sich aus der Differenz der verursachten CO₂-Emissionen der klimafreundlichen berücksichtigten Szenarien und der fossilen Referenz (Annahme: alle betrachteten Häuser werden mit Erdgasthermen betrieben). Diese Einsparungen werden mit den entsprechenden Mehrkosten gegenüber der fossilen Referenz verrechnet. Der CO₂-Preis wird für diese Berechnung auf null gesetzt, um die tatsächlichen Vermeidungskosten abzubilden.

Die vorangegangenen Rechnungen gehen vom Bezug von 100% grünem Wasserstoff (angenommen, null CO₂ Emission) aus. Erlaubt man eine Beimischung von blauem Wasserstoff sind substantielle Kostenminderungen in den Wasserstoffbezugskosten möglich – es verbleiben dabei jedoch Restemissionen in der Bilanz, da die Carbon Capture Rate bei der Herstellung des blauen Wasserstoffs mit 90% veranschlagt ist.

Außerdem muss insbesondere im 2020-Vermeidungskostenvergleich berücksichtigt werden, dass die Wärmepumpen per Annahme mit dem aktuellen Strommix betrieben werden. Dieser verursacht im Jahr 2020 relativ hohe Emissionen, weshalb der Wärmepumpenbetrieb nur geringe CO₂-Emissionseinsparungen induziert. Dies verändert sich zukünftig mit einem zunehmend grünen Strommix.

Abbildung 13: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2020



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Haushaltspreisen;

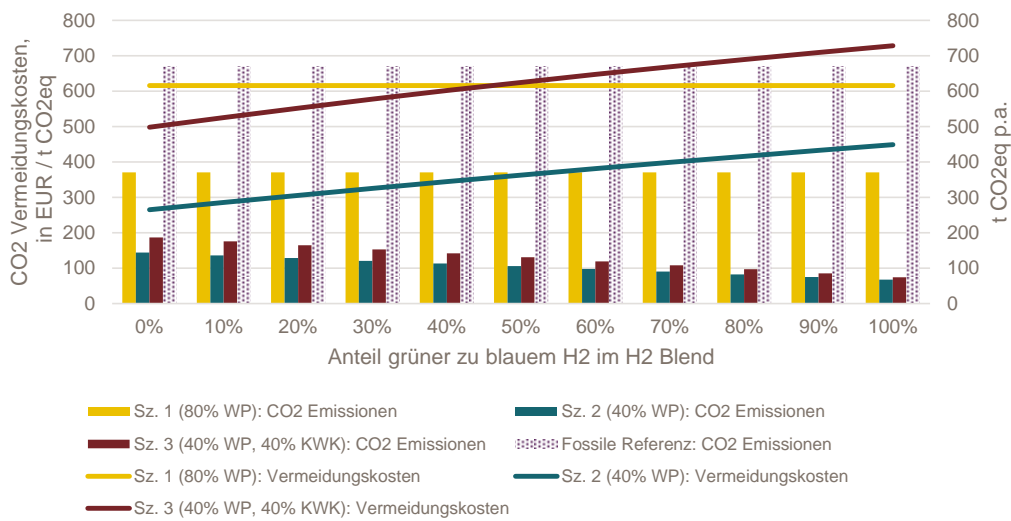
Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

In Verbraucherpreisen sind die durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten in Szenario 2 (40% WP) mit 300 bis 400 EUR / t CO₂ fast halb so hoch wie jene in Szenario 1 (80% WP). Auch die Vermeidungskosten aus Szenario 3 (40% WP + 40% KWK) sind substantiell niedriger als durch den gänzlichen Wärmepumpenbetrieb in Szenario 1 (80% WP). Durch die Beimischung von blauem Wasserstoff lassen sich die Vermeidungskosten von Szenario 2 (40% WP) und 3 (40% WP + 40% KWK) außerdem noch beträchtlich senken, auf knapp 300 EUR / t CO₂.

Wir bereinigen die Haushaltspreise außerdem um anfallende Steuern und betrachten ausschließlich die Großhandelspreise sowie die Netzentgelte der jeweiligen Energieträger, so dass wir die Netto CO₂-Vermeidungskosten in Abbildung 14 erhalten.

Da die steuerlichen Umlagen auf Strom relativ höher sind als auf den H₂-Blend, verringert sich der Kostenvorteil von Szenario 2 (40% KWK) zu Szenario 1 (80% WP). Dennoch bleiben die aktuellen CO₂ Vermeidungskosten von Szenario 2 (40% WP) deutlich geringer als jene von Szenario 1 (80% WP) und 3 (40% WP + 40% KWK). Die Kosten lassen sich außerdem durch die Beimischung von blauem Wasserstoff noch weiter verringern.

Abbildung 14: CO2 Vermeidungskosten nach Szenario und H2 Blend 2020



Quelle: Frontier Economics

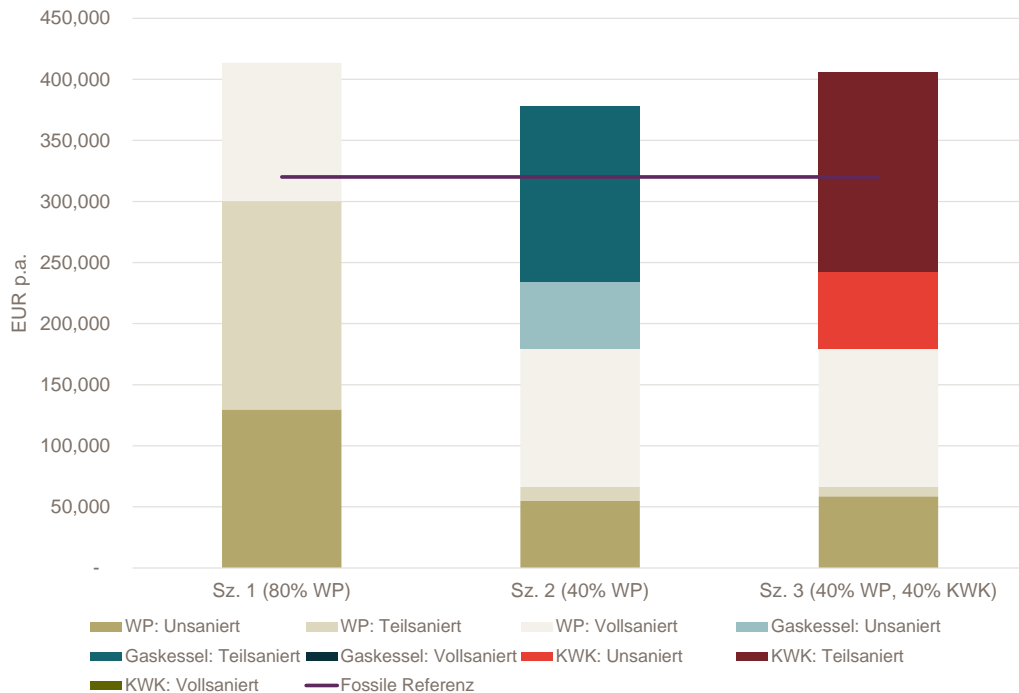
Hinweis: Kosten in Großhandelspreis + Netzentgelt;

Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

2.2.3.2 Quartierskosten 2040

In der Referenzbetrachtung 2040 ist das Szenario 2 (40% WP) deutlich günstiger als die beiden anderen Szenarien. Die Ausstattung der weniger energieeffizienten Häuser aus Szenario 1 (80% WP) mit Gasthermen ermöglicht hierbei Kosteneinsparungen auf Quartiersebene.

Abbildung 15: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2040

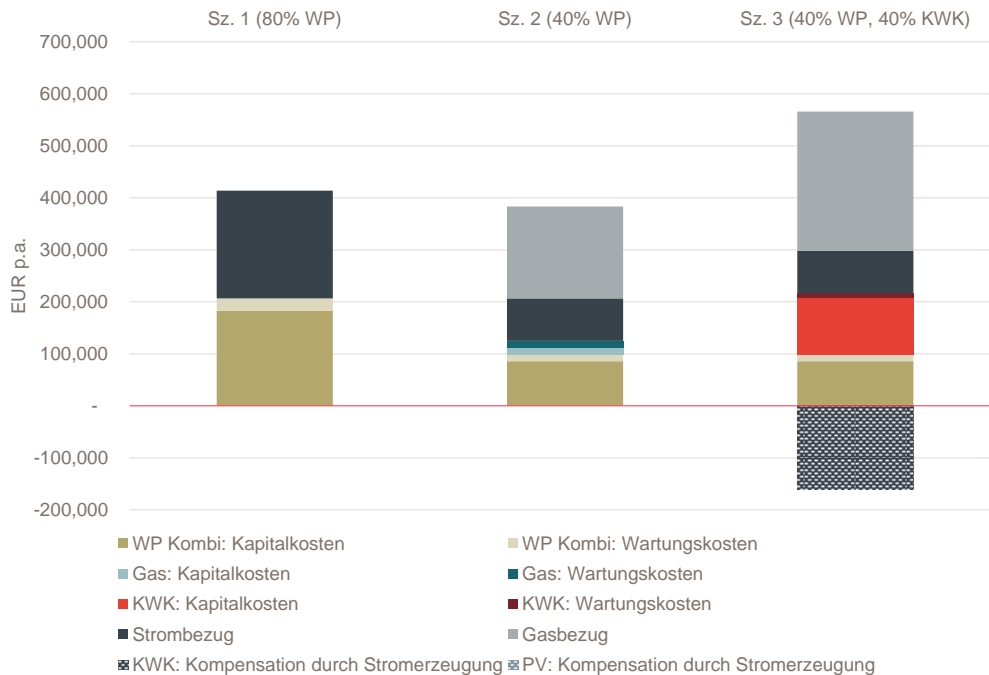


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Aufgesplittet nach Kostenarten ergibt sich ein ähnliches Bild wie zuvor – die Mischszenarien 2 (40% WP) und 3 (40% WP + 40% KWK) sind stärker betriebskostengetrieben als das reine Wärmepumpenszenario. In Szenario 3 (40% WP + 40% KWK) fallen jedoch auch, relativ zu Szenario 2 (40% WP), die Kapitalkosten der KWK sehr stark ins Gewicht. Diese ermöglichen gleichzeitig, mit höherem H₂-Bezug, Einsparungen durch die gekoppelte Stromerzeugung. Auch hier fehlt weiterhin die zusätzliche Systemumlage für Szenario 1 (80% WP) durch induzierte Systemeffekte – erwartbar sind also noch höhere Quartierskosten in Szenario 1 (80% WP). Hierzu mehr in Kapitel 4.

Abbildung 16: Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2040



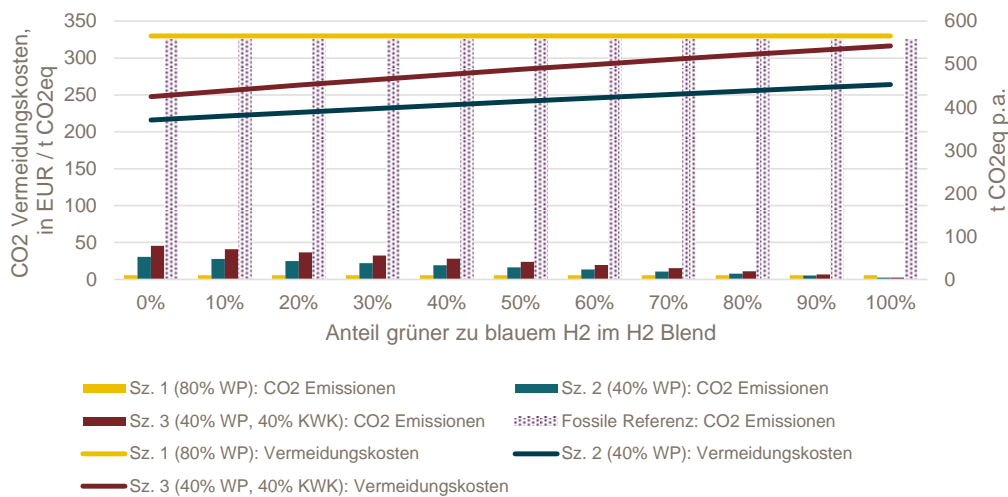
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Der Vergleich der CO₂ Vermeidungskosten 2040 unterscheidet sich insofern von 2020, als dass der Strommix 2040 nur sehr geringe Emissionen verursacht. Somit fallen auch in Szenario 1 (80% WP) kaum Emissionen an, was die relativen Vermeidungskosten gegenüber der fossilen Referenz erheblich verringert.

Während die CO₂ Vermeidungskosten im Referenzfall in Haushaltskosten zwischen 255 – 340 EUR / t CO₂eq liegen, lassen sich die Kosten durch die Beimischung von blauem Wasserstoff auf nahezu 200 EUR / t CO₂eq verringern.

Abbildung 17: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2040



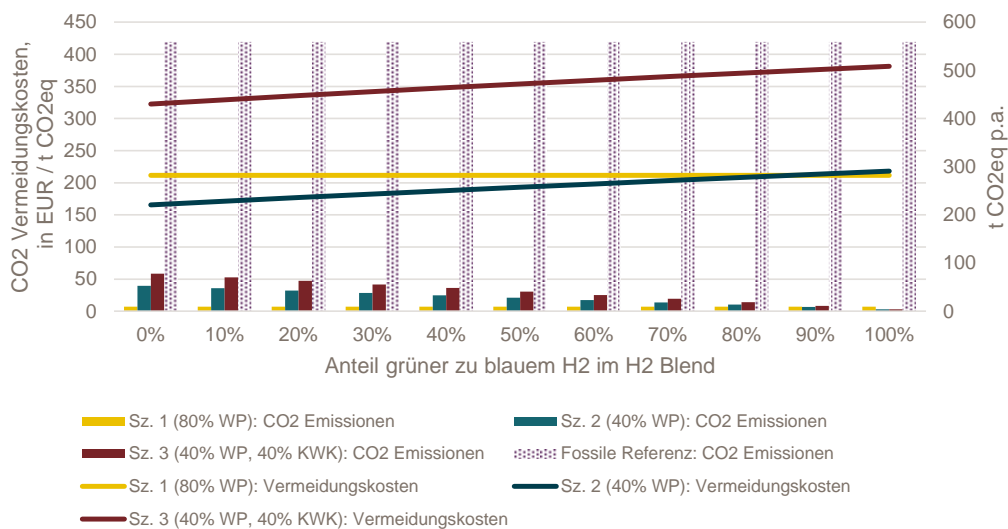
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Haushaltspreisen

Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Die Netto CO₂ Vermeidungskosten, also bereinigt um Steuern, welche für die Haushalte anfallen, sind für Szenario 1 (80% WP) und Szenario 2 (40% WP) nahezu gleich hoch, und liegen bei knapp 205 EUR / t CO₂eq. Durch die Beimischung von blauem Wasserstoff zum H₂-Blend lassen sich die Vermeidungskosten von Szenario 2 (40% WP) erheblich unter jene von Szenario 1 (80% WP) senken, auf fast 150 EUR / t CO₂eq. Die Quartierskosten in Szenario 3 (40% WP + 40% KWK) müssen hier erneut unter dem Vorbehalt betrachtet werden, dass die Quartierskosten durch verringerte Kosteneinsparungen bei gekoppelter Stromerzeugung ansteigen.

Abbildung 18: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Großhandelspreis + Netzentgelt

Szenario mit 20% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen.

Es lässt sich festhalten: eine Mischstrategie führt im Durchschnitt zu niedrigeren CO₂ Vermeidungskosten als eine einseitige Verwendung von Wärmepumpen. Gerade heute, wo der netzbezogene Strommix noch recht viel CO₂ enthält, ist die vergleichsweise teure Wärmepumpe nur bedingt wirksam, weil die recht hohe Investition trotz hoher Umwandlungseffizienz aufgrund der vergleichsweise hohen CO₂ Intensität des Netzstromes nur wenig CO₂ gegenüber einer Erdgastherme einspart. Dies bessert sich etwas durch die Kombination mit Aufdach-PV. Zu beachten ist, dass sich die CO₂ Vermeidungskosten im Einzelfall pro Gebäude natürlich stark vom gemittelten Quartierswert unterscheiden können. Allerdings sind hier auch Effizienzverluste aus Zwischenspeicherung des Wärmepumpenstromes etc. noch nicht enthalten.

3 Herausforderungen für das Stromsystem

In den nun folgenden Kapiteln schätzen wir die wichtigsten Rückwirkungen einer eher einseitig auf Direktelektrifizierung abstellenden Wärmewende im Wohngebäudebereich auf das deutsche Stromsystem grob ab (Szenario 1 (80% WP)). Demgegenüber stellen wir die entsprechenden möglichen Entlastungen für das Stromsystem bei ausgewogeneren, technologieoffenen Ansätzen für den Wärmemarkt im Wohngebäudesektor (Szenario 2 (40% WP) und 3 (40% WP + 40% KWK)). Wie in der Einleitung beschrieben, verzichten wir bewusst auf komplexe Systemanalysen und Rückwirkungen mit dem Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur etc., um die Effekte besser und transparenter darstellen zu können.

Wir beschreiben im Folgenden:

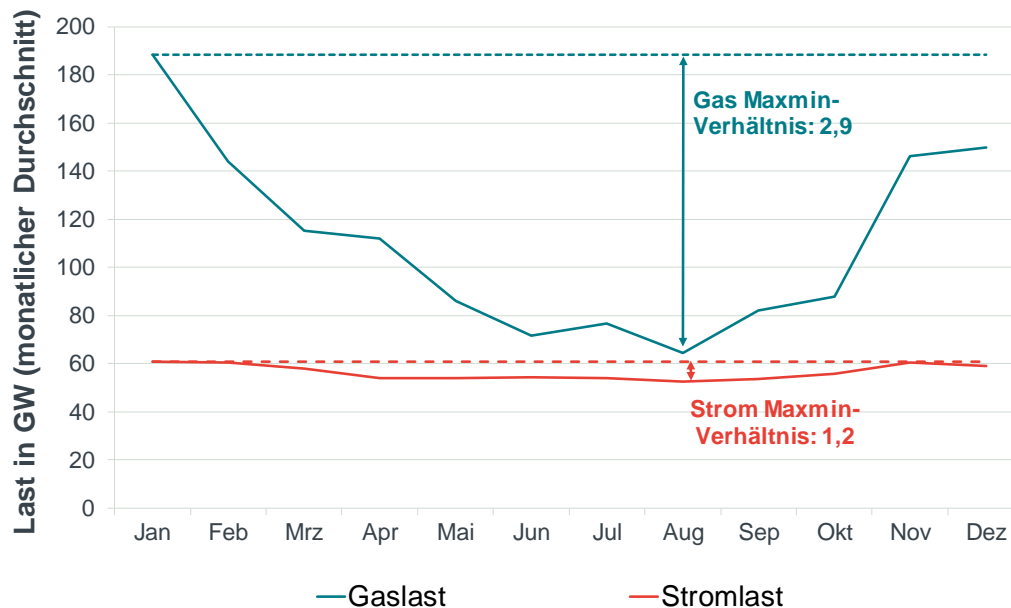
- **Anforderungen an die Back-Up Leistung im Stromsystem** – diese schätzen wir einmal „top down“ (heutige Heizungsinfrastrukturen) und einmal Bottom-Up (Hochrechnung aus der Quartiersmodellierung) ab.
- **Anforderungen an das Stromübertragungsnetz in Deutschland** – Wir vergleichen mit Hilfe von einfachen Überschlagsrechnungen die erforderlichen Stromleistungen und Mengen mit den Ausbauplänen der vier deutschen ÜNB.
- **Anforderungen an die Zwischenspeicherung und die damit einhergehenden Verluste (weitere EE-Anlagen)** – Basierend auf den Quartiersmodellierungen der RWTH³⁰ schätzen wir die erforderlichen Zwischenspeichervolumina für den Wärmemarkt und die energetischen Verluste in der Stromkette, wenn der Strom nicht „direkt aus dem Windrad in die Wärmepumpe fließt“, sondern in Gasspeichern zwischengespeichert werden muss.

3.1 Anforderungen an die Back-Up Leistung im Stromsystem

Der Wärmemarkt im Gebäudesektor in Deutschland ist, im Gegensatz zum Strommarkt, ein „Saisongeschäft“. In den Wintermonaten entspricht im Gasmarkt die maximale durchschnittliche Monatslast rund dem Dreifachen der durchschnittlichen Last aus einem Sommermonat. Beim Strom ist im Gegensatz dazu die durchschnittliche Monatslast in einem „Hochmonat“ nur ca. 20% höher als im Niedrigmonat.

³⁰ DVGW und RWTH (2022)

Abbildung 19: Monatlicher Vergleich von Strom- und Gasnachfrage (Last in GW) in durchschnittlich kaltem Beispieljahr (2017)



Quelle: Frontier Economics basierend auf IEA Statistics und ENTSO-E Transparency Plattform

Hinweis: Das Maxmin-Verhältnis entspricht dem Verhältnis zwischen dem absoluten monatlichen Maximum und dem Minimum, jeweils separat für Gas- und Stromlast errechnet.

Noch relevanter sind aber die Lastspitzen an einzelnen kalten Tagen – denn die Wärmemarktinfrastruktur soll ja auch diese Extremsituationen sicher abdecken können. Das gilt zukünftig auch bei verstärkter, flächendeckender Nutzung von Wärmepumpen, für die dann auch „gesicherte“ Stromerzeugungskapazität vorhanden sein muss. Die daraus resultierenden Anforderungen einer im Gebäudesektor fast ausschließlich auf Wärmepumpen fokussierten CO₂-Vermeidungsstrategie mit Blick auf die erforderliche Back-Up Leistung im Stromsystem („Kraftwerkspark“) kann über zwei Wege abgeschätzt werden:

- **Top down Ansatz: Wärmeleistungsbereitstellung der heutigen Gas- und Ölinfrastruktur** – Wir schätzen grob die heute bereitgestellte Wärmeleistung auf Basis vorhandener Öl- und Gasheizungsinfrastrukturen ab.
- **Bottom Up Ansatz: Modellierung im Quartier und Hochrechnung der Kraftwerksanforderungen auf Deutschland in den drei definierten Szenarien** – Wir betrachten die Stromlastspitzen aus den Modellrechnungen aus dem Quartier – hochgerechnet auf Deutschland.

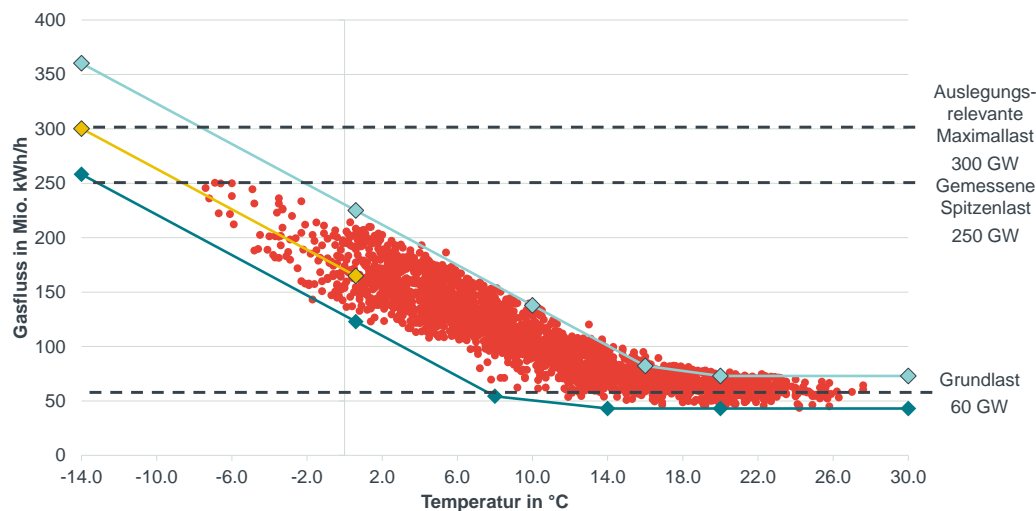
Die Kombination aus Top Down und Bottom Up Ansatz sollte schließlich ein robustes Ergebnis für den Back-Up Bedarf an Stromerzeugungskapazitäten für die Wärmepumpen im Wohngebäudesektor liefern.

3.1.1 Top Down Ansatz - Wärmeleistungsbereitstellung der heutigen Gas- und Ölinfrastruktur

3.1.1.1 Vorgehaltene Wärmeleistung des heutigen Gassystems

Abbildung 20 stellt die täglichen Gasflüsse im deutschen Gasnetz im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur dar und veranschaulicht auch die hohe Temperaturabhängigkeit der Gasflüsse in Deutschland³¹.

Abbildung 20: Tägliche Gasflüsse auf Übertragungsnetzebene im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur (01/2014 - 03/2021)



Quelle: Frontier Economics basierend auf von FNB Gas zur Verfügung gestellten Gasflussdaten

Hinweis: Für die Auswertung werden die Viertagesmittelwerte zugrunde gelegt, da diese aufgrund der Trägheit von beheizten Gebäuden die größte Korrelation zwischen Leistungsdaten und Temperatur aufweisen.

In der Grafik sind folgende Aspekte zu erkennen:

- **Auslegungsrelevante Maximallast** - Zur Ermittlung der im Maximalfall erforderlichen Auslegungsleistung wurde eine lineare Regression gemäß Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) vorgenommen.³² Bei einer mengengewichteten Auslegungstemperatur von -14 Grad Celsius ergibt sich damit eine auslegungsrelevante Maximallast im Gasnetz **von 300 GW**, also deutlich höher als die im Februar 2021 tatsächlich gemessene Höchstlast von **250 GW**. Das Gasnetz ist aber nicht nur für den Gebäudesektor zuständig, sondern beliefert auch (Außentemperatur unabhängige) Prozesse bei Industriekunden und Gaskraftwerke. Deren Anteil wurde wie folgt abgeschätzt:
 - **Nicht durch den Wärmemarkt induzierte Grundlast**, welche im Frühjahr und Sommer ab Temperaturen von etwa 15 Grad aufwärts gemessen werden kann: Diese weitgehend temperaturunabhängige Grundlast beträgt etwa **60 GW** und beinhaltet insbesondere den Gasbedarf für den Prozesswärmebedarf der Industrie, den Gasbedarf für die Warmwasserbereitung sowie den (nicht für Heizzwecke verwendeten) Gasverbrauch von Kraftwerken.

³¹ Die Grundlage für die Infrastrukturauslegung des Gassystems bildet ein angenommener Maximalfall („1 in 20 Winter“), bei dem deutlich niedrigere mengengewichtete Temperaturen (von -14 °C) zugrunde gelegt werden als die im hier siebenjährigen Betrachtungszeitraum gemessenen minimalen mengengewichteten Temperaturen (von -7,1 °C).

³² Der Regression liegen die gemessenen Leistungsdaten an den 120 kältesten Tagen zugrunde, die auf die relevante Auslegungstemperatur extrapoliert werden, vgl. Kooperationsvereinbarung Gas (2020), S. 37.

- **Saisonaler Anteil der Gaskraftwerksleistung** in Höhe von etwa **4 GW**.³³

Um aus der „Gasnetzlast des Wärmesektors“ die Heizlast herzuleiten, haben wir grob einen Wirkungsgradverlusts in der Endanwendung von 98 % angenommen. Im Ergebnis beträgt die durch das Gassystem für den Wärmemarkt zur Verfügung gestellte vorgehaltene Leistung somit knapp **230 GW** (dies wäre allerdings inklusive der temperaturabhängigen Nachfrage aus Gewerbe und Nicht-Wohngebäuden).

3.1.1.2 Wärmeleistung heutiger heizölbasierter Heizsysteme

Für die Betrachtung der gesamten Leistung des fossilen Wärmemarktes spielt Heizöl, der aktuell zweitgrößte fossile Energieträger für die Bereitstellung von temperaturabhängiger Wärme, eine wichtige Rolle. Der Anteil von Heizöl am Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung betrug im Jahr 2018 knapp die Hälfte des erdgasbasierten Heizwärmeverbrauchs. Das Heizlastverhalten von öl- und gasbasierten Heiztechnologien kann als nahezu identisch angenommen werden. Auf dieser Basis lässt sich die Leistung ölbasierter Heizsysteme für den Wärmemarkt vereinfacht approximieren:

- Der auf Heizöl basierende Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwassererzeugung beträgt 46% des auf Erdgas basierenden Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwassererzeugung.³⁴
- Der durchschnittliche Endanwendungswirkungsgrad von Ölheizungen beträgt knapp 90% (im Vergleich zu 98% für Gasheizungssysteme);

Im Ergebnis tragen ölbasierte Heizsysteme – unter der Annahme einer mit dem Gassystem vergleichbaren Infrastrukturauslegung auf einen „1 in 20 Winter“ (mit einer vom Erdgassystem übertragenen mengengewichteten Auslegungstemperatur von -14 °C) – zusätzlich **knapp 100 GW** zur Wärmeleistung des temperaturabhängigen Wärmemarktes bei.³⁵

3.1.1.3 Historisch gemessene tatsächliche Leistung des Gassystems (auf Tagesbasis)

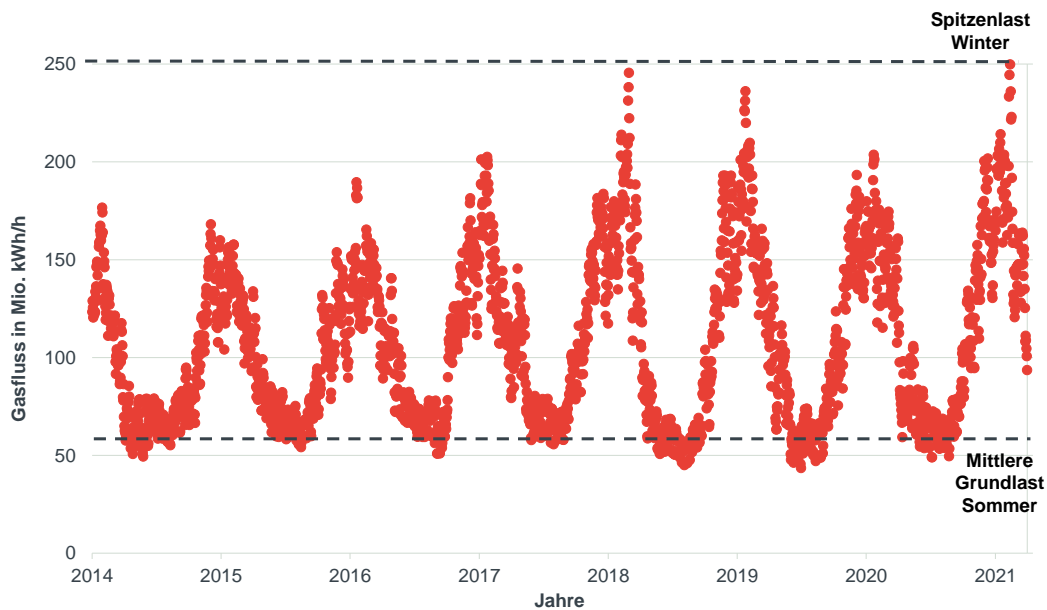
Die tatsächlich gemessene Leistung des aktuellen Gassystems in Deutschland lässt sich anhand der in Abbildung 21 dargestellten täglichen innerdeutschen Erdgasflüsse auf Ferngasnetzebene ablesen. Die Daten messen die erbrachte durchschnittliche Tagesleistung an den Netzausspeisepunkten an Industrie- und Kraftwerkskunden sowie an Übergabepunkten in die nachgelagerten Verteilnetze. Etwaige Gastransporte zu europäischen Nachbarn (Transitmengen) sind darin nicht enthalten. Die so ermittelten täglichen Leistungsdaten zeigen, dass die tatsächliche Maximallast des Gassystems an kalten Wintertagen mit hohem Heizbedarf mit etwa 250 GW wesentlich höher ist als die in den üblichen Statistiken angegebenen maximalen Monatsmittelwerte (z. B. etwa 190 GW im Jahr 2017). Die im betrachteten Zeitraum von Januar 2014 bis März 2021 gemessene Maximallast von 250 GW wurde am 12. Februar 2021 gemessen, an dem die bundessweite Durchschnittstemperatur bei minus 7,1 Grad Celsius und damit um mehr als 3 Grad unter der 30-jährigen Durchschnittstemperatur für den Monat Februar lag.

³³ Der Gasverbrauch von Kraftwerken zur Stromproduktion beinhaltet eine vergleichsweise geringe saisonale Komponente, die wir in unserer Analyse ausschließen. Dem zugrunde liegt die Annahme, dass die heute durch den Gasbezug von Gaskraftwerken verursachte temperaturabhängige Gaslast nicht durch elektrische Wärmepumpen ersetzt werden muss. In den Jahren 2017-2020 lag die Differenz zwischen der Gaskraftwerksleistung in der Winterspitze im Vergleich zur Sommerspitze bei etwa 4 GW, vgl. Fraunhofer ISE (2021).

³⁴ Vgl. BDEW (2020a), Folie 24.

³⁵ Ergibt sich als 236 GW (auslegungsrelevante Leistung des Gassystems für den Wärmemarkt vor Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten) * 46 % * 90 %.

Abbildung 21: Tägliche innerdeutsche Gasflüsse (ohne Transit) auf Übertragungsnetzebene (01. Januar 2014 - 31. März 2021)



Quelle: Frontier Economics basierend auf von FNB Gas zur Verfügung gestellten Gasflussdaten

Hinweis: Die dargestellten Gasflüsse entsprechen den von den FNB am jeweiligen Tag gemessenen Gasflüsse (ohne Transitmengen), dividiert durch die Anzahl Stunden pro Tag (24). Entsprechend handelt es sich bei der Spitzenlast um eine tagesdurchschnittliche Spitzenlast. In einzelnen Stunden oder Viertelstunden kann die Last deutlich über den Tagesmittelwert hinausgehen, da beispielsweise die Heizlast nachts deutlich geringer ist als in den Stunden des Tages.

Fazit – Heutige Wärmeleistungsbereitstellung für den Wohngebäudesektor liegt bei bis zu 300 GW_{th}

Es lässt sich also feststellen:

- Selbst wenn nur knapp 80% der aktuellen Heizsysteme im Gebäudesektor (also nur Heizungen auf Öl und Erdgasbasis) betrachtet und heutige Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasse etc. ignoriert werden, wird im aktuellen Wärmesystem der deutschen Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) für Wärme (nicht für andere Anwendungen) eine Wärmeleistung von mehr als **300 GW vorgehalten** (davon mehr als 200 GW aus Erdgas und rund 100 GW aus Ölheizungen).
- Wichtig bei der Bemessung der Wärmeleistung ist es, nicht mit Durchschnittswerten zu planen, sondern auch die Extremsituationen mitzudenken.
- Mit Blick auf die flächendeckende Nutzung der Wärmepumpen ergeben sich an sehr kalten Tagen damit zwei wichtige Effekte, die beide berücksichtigt werden müssen:
 - Die Wärmenachfrage an extrem kalten Tagen ist hoch und liegt an einzelnen Tagen noch einmal deutlich über „durchschnittlichen saisonalen Spitzen“.
 - Der Seasonal Coefficient of Performance („SCOP“) der Wärmepumpe liegt bei solchen Umgebungstemperaturen weit unterhalb der Jahresarbeitszahl („JAZ“), die ja die durchschnittliche Effizienz der Wärmepumpe über das Jahr beschreibt: eine moderne Wärmepumpe, die im Neubau im Jahresdurchschnitt aus 1 kWh Strom knapp 4 kWh Wärme machen kann, kann bei -14°C nur noch 1.6 kWh Wärme aus einer kWh Strom herstellen. In solchen Situationen springt zudem häufig der elektrische Heizstab ein, der wiederum seinerseits Strom benötigt und „Back-Up Leistung“ erfordert.

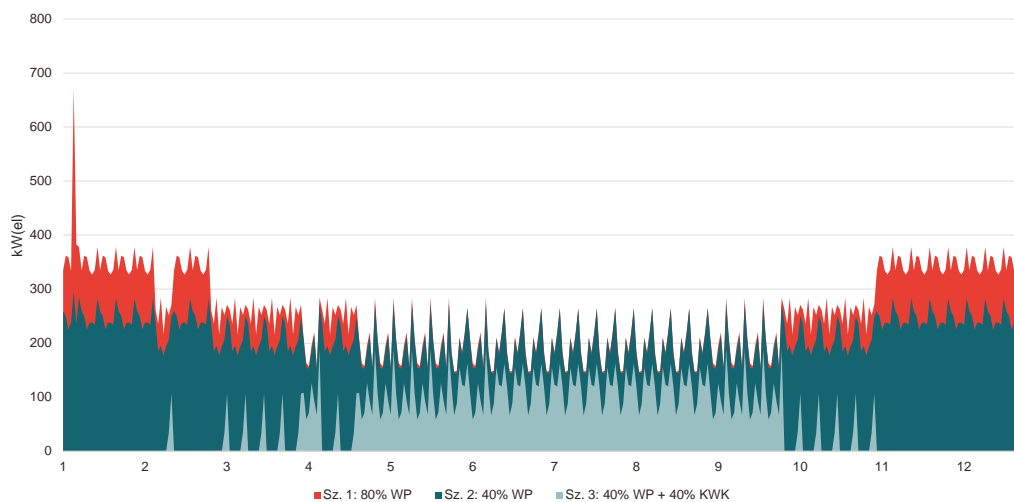
Den letztgenannten Effekt betrachten wir im Folgenden (siehe Kapitel 3.1.2) näher, indem wir uns basierend auf den Modelldaten der RWTH³⁶ detailliert der „Bottom-Up“ Modellierung des Quartiers widmen.

3.1.2 Bottom-Up Ansatz – Modellierung der Stromnachfrage zur Wärmeversorgung im Quartier und Hochrechnung auf Deutschland

Den Ausgangspunkt für unsere Bottom-Up Analyse bildet die erforderliche Stromnachfrage aus den drei Szenarien für den Wärmemarkt im Wohngebäudebereich (Abbildung 22). Der unterstellte Gebäudebestand im Quartier bildet dabei mit Blick auf Altersstrukturen und Gebäudegrößen den Gebäudebestand in Deutschland ab. Für die Herleitung der Stromnachfrage wurden dezentrale Speicherkapazitäten durch lokale Wärmespeicher in Höhe von 20% des Peak-Tagesbedarf an Wärme³⁷ berücksichtigt. Zudem arbeitet das Modell unter „perfect foresight“, d.h. die Nutzung der dezentralen Wärmespeicher erfolgt im Wissen, dass eine Kaltfront kommt. Weiterhin haben wir keine langanhaltenden Kaltfronten berücksichtigt, sondern wenige kalte Tage am Stück. Einflüsse aus lokaler PV (im Winter ohnehin moderat) sowie mögliche Verschärfungen der erforderlichen Back-Up Leistung aus gleichzeitigen Ladevorgängen für Elektroautos wurden ausgeblendet.

Abbildung 22 zeigt deutlich, dass es in der kalten Woche zu Jahresbeginn eine sehr deutliche Lastspitze von knapp 700 kW in einem Quartier bestehend aus 144 Gebäuden gibt.

Abbildung 22: Stündliche Stromnachfrage für Wärmepumpen aus dem Gebäudesektor im Quartier



Quelle: Frontier Economics/RWTH Aachen

Hierbei wurde bereits eine optimale Nutzung der lokalen Speicherflexibilität berücksichtigt. Hochgerechnet auf die Wohngebäude in Deutschland (ca. 19 Mio. Heizungen und 43 Mio. Wohneinheiten) und unter der Annahme von 15 Mio. Wärmepumpen (die anderen 20% werden im Szenario 1 (80% WP) durch andere Heiztechnologien abgedeckt) entspricht dies einer Stromspitzenlast von **rund 65 GW**.

³⁶ DVGW und RWTH Aachen (2022)

³⁷ Es werden außerdem Sensitivitäten für 5 % und 100 % des Peak-Tagesbedarfs gerechnet.

Hierin noch nicht enthalten sind:

- die anderen 20% der Wohngebäude, die im Szenario 1 mit anderen Heiztechnologien bedient werden,
- alle Reihenhäuser sowie Nicht-Wohngebäude (Schulen, Bäckereien, Flughäfen, Schwimmbäder, ...),
- Großwärmepumpen, die in Gewerbe oder Industrie Anwendung finden.

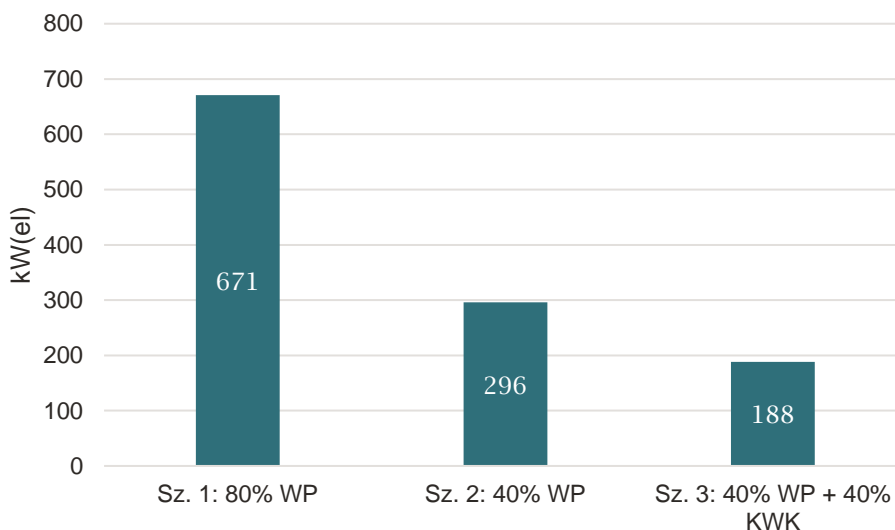
Zudem wurden folgende Annahmen für das Quartier getroffen:

- Die Wärmepumpen werden vorrangig in den geeigneteren Wohngebäuden genutzt, das heißt die 20% „Nicht Wärmepumpen“ sind optimal verteilt bzw. die 20% ungeeignetsten Wärmepumpenanwendungen sind gar nicht berücksichtigt. Dies muss in der Praxis nicht zu 100% der Fall sein, z. B. durch imperfekte Information, Verzerrungen durch den Förderrahmen, Eigentümerstrukturen, die Situation auf dem Handwerkermarkt etc.³⁸
- Es wurde für das Quartier eine Vollsanierrate von 1,4% p.a. unterstellt (aktuell liegt diese bei unter 1% pro Jahr³⁹), die in der Folge die jährlich erforderliche Endenergie für Raumwärme um rund 40% gegenüber heute reduziert hat.

Abbildung 23 veranschaulicht eindrücklich, wie die Spitzenlast (und damit der Bedarf an Back-Up Leistung) im Jahr 2040 mit Hilfe einer ausbalancierten Wärmestrategie deutlich reduziert werden kann:

- Durch die Nutzung der Gasthermen im Szenario 2 (40% WP) kann die Stromspitzenlast um gut 55% auf 296 kW für das Quartier reduziert werden.
- Die dezentralen KWK-Anlagen, die zur Wärmedeckung der Gebäude laufen, liefern mit hoher Korrelation zu den Wärmepumpen „im Nachbarhaus“ Strom. Hierdurch kann die Spitzenlastanforderung für das zentrale Stromsystem also nochmal um ca. ein Drittel reduziert werden.

Abbildung 23: Spitzenlast 2040 aus dem Wohngebäudequartier



Quelle: Frontier Economics/RWTH Aachen

³⁸ Auch regulatorische Rahmenbedingungen, wie etwa die aktuell geplante Einführung einer 65% Regel für den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor können dazu führen, dass Wärmepumpen in eigentlich ungeeigneten (alten, unsanierten) Gebäuden eingebaut werden und das Stromsystem überproportional belasten.

³⁹ DIW (2019).

Zur Einordnung: Die insgesamt installierte elektrische Wärmepumpenleistung im Quartier (exkl. Heizstabileistung an kalten Tagen) in Szenario 1 (80% WP) entspricht ca. 1.848 kW_{el} – d.h. die RWTH Optimierung unterstellt dank der dezentralen Wärmespeicher und „perfect foresight“ mit einer Spitzenstromlast für Heizstrom im Quartier von 671 kW eine maximale Gleichzeitigkeit beim Betrieb der installierten Wärmepumpen in Deutschland von nur ca. 36%. Dies ist aus unserer Sicht noch eine eher konservative Annahme, die wir dann auch bei einer Hochrechnung auf Deutschlandweit unterstellt haben (d.h. wir gehen aufgrund der oben genannten ohnehin schon optimistischen Annahmen nicht von weiteren Portfolioeffekten aus).

Der geplante Ausbau der Erneuerbaren Leistung in Deutschland kann diese Schwierigkeit kaum mitigieren. Die tatsächliche Erzeugung aus der bestehenden erneuerbaren Leistung hängt von der Wettersituation, also den Sonnen/Wind-Stunden ab. Gerade in der Heizsaison im Winter kann es also zu Engpässen kommen. Zur Einordnung: Selbst bei einem geplanten Wind/PV-Portfolio von 330 GW in 2030 werden an einem Tag mit „Dunkelflaute“ unter 200 GWh Strom erzeugt⁴⁰ – das reicht nicht einmal aus, um allein den aktuellen Haushaltsstrombedarf an diesem Tag zu decken (durchschnittlich etwa 350 GWh⁴¹).

Um die Größe der Herausforderung einschätzen zu können, lohnt ein Blick auf den aktuellen Kraftwerkspark in Deutschland sowie die sog. Leistungsbilanz der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) aus dem Februar 2020 mit Ausblick für das Jahr 2022⁴². Die deutschen ÜNB weisen für ihr Szenario 2 („Kohleausstieg“)⁴³ eine „Gesicherte Leistung inkl. Netzreservekraftwerke/Sicherheitsbereitschaft“ für das Jahr 2021 in Höhe von knapp 84 GW aus, für das Jahr 2022 sinkt diese gesicherte Leistung (u.a. in Folge des Wegfalls von 2 GW Kernenergieleistung und ca. 5 GW Steinkohlekraftwerkskapazität) auf knapp 74 GW. Demgegenüber steht eine Spitzenlast von ca. 80 GW. Das bedeutet, dass Deutschland im Jahr 2022 bereits ein Leistungsdefizit von ca. 7 GW aufweist und in kritischen Stunden auf Stromimporte von den Nachbarländern abhängig ist. Hierfür stehen im Prinzip gut 18 GW an Importnetzkapazität zur Verfügung. Unsicher ist jedoch, ob in den Nachbarländern in den kritischen Situationen dann auch ausreichend Kraftwerkskapazität für Deutschland zur Verfügung stünde – dies hängt wiederum von deren Politik und natürlich der Korrelation des Wettergeschehens in Europa zusammen.

Unabhängig von diesen Detailfragen ist aber klar: Die „Generation Adequacy“ in Deutschland ist bereits sehr angespannt und wir stehen erst am Anfang der Kohleausstieges, des Kernenergieausstieges und der Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude/Wärme. Eine sehr einseitig auf Strom fokussierte Wärmestrategie, die zusätzliche Back-Up Kapazitäten im Kraftwerkspark in Höhe von 65 GW oder mehr erfordert, ist dabei wenig hilfreich.

3.2 Anforderungen an das Stromübertragungsnetz

Die deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber veröffentlichen regelmäßig ihren sog. Netzentwicklungsplan („NEP“), in dem sie für vorab definierte Szenarien den jeweils notwendigen Stromnetzausbau im deutschen Übertragungsnetz für etwa die nächsten 10 Jahre darstellen.

⁴⁰ Hierfür wurden die PV/Windprofile des „schlechtesten Tages“ des Jahres 2019 (20. November) auf ein Portfolio von 200GW PV, 100 GW Wind Onshore und 30 GW Wind Offshore angewandt.

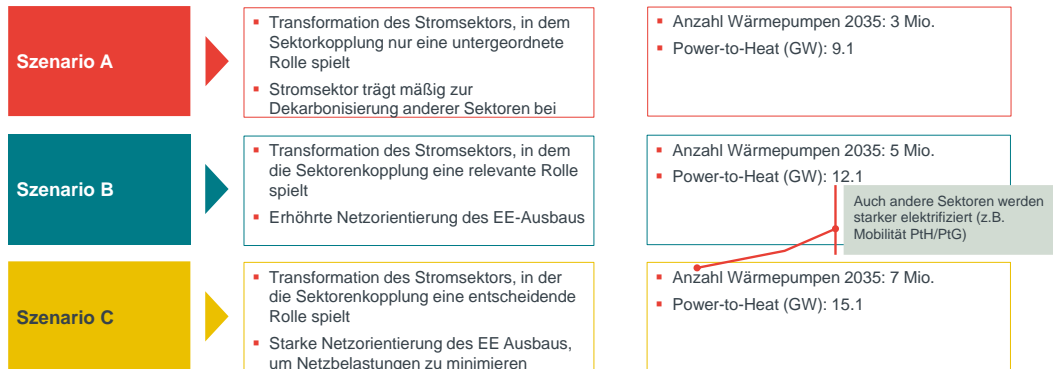
⁴¹ Destatis (2022).

⁴² 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2020).

⁴³ Hierin sind noch keine möglichen kurzfristigen Effekte des beschleunigten Kohleausstieges der neuen Bundesregierung abgebildet.

Im aktuellen „NEP 2035“⁴⁴ werden drei Szenarien für die Energiewende in Deutschland definiert, u.a. mit unterschiedlichen Durchdringungen bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen (siehe Abbildung 24).

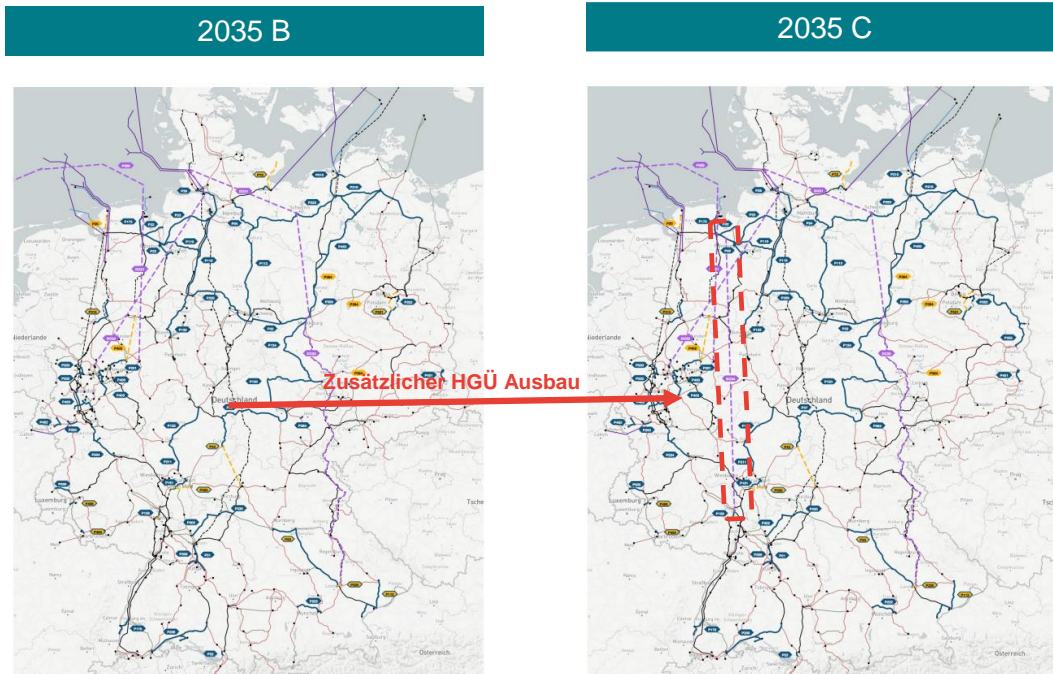
Abbildung 24: Übersicht Szenarien im NEP 2035 (Stand 2021)



Quelle: Frontier Economics

Im Szenario C wird dabei von bis zu 7 Mio. Wärmepumpen in Deutschland bis zum Jahr 2035 ausgegangen. Interessant ist der Vergleich zu Szenario B (mit deutschlandweit gut 2 Mio. weniger Wärmepumpen und ca. 3 GW weniger Power-to-Heat Anwendungen). Hier wird eine zusätzliche Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung („HGÜ“) Leitung mit einer Übertragungskapazität von ca. 2 GW und Kosten von knapp 4 Mrd. Euro erforderlich.

Abbildung 25: Zusätzlicher HGÜ Ausbau im NEP 2035 Szenario B vs. C



Quelle: Frontier basierend auf NEP 2035

Die ÜNB haben für die jeweiligen Szenarien einen Ausbaubedarf im Onshore Übertragungsnetz von ca. 35 Mrd. Euro (Szenario A) bis ca. 40 Mrd. Euro (Szenario C) ermittelt. Hierin enthalten sind sowohl der Neubau von Wechselstromtrassen (Freileitung) als auch sog. „HGÜ“

⁴⁴ 50Hertz, Amprion TenneT, TransnetBW (2021).

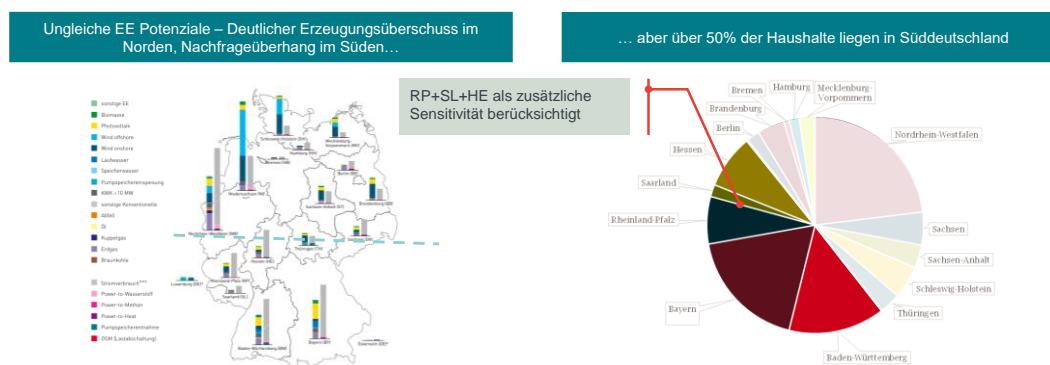
(Gleichstromkabel) mit einer Gesamttrassenlänge von ca. 1.700 km (Szenario A) bis 2.300 km (Szenario C). Hinzu kommen (neben den Investitionen in Offshorenetze und die Stromverteilnetze) noch die Investitionen der ÜNB in das sog. Startnetz – dies sind im Wesentlichen Verstärkungen des heutigen Netzes durch Zubeseilung oder Ersatzneubau. Diese Investitionen betreffen ca. 6.100 km Leitung und ein Investitionsvolumen von rund 40 Mrd. Euro, so dass **die deutschen ÜNB in den kommenden 15 Jahren insgesamt ein Investitionsvolumen (Onshore Übertragungsnetz) von 75 bis 80 Mrd. Euro bzw. rund 12.000 km Leitung vor der Brust haben.**

Leitungsbau in Deutschland ist jedoch nicht einfach, wie die Erfahrungen in der Vergangenheit gezeigt haben. Beim Bau von Hochspannungsleitungen über Hunderte von Kilometern gibt es ebenfalls Hunderte von Betroffenen mit teils sehr unterschiedlichen Prioritäten, vom direkt betroffenen Grundstückseigentümer, über die Anwohner, die „auf die Leitung schauen“, besorgte Bürger mit Angst vor Magnetfeldern, Gemeindevertreter, Tourismus Interessierte und Naturschützer. Diese Projekte werden regelmäßig beklagt, so dass die Genehmigung in Deutschland im Durchschnitt ca. 10 Jahre dauert.⁴⁵ Hinzu kommt eine Bauzeit von bis zu 4 Jahren.⁴⁶

Wir haben nur einmal grob abgeschätzt, welche Auswirkungen auf den Stromübertragungsnetzbedarf die fokussierte Anwendung von Wärmepumpen in den Haushalten in Süddeutschland haben würde. Hierbei sind wir wie folgt vorgegangen:

- Ursächlich für die Herausforderung ist die ungleiche Verteilung von (erneuerbarer) Erzeugungskapazität und Nachfrage, wie sie auch im NEP abgebildet wird.

Abbildung 26: Ungleiche Verteilung von (erneuerbarer) Erzeugungskapazität und Nachfrage im Gebäudesektor



Quelle: Frontier Economics basierend auf NEP 2035 und Destatis

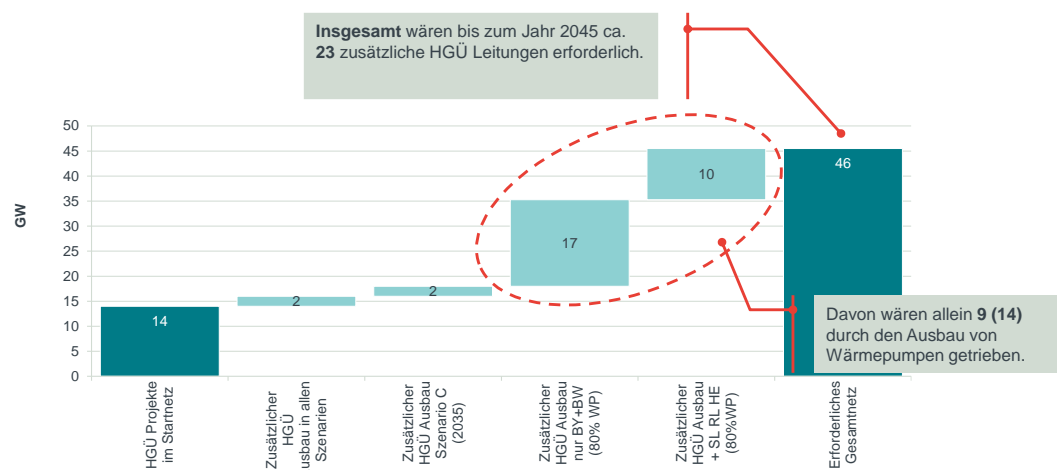
- Der Ausgangspunkt der quantitativen Überlegungen ist die Anzahl der Wohngebäude in Süddeutschland mit einer
 - engen Abgrenzung: Wohngebäude in Bayern & Baden Württemberg
 - weiten Abgrenzung: zusätzlich Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen
 Annahmegemäß werden dort dann 80% der Haushalte mit Wärmepumpen ausgestattet – das wären dann in Bayern und Baden-Württemberg rund 4,5 Mio. zusätzliche Wärmepumpen (bei insgesamt 5,5 Mio. Wohngebäuden).

⁴⁵ Energiate, TenneT (2021).

⁴⁶ Es gibt auch prominente Beispiele, wo die Umsetzung schon das 20-jährige Jubiläum „feiert“ (z.B. Salzburgerleitung: <https://www.salzburg24.at/news/salzburg/tennengau/20-jahre-380-kv-leitung-in-salzburg-eine-chronologie-56386468>).

- Der Wärmepumpeneinsatz ist stark temperaturabhängig und damit hoch korreliert, wir haben als Planungsgrundlage für ein Netzausbau einen „worst case“ der Gleichzeitigkeit der Wärmepumpennutzung in Süddeutschland von 80% angesetzt. Zudem haben wir die im NEP2035 bereits enthaltenen Wärmepumpen herausgerechnet. In Summe ermitteln wir so einen zusätzlichen Leistungsbedarf für Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg von rund 17 GW.
- Teile der Leistung werden aber durch Erzeugungseinheiten vor Ort oder aus den südlichen Nachbarländern gedeckt werden. Wir haben hier einen Anteil an „regionaler Lastdeckung“ von 50% angesetzt, d.h. 50% der Leistung werden aus oder über Norddeutschland „importiert.“ Hierbei haben wir uns auch an den Größenverhältnissen in den regionalen Kraftwerksparks im NEP orientiert (ohne PV Leistung).
- Im Ergebnis käme man mit diesen Annahmen also auf ca. 8 zusätzlich erforderliche HGÜ Leitungen bis zum Jahr 2045 für die Versorgung der Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg. Nimmt man die Bundesländer Rheinland-Pfalz, Saarland, Hessen mit in die erweiterte Definition von „Süddeutschland“ (siehe Abbildung 27) kämen noch einmal ca. 10 GW (oder 5 HGÜ) dazu.

Abbildung 27: Grobindikation - Leitungsneubau durch Wärmepumpen in Süddeutschland



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Grobindikation bei stark fokussiertem Ausbau von Wärmepumpen in Wohngebäuden in Deutschland und insbesondere in Süddeutschland

Diese Abschätzungen sind natürlich überschlägig und beinhalten keine komplexen Netzmodellierungen. Zudem diskutieren wir hier auch nicht, inwiefern z.B. die Elektromobilität das Problem verschärft (durch gleichzeitiges Laden) oder ob einige der Leitungen nun für die Deckung der Wärmepumpennachfrage oder für die Deckung der Elektromobilitätsnachfrage gebaut werden. Aus unserer Sicht ist es aber auch fast unerheblich, da es an der Dimension der Herausforderung nichts ändert. Zum Vergleich einmal einige Zahlen des BMWi zum Fortschritt des Netzausbaus im Jahr 2019⁴⁷:

- Von den im Jahr 2009 genehmigten gut 1.600 km Ausbau-Vorhaben waren im Jahr 2019 (10 Jahre später) 767 Kilometer (46 Prozent) in Betrieb,
- weitere 471 Kilometer (28 Prozent) waren im Bau.
- 1.579 Kilometer (63 Prozent) der 2013 genehmigten Vorhaben waren Ende 2019 im Planfeststellungsverfahren oder weiter fortgeschritten.

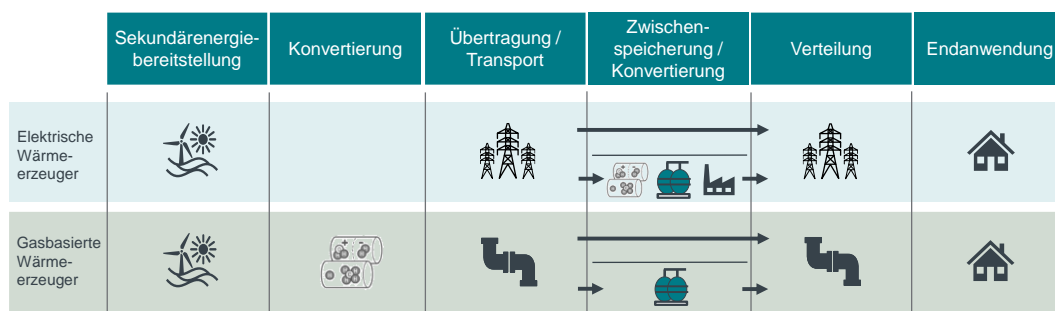
⁴⁷ BMWK (2022).

Wie dargestellt plant der aktuelle NEP2035 (bei bis zu 7 Mio. Wärmepumpen in Deutschland) für die kommenden 15 Jahre ca. 12.000 km Erweiterungen, Verstärkungen und Neubau, davon rund 14 GW als HGÜ (u.a. in Form von vier „Stromautobahnen“ Suedlink („2x2 GW), Suedostlink (4 GW ab 2030), Korridor A/Ultranet (2GW)⁴⁸). Kämen hier bis zum Jahr 2045 noch einmal rund 10 weitere HGÜ hinzu, würde das die Herausforderungen in der Umsetzung noch einmal drastisch erhöhen (von den Kosten ganz zu schweigen). Insbesondere wenn man davon ausgeht, dass einige der bis 2035 bereits geplanten Projekte auch von Verzögerungen betroffen sein werden. Denn auch in ihrem jüngsten Netzentwicklungsplan haben die Übertragungsnetzbetreiber bereits mehrjährige Verzögerungen beim Ausbau des Höchstspannungsnetzes angekündigt. Davon betroffen sind insbesondere die wichtigen Nord-Süd-Trassen zum Transport von Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden und die südlichen und südöstlichen Strom-Korridore (SuedLink und SuedOstLink).⁴⁹ Die Verzögerungen beim Ausbau der Stromtrassen schränken – neben anderen Faktoren wie Flächenverfügbarkeit und Akzeptanzproblemen – auch die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien ein.

3.3 Anforderungen an Zwischenspeicher und resultierende energetische Verluste

Neben der Problematik der Back-Up Kapazitäten und des erforderlichen Stromübertragungsnetzausbaus stellt sich die Frage der Zwischenspeicherung und der damit verbundenen Effizienzverluste. Wir haben uns zu diesem Zweck einmal die Wertschöpfungskette „vom Windrad bis zur Wärmepumpe“ angeschaut (siehe Abbildung 28).⁵⁰

Abbildung 28: Vereinfachte Darstellung der betrachteten Stufen der Versorgungskette von elektrischen Wärmepumpen und H2 Brennwertkesseln



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Auf der Stufe der Zwischenspeicherung wird berücksichtigt, dass ein Teil der gesamten Energiemenge direkt von der Erzeugung über das Strom- bzw. Gastransport- und Verteilnetz in die Endanwendung gebracht wird. Für den direkt verwendbaren Teil der Energiemenge ist keine Zwischenspeicherung erforderlich.

Damit verbunden haben wir uns die folgenden Fragen gestellt:

⁴⁸ Dies bestätigt sich auch im (noch nicht genehmigten) Entwurf des nächsten NEP aus dem Jahr 2021: „Zusätzlich zu den bereits im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen HGÜ-Verbindungen mit zusammen 14 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität zeigt sich in allen Szenarien ein zusätzlicher Bedarf für eine weitere HGÜ Verbindung zwischen Heide / West (SH) und Klein Rogahn (MV) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC31). Im Szenario C 2035 erweist sich darüber hinaus eine weitere HGÜ-Verbindung zwischen Rastede (NI) und Bürstadt (HE) mit 2 GW Übertragungskapazität (DC34) als erforderlich“. Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021).

⁴⁹ Tagesspiegel (2021).

⁵⁰

- Welcher Anteil des Stroms „an der Wärmepumpe“ kann direkt aus dem Windrad bzw. der PV Anlage bedient werden und welcher Anteil des Stromes muss den Umweg über gasförmige Speicherung und Rückverstromung gehen?, sowie
- Wie verändert sich dieses Verhältnis, wenn statt an der Wärmepumpe am Windrad gemessen wird?

Zur Beantwortung dieser Fragen haben wir stundenscharfe Erzeugungsprofile eines deutschen EE-Portfolios bestehend aus Onshore Wind (ca. 41% der bereitgestellten Energie im Jahr 2045), Offshore Wind (ca. 27%) und Photovoltaik (ca. 32%) mit der stundenscharfen Nachfrage aus den 15 Mio. Wärmepumpen verglichen (siehe Abbildung 29). Im Schnitt kommt das unterstellte EE-Portfolio damit auf gut 2.000 Volllaststunden pro Jahr.

Abbildung 29: Gleichzeitkeitsanalyse EE Erzeugung und Wärmepumpenstromnachfrage

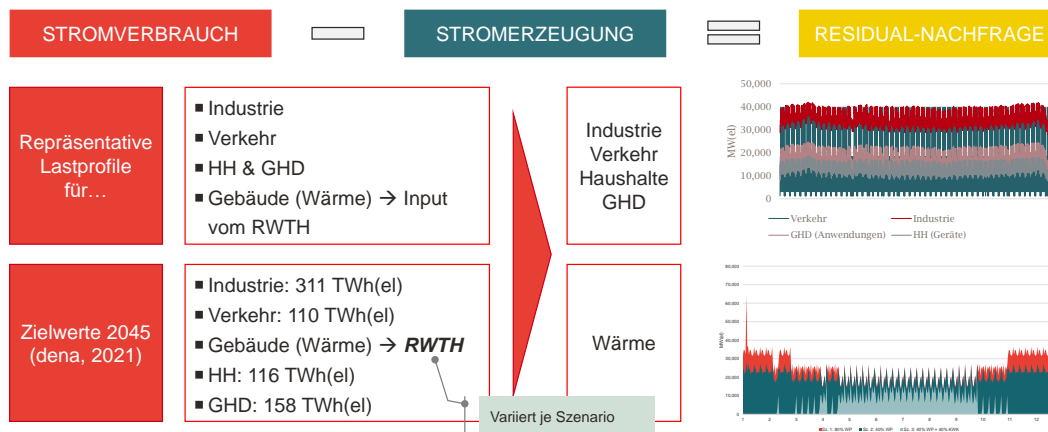


Quelle: Frontier Economics

Hierbei haben wir folgende Sensitivitäten untersucht:

- Im ersten Fall haben wir „isoliert“ die EE-Erzeugungsprofile mit der Wärmepumpenstromnachfrage verglichen – ohne Rückkopplung zum Rest des Stromsystems (Haushaltsstrom, Elektrofahrzeuge etc.). Hier wurde natürlich auch ein kleineres EE-Portfolio angesetzt, das auch in Summe über das Jahr ungefähr zur Nachfrage der Wärmepumpen passt (mit kleineren Mengen an Einspeisemanagement, um überhöhte Speicherbedarfe zu vermeiden).
- Im zweiten Fall haben wir die Wärmepumpenstromnachfrage in das existierende Stromsystem integriert, d.h. die installierte EE-Leistung wurde deutlich erhöht und Wechselwirkungen mit der Stromnachfrage aus anderen Sektoren wurden berücksichtigt. Es wurden weiterhin kleinere Mengen an Einspeisemanagement zugelassen, um überhöhte Speicherbedarfe zu vermeiden.

Abbildung 30: Vorgehen bei Einbindung in das Stromsystem



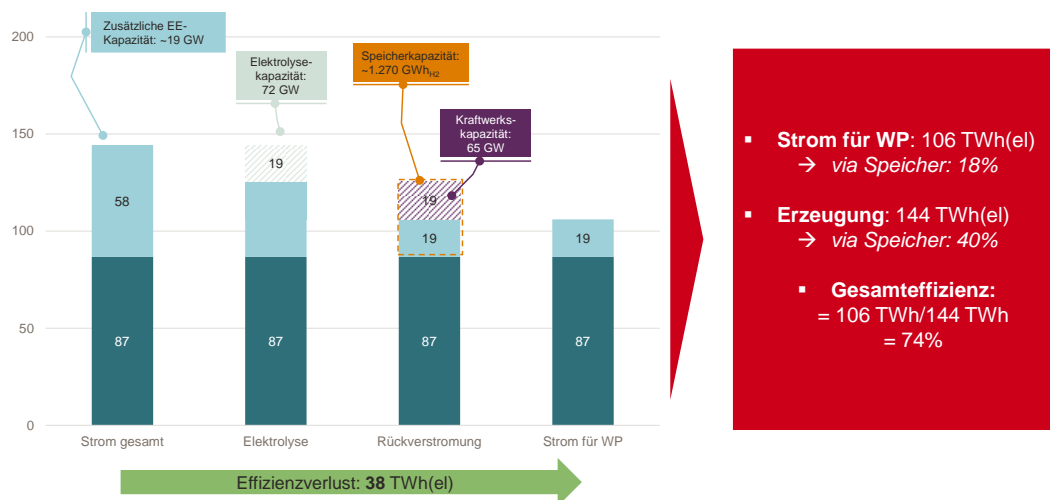
Quelle: Frontier Economics

Die Ergebnisse der Analyse sind interessanterweise in beiden Fällen recht ähnlich:

- Bei der isolierten Betrachtung der Wärmepumpen (Fall 1) kann festgestellt werden:
 - Wird an der Wärmepumpe gemessen, so kommen gut 80% des Wärmepumpenstromes direkt aus der EE Quelle und knapp 20% sind über den Zwischenspeicher gelaufen;
 - Wird dagegen „vorne“ am Windrad gemessen, so landen nur ca. 60% des Grünstromes direkt in der Wärmepumpe, die anderen 40% durchlaufen die Zwischenspeicherung und haben entsprechende Verluste.
 - Im Ergebnis liegt die Effizienz der Kette „bis kurz vor Wärmepumpe“ (ohne Netzverluste) bei rund 74%. Die Effizienz der Wärmepumpe selbst hängt dann wiederum ab von den Außentemperaturen und dem Anwendungsfall/Gebäudetyp (Vorlauftemperaturen).
 - Bei sehr guten Verhältnissen können aus 1 kWh Grünstrom mit einem COP von 4 ($74\% \times 400\%$) 2,96 kWh Wärme erzeugt werden.
 - Bei eher schlechten Bedingungen sinkt der Wert auf ungefähr 1 kWh Grünstrom zu 1,1 kWh Wärme ($74\% \times 150\%$)⁵¹. Diese Effizienz ist sehr nahe an der Brennwerttherme, bei der aus 1 kWh Grünstrom am Ende rund 0,7 kWh Wärme erzeugt werden würden (ca. 30% Verluste aus Elektrolyse).
- Im Fall 2 (mit Nachfrage aus anderen Sektoren) sinkt für die gewählten Annahmen zum EE-Mix der Anteil des direkt genutzten Stromes „gemessen am Windrad“ aufgrund von Portfolioeffekten von 60% auf knapp 50%. Damit sinkt auch die Vorketteneffizienz noch einmal von ca. 74% auf ca. 66%.

⁵¹ Es gibt theoretisch sogar noch ungünstigere Kombinationen aus Gebäudetyp und Außentemperatur.

Abbildung 31: Effekt der Zwischenspeicherung bei isolierter Betrachtung des Wärme- markt (Fall 1) bei einseitigem Wärmepumpenausbau



Quelle: Frontier Economics

Neben den Speicherverlusten haben wir auch die erforderlichen Speicher- und Elektrolyseurkapazitäten für die Wärmewendenszenarien grob abgeschätzt.

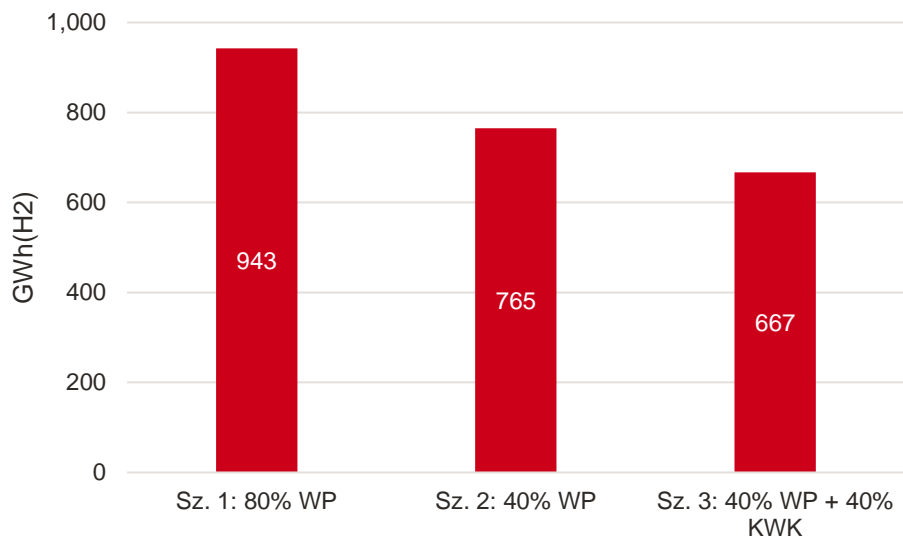
- Die erforderlichen Speicherkapazitäten für H₂ Zwischenspeicher liegen zwischen 950 GWh_{H₂} im Szenario 1 (80% bzw. 15 Mio. Wärmepumpen) und ca. 650 GWh_{H₂} im Szenario 3 (40% WP + 40% KWK) (siehe Abbildung 32). Dies berücksichtigt aber nur die benötigten H₂-Speicher für die Aufnahme des Überschussstromes und der Rückverstromung (nicht für die Speicherung des erforderlichen H₂ für die Gasthermen). Der Vergleich zwischen den Szenarien ist komplex: Gerade in den Anwendungen mit Wasserstoffbrennwertthermen oder mit Wasserstoff KWK können erhebliche Wasserstoffmengen bereits „vorstrukturiert“ importiert werden. Der Strom für die Wärmepumpen (und die energetischen Verluste bei der Zwischenspeicherung) muss dagegen aus Deutschland oder Umgebung kommen. Grundsätzlich kann Deutschland aber auf hohe Gasspeicherpotenziale zurückgreifen (ca. 25 bcm bzw. knapp 230 TWh)⁵², so dass die Gasspeicherkapazität wohl in keinem Szenario eine bindende Limitation darstellen würde.
- Bei der Frage der erforderlichen Elektrolyseurleistung gibt es einen Trade-Off zwischen „sehr hoher Leistung, um fast 100% der EE-Einspeisung aufzunehmen“ und „moderaterer Leistung (und gute Auslastungsstunden), erkaufte mit moderatem Einspeisemanagement bei den EE-Anlagen“. Wir haben uns für den zweiten Ansatz entschieden, da die Elektrolyseure wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden sollen. Dabei wären zur Aufnahme des Grünstromes und zur Versorgung der Wärmepumpen in Szenario 1 (80% WP) rund 70 GW Elektrolyseurleistung für die Zwischenspeicherung erforderlich (das EE-Portfolio nur für den Wärmepumpenstrom beträgt knapp 95 GW mit einer Grünstromproduktion von knapp 170 TWh/a⁵³), für das Szenario 3 (40% Wärmepumpen und 40% KWK) wären es nur noch rund 40 GW (siehe Abbildung 33).⁵⁴

⁵² BDEW (2020b).

⁵³ Damit liegen die Vollaststunden des EE-Portfolios bei ca. 1800 h/a, mit hohen Unterschieden bei den einzelnen Technologien, z.B. bei PV Auslastungen von knapp 1000 h/a und Offshore Wind von über 3500 h/a.

⁵⁴ Neben der inländischen Erzeugung durch Elektrolyse gibt es auch für die Rückverstromung die Möglichkeit, Wasserstoff zu importieren. Auch in diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Importe „strukturiert“ erfolgen würden und Zwischenspeicherung erforderlich wird.

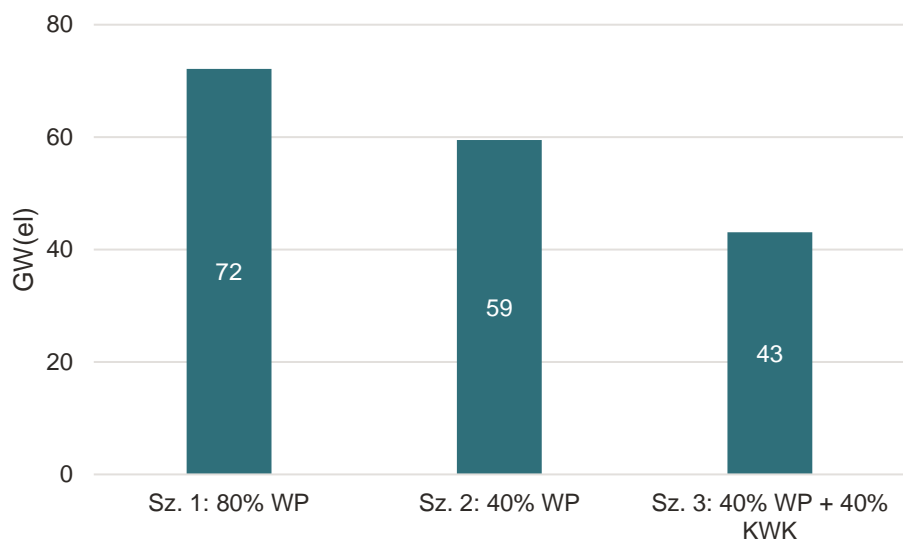
Abbildung 32: Erforderliche Speichervolumina für die Zwischenspeicherung zum Betrieb der Wärmepumpen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Achtung: hier sind nur Anforderungen seitens des Wärmepumpenstroms in den jeweiligen Szenarien enthalten. Sollte der für die Brennerthermen notwendige Wasserstoff auch eine Strukturierung innerhalb Deutschlands benötigen, sind diese Speichermengen nicht enthalten.

Abbildung 33: Erforderliche Elektrolyseleistung für Zwischenspeicherung zum Betrieb der Wärmepumpen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Achtung: hier sind nur Anforderungen seitens des Wärmepumpenstroms in den jeweiligen Szenarien enthalten. Elektrolyseleistungen im Ausland, die zur Herstellung der Differenzmengen (Wasserstoffverbrauch in Szenario 2 und 3 vs. Szenario 1) benötigt werden, nicht abgebildet.

3.4 Zwischenfazit – Folgen für das Stromsystem aus einer sehr stromfokussierten Wärmewende

Wärmepumpen sind eine wichtige Schlüsseltechnologie für die Wärmewende. Eine sehr einseitig auf Wärmepumpen fokussierte Wärmestrategie würde jedoch das Stromsystem in vielerlei Hinsicht überfordern:

- Die gesicherte Leistung des heutigen Kraftwerksparkes müsste trotz dezentraler Wärmespeicher fast verdoppelt werden. Allerdings ist die Situation in Folge des Kernenergie- und Kohleausstieges heute schon sehr angespannt, dabei hat dieser gerade erst begonnen. Bei Ersatz der fossilen Kraftwerke und für das Back-Up der Wärmepumpen wäre ein Leistungszubau von grob 130 GW erforderlich (plus Umrüstung der existierenden Gaskraftwerke auf klimaneutrales Gas). Das wären dann in 25 Jahren mehr als 5 GW pro Jahr (entspricht der Leistung von 5 großen Kernkraftwerke pro Jahr).
- Beim Stromübertragungsnetzausbau hakt es schon heute. Es kommt regelmäßig zu Verzögerungen und die Ausbaupläne der ÜNB in den kommenden 15 Jahren (12.000 km Neubau und Erweiterungen/Verstärkungen allein Onshore, exkl. Offshoreanbindungen und exkl. Verteilnetz) sind schon ein „Step Change“ im Vergleich zu dem, was bisher erreicht wurde. Die Grobindikation zeigt, dass im Szenario 1 (80% bzw. 15 Mio. Wärmepumpen bis 2045) noch einmal ganz erhebliche Netzausbauten erforderlich wären – unsere grobe Schätzung kommt auf rund 10 HGÜ zusätzlich (bei 2 GW pro HGÜ) bis zum Jahr 2045.
- Die Zusatzanforderungen an die Zwischenspeicherung sollten realisierbar sein, allerdings dürfen hier die energetischen Verluste nicht außer Acht gelassen werden. Im Schnitt muss fast jede zweite kWh aus dem EE-Portfolio in die Zwischenspeicherung.
- Auch die Anforderungen an die Elektrolyseurleistung sind hoch, da der Grünstrom in oder um Deutschland herum produziert werden muss, während Wasserstoff für den Wärmemarkt auch zu großen Teilen importiert werden könnte. Hier kommen unsere Überschlagsrechnungen für das Szenario 1 (80% WP) auf Elektrolyseurleistungen von bis zu 70 GW im Jahr 2045 nur für den Wärmepumpenstrom (bei einer installierten EE-Leistung von rund 95 GW⁵⁵, die man dem Wärmesektor zuordnen könnte) – trotz Ansatz von Einspeisemanagement.

⁵⁵ Das gesamte EE-Portfolio im Szenario für das Jahr 2045 und für alle Stromnachfragesektoren beträgt dann mehr als 380 GW.

4 Umlage der Stromsystemkosten auf die einzelne Wärmepumpe

4.1 Heizkosten – inklusive Umlage der induzierten Stromsystemkosten

4.1.1 Grobindikation Stromsystemkosten bei einseitiger Strategie (Szenario 1, 80% WP)

In diesem Kapitel schätzen wir grob die (wie oben dargestellt) im Stromsystem anfallenden, inkrementellen Stromsystemkosten ab und verteilen diese auf die einzelne Wärmepumpe, um so ein Gefühl für die wahren Systemkosten zu erhalten. Viele Studien zum Vergleich von Heizungssystemen in Gebäuden verwenden einfach heutige Strom- und Gaspreise. Dabei ignorieren sie aber wichtige Effekte, wie Kostensteigerungen aus der Umstellung von „fossilem Gas zu klimafreundlichem Gas“ oder auch die induzierten Systemkosten im Strommarkt. Diese können zum einen über Preissignale direkt über den Stromendkundenpreis an die „verursachenden“ Wärmepumpen zurückgewälzt werden. Zum anderen werden sie aber auch zu größeren Teilen über alle anderen Stromkunden (im Falle der Netzentgelte) oder aber zukünftig auch über den Bundeshaushalt (die EEG-Umlage soll künftig über Steuern finanziert werden) sozialisiert. Wenn wir die oben identifizierten Herausforderungen bei 15 Mio. Wärmepumpen mit einem Stromverbrauch von rund 106 TWh grob „mit Kosten versehen“, lässt sich feststellen:

- Eine Back-Up Leistung in Höhe von 65 GW als eine „50/50 Mischung“ aus Wasserstoff-GuD (Investitionskosten 900 EUR/kW) und Wasserstoffgasturbine (Investitionskosten 500 EUR/kW) erfordern annuitätische Investitionen von rund 4.5 Mrd. Euro pro Jahr.⁵⁶ Umgelegt auf 106 TWh Wärmepumpenstrombezug pro Jahr entspricht dies rund 40 EUR/MWh. In dieser Logik würde natürlich die Wärmepumpe alleine die Back-Up Leistung zahlen, die ja theoretisch auch in anderen Peak-Nachfragezeitfenstern, die nicht durch Wärmepumpennutzung bedingt sind, helfen könnte. Andererseits werden die Wärmepumpen durch ihre hohe Anzahl und Korrelation im Szenario 1 (80% WP) sicher in den absoluten Peakstromstunden eine wichtige Rolle auf der Nachfrageseite spielen. (Zu Bedenken ist auch, dass wir bei den angenommenen 65 GW Back-Up Bedarf im Szenario 1 (80% WP) nur mit einer Gleichzeitigkeit der Wärmepumpennutzung von unter 40% rechnen – also eine eher konservative Schätzung).
- Wenn 75% des Stroms an der Wärmepumpe aus EE Anlagen kommen (85 EUR/MWh Erzeugungskosten) und 25% aus Back-Up Kraftwerken mit einem Wasserstoffpreis von 85 EUR/MWh und einer Effizienz der Back-Up Kraftwerke von durchschnittlich 50% (kurzfristige Grenzkosten ohne Startkosten dann bei 170 EUR/MWh), kostet der Wärmepumpenstrom „frei Großhandel“ durchschnittlich etwa (grob) 100 EUR/MWh (75% x 85 EUR/MWh plus 25% x 170 EUR/MWh).
- Legt man die Investitionskosten der 10 zusätzlichen HGÜ (entspricht grob 20 GW Transportleistung) von grob geschätzt 40 Mrd. Euro⁵⁷ auf die Strommenge von 106 TWh um, entspräche dies (wiederum mit einem KWF von 10%) einem Netzkostenanteil nur für die HGÜ von ca. 37 EUR/MWh bei einer Auslastung der Leitungen von 5.300 h/a. Hierbei sind aber auch alle Wärmepumpen enthalten (also auch die im Norden). Würde man nur die Hälfte der Energiemenge für die Wärmepumpen im Süden ansetzen, liegt der Preis pro in

⁵⁶ Kapitalwiedergewinnungsfaktor („KWF“) von 0,1. Mischung GuD/OCGT von 50/50.

⁵⁷ Die Kosten für das aktuelle Projekt Suedlink (2x2GW) werden auf 10 Mrd. Euro geschätzt – das entspräche dann 2,5 Mrd./GW für ein solch langes Projekt von Nord nach Süddeutschland.

den Süden transportierter MWh bei rund 70 EUR/MWh (allerdings dann auch nur bei einer Auslastung der HGÜ von gut 2.600 h/a). In der Realität könnten die HGÜ ja in den anderen 6.000 Stunden des Jahres weiteren Nutzen stiften, so dass der Vergleich schwierig ist. Für unsere weiteren Rechnungen setzen wir sehr konservativ 30 EUR/MWh Wärmepumpenstrom als anteilige HGÜ-Kosten an.

Für die Zwischenspeicherung setzen wir als konservative Schätzung keine zusätzlichen Kosten für die Errichtung der Speicher an (die Umbaukosten wären ohnehin im Verhältnis überschaubar). Die Kosten für die energetischen Verluste aus Zwischenspeicherung (zusätzliche Windräder und Elektrolyseure) sind schon in den kurzfristigen Grenzkosten der Back-Up Kraftwerke implizit enthalten.

Interessant ist nun der Vergleich der „Total Cost of Ownership“ eines typischen Wärmepumpenanwendungsfalles mit und ohne Berücksichtigung der von einer hohen Zahl an Wärmepumpen induzierten zusätzlichen Stromsystemkosten.

Hierfür betrachten wir beispielhaft ein EFH mit 175 qm, einem Raumwärmebedarf von 110 kWh/qm p.a., sowie einem Energiebedarf von 1.750 kWh p.a. für Warmwasser – also einem jährlichen Wärmebedarf von rund 21.000 kWh. Bei einer durchschnittlichen JAZ der Wärmepumpe von etwa 3 entspricht dies einem Strombedarf von ca. 7 MWh in jedem Jahr.

Der hierfür anzusetzende Strompreis ist dann davon abhängig, inwiefern zusätzlich entstehende Systemkosten berücksichtigt werden:

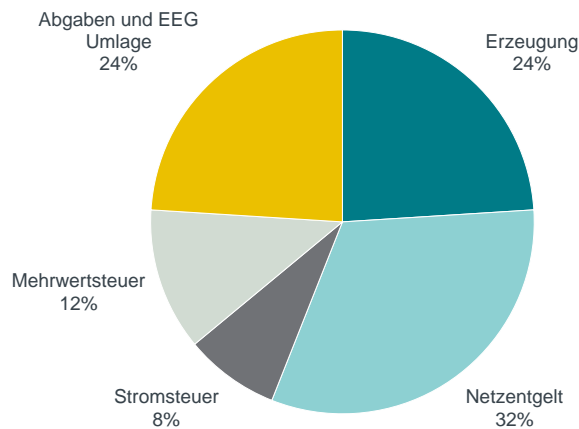
- Im Standardfall aus Kapitel 2 nach heutiger Systematik, ohne Kosten für zusätzliche Systemimplikationen, berücksichtigen wir 7,5 ct/kWh Gestehungskosten, um die Kosten im Kraftwerkspark zu reflektieren⁵⁸ und 7,5 ct/kWh für heutige Netzentgelte, die auch das Verteilnetz berücksichtigen. Der Gesamtpreis im Standardfall heute liegt damit bei 15 ct/kWh. Zusätzlich müssen Steuern (2 ct/kWh Stromsteuer und 5ct/kWh Mehrwertsteuer) sowie Abgaben und die EEG-Umlage (ca. 8 ct/kWh) berücksichtigt werden. Insgesamt liegt der Strompreis für Haushalte damit bei etwa 30 ct/kWh. Viele Anbieter haben zudem spezielle ermäßigte Wärmepumpentarife⁵⁹ im Portfolio, sodass der durchschnittliche Endkundenpreis für Wärmestrom bei rund 24 ct/kWh⁶⁰ liegt. Für unseren Vergleich vernachlässigen wir ermäßigte Tarife sowie Steuern und fokussieren uns auf die Gestehungskosten und Netzentgelte. Bei 15 ct/kWh ergeben sich für den beispielhaften Haushalt so jährliche Nettostromkosten von 1.050 Euro.

⁵⁸ Basierend auf dem Börsengroßhandelspreis 2020.

⁵⁹ Die günstigeren Wärmepumpentarife basieren auf der Steuerbarkeit der Wärmepumpe, die es den Netzbetreibern erlaubt, den Zugang zum Netz temporär einzuschränken, siehe z.B. [Verbraucherzentrale \(2021\)](#).

⁶⁰ BNetzA (2021).

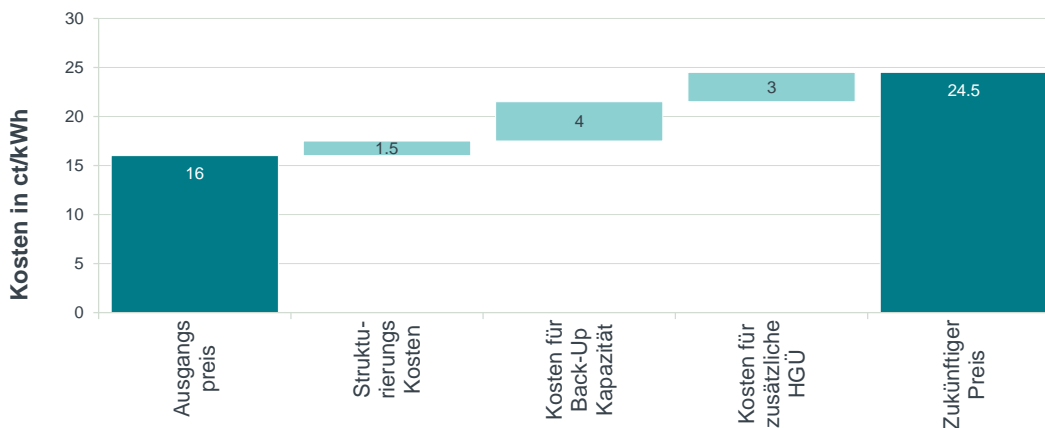
Abbildung 34: Zusammensetzung heutiger Brutto Strompreis



Quelle: Frontier Economics

- Zukünftig werden die Kosten für zusätzliche Systemimplikationen (insb. Back-Up Kapazitäten) im Strompreis berücksichtigt werden müssen. Die Gestehungskosten ergeben sich aus dem gewichteten Mittel von erneuerbaren Erzeugungskosten 2040 (8,5 ct/kWh, 75%) und den Strukturierungskosten (Grenzkosten der Back-Up Erzeugung, 1,5 ct/kWh Mark-Up, 25%) zu etwa 10 ct/kWh. Hinzu kommen zusätzlich umgelegte Kosten für die erforderlichen Back-Up Kraftwerkskapazitäten von 4 ct/kWh und den zusätzlichen HGÜ Ausbau von 3 ct/kWh. Die (anteiligen) Netzkosten für Verteilnetze fallen weiterhin an, hier gehen wir unverändert von 7,5 ct/kWh aus (ebenfalls eine konservative Annahme). Inklusive der zusätzlichen Systemkosten ergibt sich so ein zukünftiger Wärmestrompreis (ohne Steuern und Umlagen) von 24,5 ct/kWh statt aktuell 15 ct/kWh. Die jährlichen Nettokosten steigen für das betrachtete EFH somit von 1.050 Euro pro Jahr auf 1.715 Euro pro Jahr.

Abbildung 35: Kostenaufschläge für Systemimplikationen



Quelle: Frontier Economics

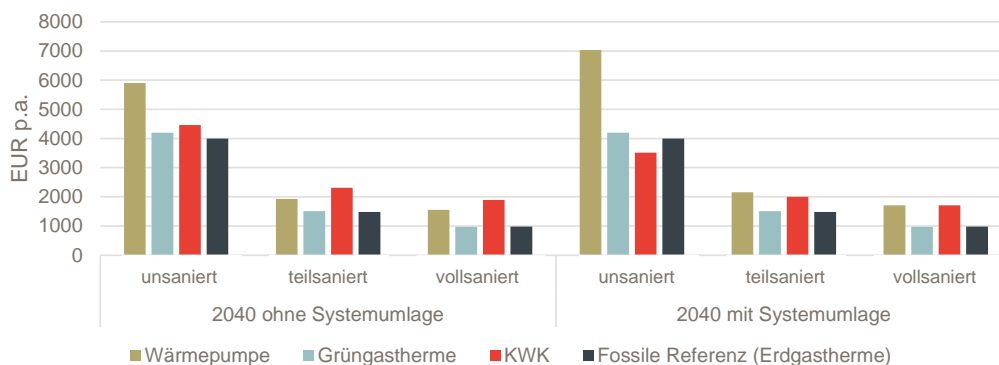
Hinweis: Indikative Abschätzungen auf Basis der im Text erläuterten Nebenrechnungen (keine Systemanalyse).

Durch den Einbezug der Effekte eines reinen Wärmepumpenszenarios (80% bzw. ca. 15 Mio Wärmepumpen) auf das Gesamtsystem erhöhen sich also die Nettostromkosten (Großhandelspreis + Netzentgelte) für einen beispielhaften Haushalt um bis zu 56%.

Die TCO für die tatsächlich betrachteten Häusertypen und Heizprofile erhöhen sich dann, unter Annahme eines gleichbleibenden Steuer- und Abgabenaufschlags von 14 ct/kWh, je nach Anwendungsfall um 10% bis 20%. Die Quartierskosten 2040 im Szenario 1 (80% WP) steigen dabei um 14% gegenüber der Referenzbetrachtung, sie werden also in Berechnungen ohne diese Umschläge systematisch unterschätzt.

Im Falle eines repräsentativen Einfamilienhauses mit einem älteren Baujahr, zwischen 1959 – 1968, steigen die jährlichen TCOs der Wärmepumpennutzung bei Berücksichtigung der induzierten Stromsystemkosten um mehr als 1.000 Euro im unsanierten Zustand (19% Preissteigerung). Durch eine Sanierung lassen sich die Kostensteigerungen besser im Rahmen halten – hier fallen „nur“ Preissteigerungen i.H.v. 155 – 230 Euro pro Jahr an (10 – 12% Preissteigerung). Die Preissteigerung betrifft die unsanierten Gebäude relativ stärker, da bei ihnen der Betriebskostenanteil durch den relativ ineffizienten Betrieb der Wärmepumpe überproportional gewichtet.

Abbildung 36: Auswirkung Systemumlage auf TCOs, EFH 1959-1968



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Energetagesbedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen. Die TCO für den Betrieb einer KWK verringern sich durch den höheren Strompreis, mit welchem die Stromerzeugung bewertet wird.

Ähnliche Effekte lassen sich auch für andere Baujahre und Gebäudetypen beobachten.⁶¹

4.2 Sonstige (nicht umlegbare) volkswirtschaftliche Kosten und Risiken

Neben den monetären Implikationen eines einseitigen Wärmepumpenausbaus gibt es weitere Folgen und Risiken, die sich nicht ohne Weiteres quantifizieren und umlegen lassen. Dadurch können sie als „nicht-eingepreiste Externalitäten“ die volkswirtschaftlich effizienteste Wahl des Heizsystems verzerren und sollten nicht ignoriert werden. Folgende Aspekte sind dabei von besonderer Relevanz:

- **Resilienz der Energiewende bei ausgewogenen Ansätzen** – Der Zeitplan der Energiewende ist sehr ambitioniert – dies gilt auch für die Wärmewende. Im Gebäudesektor soll nach Klimaschutzgesetz in der kommenden Dekade so viel CO₂ eingespart werden wie in

⁶¹ Weitere Gebäudetypen haben wir im Detail in Anhang D betrachtet.

den letzten 30 Jahren – in ca. 25 Jahren wollen wir CO₂ neutral sein. Bei einseitiger Fokussierung auf das Stromsystem droht das Verfehlen des Zeitplans. Insbesondere die fristgerechte Umsetzung der Netzausbauten im Übertragungs- und Hochspannungsstromnetz ist in hohem Maß unsicher, wie die letzten Jahre gezeigt haben. Die hohe Zahl der beteiligten Grundstückseigentümer und Anwohner, komplexe Genehmigungsfragen und Umweltprüfungen, Überschreiten von Landesgrenzen sowie die hohe Sichtbarkeit der Netzinfrastrukturen bei Freileitungen (ohne resultierende dauerhafte neue Arbeitsplätze oder Steuereinnahmen vor Ort) führen regelmäßig zu Verzögerungen beim Netzbaubau. Ausbauezeiten von mehr als 10 Jahren von Planung bis Umsetzung sind keine Ausnahme. Die einseitige Fokussierung auf Stromlösungen erhöht zum einen den Ausbaubedarf und zum anderen das Risiko, wenn es zu Verzögerungen kommt. Eine ausbalanciertere Wärmestrategie wäre also als „gemischtes Portfolio“ der resilientere Ansatz.

- **Resilienz der Versorgungssicherheit Strom bei ausgewogenen Ansätzen im Wärmemarkt** – Eine ähnliche Problematik entsteht bei einseitigem Fokus auf Wärmepumpen in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Erzeugungsbereich (sog. „Generation Adequacy“). Wie in unserem Bericht gezeigt, würde ein Szenario von ca. 15 Mio. Wärmepumpen im Gebäudebereich eine zusätzliche Erzeugungskapazität von rund 80-120 GW bedeuten (davon mind. 65 GW nur im Wohngebäudesektor) – je nach Annahme zu Gleichzeitigkeit, lokalen Speichern, Sanierungsstand und Außentemperaturen und Gebäudetyp, in dem diese Wärmepumpen Anwendung finden. Ein ausbalancierter Ansatz würde den Back-up Bedarf senken und die Versorgungssicherheit steigern. Endverbraucher sind typischerweise eher uninformiert über diese Herausforderung und überschätzen die Versorgungssicherheit (da sie ja bis auf das Münsterland in den letzten Jahrzehnten keinen großflächigen, längeren Stromausfall in Deutschland mitgemacht haben).
- **Schneller Zugang zu grüner Primärenergie** – In eine ähnliche Richtung wie die Punkte „Resilienz Energiewende“ und „Versorgungssicherheit“ geht der Aspekt „schneller Zugang zu grüner Primärenergie“. Lösungen basierend auf klimafreundlichen Gasen als Ergänzung zu einer einseitig auf Stromendwendungen fokussierten Wärmewende ermöglichen den schnelleren Zugang über Gasinfrastrukturen zu grüner Energie aus dem Ausland über bestehende Gasinfrastrukturen. Zunächst könnte dies sogar ohne größere Umbauten in limitierten Maßen durch Blending erfolgen, perspektivisch durch Umstellung der fossilen Gassysteme auf grüne Gase (mit entsprechenden Vorlaufzeiten und „Hydrogen Readiness“, um Lock-in Effekte fossilen Gases zu verhindern). Der schnelle Ausbau lokaler Grünstromerzeugung ist sehr herausfordernd. Selbst wenn grüner/blauer Wasserstoff importiert und dann in Deutschland verstromt werden würde, würde dies im Vergleich zur Nutzung über Brennwerthermen auch den Aufbau der Kraftwerke und entsprechende Stromnetze in Deutschland erfordern.
- **Ausblendung vollständiger Lebenszykluseffekte** („Cradle-to-Grave“ statt nur Nutzungsphase) – Eine weitere Verzerrung liegt in der Fokussierung der Emissionsbewertung nur auf die Nutzungsphase der Heiztechnologien. Wärmepumpen benötigen in ihrer Herstellung mehr seltene Erden und es werden mehr CO₂ Emissionen verursacht als bei entsprechenden (Hydrogen ready) Gasbrennwerthermen.

Durch eine einseitige Fokussierung auf Wärmepumpen werden die zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten durch die oben ausgeführten Aspekte vernachlässigt. Die Gesamtkosten der Wärmewende werden so erhöht und das Erreichen der ambitionierten Klimaschutzziele erschwert.

5 Fazit – Eine einseitig auf Wärmepumpen fokussierte Wärmestrategie ist riskant – und es gibt gute gasbasierte Ergänzungen zur Wärmepumpe

5.1 Zusammenfassung - Erkenntnisse aus unseren Analysen

Folgende Erkenntnisse lassen sich aus unseren Analysen gewinnen:

- Der Wärmemarkt in Deutschland ist durch eine hohe Heterogenität des Gebäudebestandes mit unterschiedlichen Sanierungszuständen und durch eine hohe Saisonalität der Nachfrage gekennzeichnet. Derzeit werden rund 75% des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Wohngebäuden auf Basis fossiler Energie (Erdgas und Heizöl) bereitgestellt – alleine bei den Wohngebäuden entspricht dies schon einem Primärenergiebedarf von knapp 600 TWh. Hinzu kommen (hier nicht modellierte) Wärmenachfragen aus dem Gewerbe, Nicht-Wohngebäuden und der Industrie.
- Die Dekarbonisierung des Wärmesektors ist dementsprechend eine Mammutaufgabe, die es in einem relativ kurzen Zeitraum zu bewältigen gilt. Unsere Analysen zeigen, dass dies nicht ohne zusätzliche Kosten möglich ist: Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung des Heizsystems werden die Heizkosten für Haushalte durch die Umstellung auf erneuerbare Energieträger mindestens kurzfristig steigen. Umso wichtiger ist es, den Wechsel so kostengünstig wie möglich zu gestalten, um die Haushalte so wenig wie möglich zu belasten.
- Im Vergleich der verschiedenen Heizsysteme je Haushalt zeigt sich, dass die Wärmepumpe weder heute noch zukünftig in allen Anwendungsfällen die kostengünstigste Option darstellt, sondern Brennwertthermen und KWK Anlagen mit klimafreundlichen Gasen in vielen Anwendungsfällen im Vorteil sind. Diese Ergebnisse spiegeln sich auch auf Quartiersebene (und damit gesamtwirtschaftlich) sowie in den CO₂ Vermeidungskosten wider. Insbesondere in älteren und schlecht sanierten Gebäuden bringt die Wärmepumpe erhebliche Nachteile mit sich. Durch die Kombination mit Aufdach-PV Anlagen und größeren Wärmespeichern besteht die Möglichkeit, diese Nachteile in einem gewissen Ausmaß zu mitigieren. Trotzdem erscheint es nicht sinnvoll, bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors fast ausschließlich auf die Wärmepumpe zu setzen.
- Die Ergebnisse aus dem initialen Kostenvergleich von Heizungssystemen („TCO“) ignorieren zudem häufig die Systemimplikationen, die aus der reinen Wärmepumpenstrategie folgen würden:
 - Trotz zentraler Wärmespeicher müsste die gesicherte Leistung des heutigen Kraftwerksparkes deutlich steigen – optimistisch geschätzt um mindestens 65 GW allein für 15 Mio. Wärmepumpen in Wohngebäuden. In den kommenden 25 Jahren entspräche das (inklusive des Ersatzes bestehender fossiler Kraftwerke) einem Zubau an gesicherter Leistung von mehr als 5 GW pro Jahr (entspricht der Leistung von 5 großen Kernkraftwerken).
 - Die Installation von 15 Mio. Wärmepumpen bis 2045, wie in Szenario 1 (80% WP) vorgesehen, würde noch einmal ganz erheblichen Übertragungsnetzausbau erfordern, insbesondere für den Betrieb von Wärmepumpen in Mittel- und Süddeutschland. Unsere grobe Schätzung kommt auf rund 10 HGÜ zusätzlich (bei 2 GW pro HGÜ) bis zum Jahr 2045.
 - Auch die Anforderungen an die Elektrolyseurleistung sind hoch, da der Grünstrom in oder um Deutschland herum produziert werden muss, während Wasserstoff für den

Wärmemarkt auch zu großen Teilen importiert werden könnte. Hier kommen unsere Überschlagsrechnungen für das Szenario 1 (80% WP) auf Elektrolyseurleistungen von bis zu 70 GW im Jahr 2045 nur für die Zwischenspeicherung von Wärmepumpenstrom (bei einer installierten EE-Leistung von rund 95 GW⁶², die man dem Wärmesektor zuordnen könnte) – trotz Ansatz von Einspeisemanagement.

- Würden die durch den großflächigen Einsatz der Wärmepumpen induzierten Stromsystemkosten nach dem „Verursacherprinzip“ auf die Haushalte mit Wärmepumpe umgelegt, könnten die jährlichen Betriebskosten für einen beispielhaften einzelnen Haushalt um bis zu 50% steigen (ggü. den TOC bei Wärmepumpenszenario ohne Berücksichtigung der Stromsystemkosten). Auf Quartiersebene und damit repräsentativ für die gesamte Volkswirtschaft steigen die Kosten mit Berücksichtigung der induzierten Stromsystemkosten im Szenario 1 (80% WP) um ca. 15% im Jahr 2040 an, wenn man diese zusätzlichen Systemkosten des Stromsystems (Back-up, Verluste bei Zwischenspeicherung, Elektrolyseure, Übertragungsnetzausbau) sachgerecht mitberücksichtigt.
- Eine einseitige Umstellung des Wärmesektors auf die Wärmepumpe hätte zudem Implikationen, die sich nicht einfach umlegen oder auch nur beziffern lassen. So ist die Resilienz der gesamten Energiewende deutlich schlechter, wenn einseitig eine Technologie gefördert wird, für deren Umsetzung es signifikante Hürden zu überwinden gilt (wie etwa den Netzausbau). Auch die Resilienz des Stromsystems selbst würde erheblich belastet (Stichwort „Versorgungssicherheit“). Durch den Fokus auf Emissionen aus der Nutzungsphase von Heiztechnologien werden weiterhin Umwelteffekte aus der Herstellung vernachlässigt, die die (globalen) Klimaziele in gleichem Maße beeinträchtigen.

5.2 Handlungsempfehlungen für die politische Weichenstellung in den kommenden Jahren

Zusammenfassend ist festzustellen: Die Ziele der Wärmewende sind sehr ambitioniert. Wenn wir sie erreichen wollen, sind schnelles Handeln, klare Rahmenbedingungen (u. a. bei Definition und Verwendung von klimafreundlichen Gasen), technologieoffene Ansätze und auch die Akzeptanz von neuen Infrastrukturen (u. a. Windanlagen, Stromnetze) und ein Commitment zu existierenden Infrastrukturen (u.a. Gasinfrastruktur) sowie die Akzeptanz von steigenden Heizkosten (mit entsprechendem Blick auf soziale Implikationen) erforderlich. Der energetische Wirkungsgrad allein ist kein sinnvoller Indikator für politische Entscheidungen, bestimmte Technologien einseitig zu fördern und andere auszublenden – schon gar nicht, wenn der Vergleich „unter Laborbedingungen“ (Coefficient of Performance) erfolgt und wichtige verzerrende Effekte aus der Praxis ignoriert werden. Zur Beurteilung der Gesamteffizienz von Technologien müssen Effizienzverluste entlang der gesamten Prozesskette berücksichtigt werden. Dort, wo Wirkungsgrade zur Entscheidungsfindung herangezogen werden, muss sichergestellt werden, dass diese auch aussagekräftig sind und auch alle anderen relevanten Effekte entlang der Energielieferkette berücksichtigt werden. Versteifen wir uns auf ein zu enges Portfolio an Technologieoptionen, wird es schwer, diese ambitionierten Ziele zu erreichen. Konkret bedeutet dies aus unserer Sicht:

- Offenheit und Neutralität gegenüber diversen Quellen von klimafreundlichen Gasen und anderen Energieträgern basierend auf klaren, fairen Grenzwerten für Nachhaltigkeit, d.h. dass neben grünem Wasserstoff grundsätzlich auch blauer und türkiser Wasserstoff eine

⁶² Das gesamte EE-Portfolio im Szenario für das Jahr 2045 beträgt mehr als 380 GW.

Option darstellen, wenn sie z. B. bei niedrigen Leckage-Raten die relevanten Grenzwerte erfüllen.

- Akzeptanz von neuen und existierenden Infrastrukturen im Strom- und Gasbereich sowie bessere Koordination der Energieinfrastrukturplanungen von der kommunalen Ebene (horizontal) bis hin zu vorgelagerten Infrastrukturen auf europäischer Ebene (vertikal).
- Keine einseitige Fokussierung nur auf Direktelektrifizierung im Wärmemarkt, sondern auch Technologieoffenheit bei nachhaltigen Heiztechnologien. Dies gilt sowohl für explizite Verbote als auch für einseitig ausgestaltete Förderprogramme.
- Frühzeitige Vermeidung von Lock-in Effekten durch Aspekte wie „Hydrogen Readiness“ oder auch die frühzeitig geplante Umstellung von Infrastrukturen.

6 Literaturverzeichnis

- **50Hertz, Amprion TenneT, TransnetBW (2020)**, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, https://www.netztransparenz.de/portals/1/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf.
- **50Hertz, Amprion TenneT, TransnetBW (2021)**, Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten_0.pdf.
- **BDEW (2019)**, Wie heizt Deutschland 2019?, BDEW-Studie zum Heizungsmarkt, Oktober 2019, https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf.
- **BDEW (2020a)**, Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht.
- **BDEW (2020b)**, Zahl der Woche: Rund 227 Milliarden Kilowattstunden Gas können Untertage-Gasspeicher in Deutschland aufnehmen, <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/rund-227-milliarden-kilowattstunden-gas/>.
- **BDEW (2021a)**, Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, 5. aktualisierte Ausgabe, https://www.bdew.de/media/documents/Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2021_final.pdf.
- **BDEW (2021b)**, Heizkostenvergleich Altbau, <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-altbau-2021/>.
- **BDEW (2021c)**, Heizkostenvergleich Neubau, <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-neubau-2021/>.
- **BMWi (2021)**, Zahlen und Fakten Energiedaten, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Stand: 01.12.2021).
- **BMWK (2022)**, Netze und Netzausbau – Ein Stromnetz für die Energiewende, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html> (Stand 01.03.2022)
- **BNetzA (2021)**, Monitoringbericht 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?blob=publicationFile&v=2
- **Bundesregierung (2019)**, Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.
- **Bundesregierung (2021)**, Klimaschutzgesetz 2021 - Generationenvertrag für das Klima, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Stand: 01.06.2021).
- **Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2021)**, Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2014 bis 2020, Absatzzahlen für Wärmepumpen in Deutschland 2020, abgerufen am 20. Juni 2021, <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>.
- **dena (2021)**, Abschlussbericht dena-Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität – Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- **Destatis (2022)**, Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen, <https://www.destatis.de/DE/Themen/>

[Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html](#) (Stand 01.03.2022).

- **DIW (2019)**, Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein, DIW Wochenbericht 36/2019, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676231.de/19-36-1.pdf.
- **DVGW und RWTH Aachen (2022)**, Eine nachhaltige Wärmewende mit dezentraler KWK und klimafreundlichen Gasen – Ein nachhaltiger Wärmesektor Teil 3.
- **Energate, TenneT (2021)**, Gastkommentar von Tim Meyerjürgens: „Genehmigungsverfahren für Stromleitungen beschleunigen“, <https://www.energate-messenger.de/news/218021/genehmigungsverfahren-fuer-stromleitungen-beschleunigen>.
- **Energieagentur NRW (2016)**, Leitfaden Wärmepumpe: Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik, https://solarcluster-bw.de/fileadmin/Dokumente/Downloads/Leitfaden_Waermepumpe_Energieagentur_NRW.pdf.
- **E.ON (2021)**, Energiewende im Wärmesektor - Methodik und Ergebnisse, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/politischer-dialog/energiewende-mit-gruenem-gas.html>.
- **Europäische Kommission (2020)**, A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:0638aa1d-0f02-11eb-bc07-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF.
- **Fraunhofer ISE (2020)**, Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen, Anhang zur Studie, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>.
- **Fraunhofer ISE (2021)**, Energy charts, <https://energy-charts.info/> (Stand: 15.12.2021).
- **Frontier Economics (2021)**, Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors, Studie für den DVGW, Juni 2021, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202101-h2-waermemarkt-abschlussbericht.pdf>.
- **Kooperationsvereinbarung Gas (2020)**, Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, Änderungsfassung vom 31. März 2020, Inkrafttreten am 1. Oktober 2020, https://www.bdew.de/media/documents/20200331_KoV_XI_HT_clean_final.pdf
- **Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021)**, zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_2_Entwurf_Teil1.pdf
- **Öko-Institut (2021)**, Agenda Wärmewende 2021 - Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität und Agora Energiewende, <https://www.oeko.de/aktuelles/2021/eine-agenda-fuer-die-waermewende>.
- **Tagesspiegel (2021)**, Neue Strommassen verzögern sich um Jahre, Jakob Schlandt, Tagesspiegel Background, veröffentlicht am 29.04.2021, <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/neue-stromtrassen-verzoegern-sich-um-jahre>.
- **Umweltbundesamt (2019)**: Wohnen und Sanieren: Empirische Wohngebäudedaten seit 2002, Hintergrundbericht, Climate Change 22/2019, Mai 2019, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsanieren_hintergrundbericht.pdf.

- **Umweltbundesamt (2021)**, Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix> (Stand: 13.11.2021).
- **Verbraucherzentrale (2021)**, Günstige Stromtarife für Ihre Wärmepumpenheizung finden, <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/guens-tige-stromtarife-fuer-ihre-waermepumpenheizung-finden-13750> (Stand 01.03.2022).
- **ZDH (2019)**, Ausbildungs- und Weiterbildungsstatistik im Handwerk 1990 – 2019, Zentralverband des Deutschen Handwerks, <https://www.zdh.de/daten-fakten/kennzahlen-des-handwerks/kennzahlen-des-handwerks-2019/>.
- **ZDH (2020)**, Konjunkturbericht 2/2020, Geschäftslage erholt sich vorläufig - Aussichten bleiben getrübt, Zentralverband des Deutschen Handwerks, November 2020, https://www.zdh.de/fileadmin/user_upload/themen/wirtschaft/konjunkturberichte/2020/ZDH_Konjunkturreport_2-2020.pdf.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Einfamilienhäuser: Endenergiebedarfe Raumwärme nach Sanierungsstand	5
Abbildung 2:	Mehrfamilienhäuser: Endenergiebedarfe Raumwärme nach Sanierungsstand	5
Abbildung 3:	Total Costs of Ownership - EFH 1959-1968	11
Abbildung 4:	Sensitivität: Total Costs of Ownership - EFH 1959-1968	12
Abbildung 5:	Total Costs of Ownership - EFH 2010-2019	12
Abbildung 6:	Sensitivität: Total Costs of Ownership - EFH 2010-2019	13
Abbildung 7:	Total Costs of Ownership - MFH 1949-1957.....	14
Abbildung 8:	Sensitivität: Total Costs of Ownership - MFH 1949-1957.....	14
Abbildung 9:	Total Costs of Ownership - MFH 1984-1994.....	15
Abbildung 10:	Sensitivität: Total Costs of Ownership - MFH 1984-1994.....	15
Abbildung 11:	Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2020	17
Abbildung 12:	Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2020.....	18
Abbildung 13:	CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2020	19
Abbildung 14:	CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2020.....	20
Abbildung 15:	Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2040	20
Abbildung 16:	Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2040.....	21
Abbildung 17:	CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2040	22
Abbildung 18:	CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2040	22
Abbildung 19:	Monatlicher Vergleich von Strom- und Gasnachfrage (Last in GW) in durchschnittlich kaltem Beispieljahr (2017).....	25
Abbildung 20:	Tägliche Gasflüsse auf Übertragungsnetzebene im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur (01/2014 - 03/2021)	26
Abbildung 21:	Tägliche innerdeutsche Gasflüsse (ohne Transit) auf Übertragungsnetzebene (01. Januar 2014 - 31. März 2021)	28
Abbildung 22:	Stündliche Stromnachfrage für Wärmepumpen aus dem Gebäudesektor im Quartier	29
Abbildung 23:	Spitzenlast 2040 aus dem Wohngebäudequartier	30
Abbildung 24:	Übersicht Szenarien im NEP 2035 (Stand 2021)	32
Abbildung 25:	Zusätzlicher HGÜ Ausbau im NEP 2035 Szenario B vs. C	32
Abbildung 26:	Ungleiche Verteilung von (erneuerbarer) Erzeugungskapazität und Nachfrage im Gebäudesektor.....	33
Abbildung 27:	Grobindikation - Leitungsneubau durch Wärmepumpen in Süddeutschland	34
Abbildung 28:	Vereinfachte Darstellung der betrachteten Stufen der Versorgungskette von elektrischen Wärmepumpen und H ₂ Brennwertkesseln	35
Abbildung 29:	Gleichzeitigkeitsanalyse EE Erzeugung und Wärmepumpenstromnachfrage.....	36
Abbildung 30:	Vorgehen bei Einbindung in das Stromsystem	37
Abbildung 31:	Effekt der Zwischenspeicherung bei isolierter Betrachtung des Wärmemarkt (Fall 1) bei einseitigem Wärmepumpenausbau.....	38
Abbildung 32:	Erforderliche Speichervolumina für die Zwischenspeicherung zum Betrieb der Wärmepumpen.....	39
Abbildung 33:	Erforderliche Elektrolyseleistung für Zwischenspeicherung zum Betrieb der Wärmepumpen.....	39

Abbildung 34:	Zusammensetzung heutiger Brutto Strompreis.....	43
Abbildung 35:	Kostenaufschläge für Systemimplikationen	43
Abbildung 36:	Auswirkung Systemumlage auf TCOs, EFH 1959-1968.....	44
Abbildung 37:	Energieverbrauch nach Sektoren und der jeweilige Anteil des Wärmemarktes (2019).....	55
Abbildung 38:	Anteil der Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser (2019)	56
Abbildung 39:	Anteil der Wohnungen nach Baujahr	57
Abbildung 40:	Kapitalkosten Wärmepumpe (Niedertemp.), 2020	62
Abbildung 41:	Kapitalkosten Wärmepumpe (Niedertemp.), 2040	62
Abbildung 42:	Kapitalkosten Wärmepumpe (Hochtemp.), 2020	62
Abbildung 43:	Kapitalkosten Wärmepumpe (Hochtemp.), 2040	62
Abbildung 44:	Kapitalkosten KWK 2020.....	63
Abbildung 45:	Kapitalkosten KWK 2040.....	63
Abbildung 46:	Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2020	66
Abbildung 47:	Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2020.....	67
Abbildung 48:	Sensitivität: CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2020	67
Abbildung 49:	Sensitivität: CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2020	68
Abbildung 50:	Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2040	68
Abbildung 51:	Sensitivität: Gesamte Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2040	69
Abbildung 52:	Sensitivität: CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2040	69
Abbildung 53:	Sensitivität: CO ₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H ₂ Blend 2040	70
Abbildung 54:	Auswirkung Systemumlage auf TCOs, EFH 2010-2019	71
Abbildung 55:	Auswirkung Systemumlage auf TCOs, MFH 1949-1957.....	72
Abbildung 56:	Auswirkung Systemumlage MFH auf TCOs, 1984-1994.....	72

ANHANG A AKTUELLE STATISTIKEN ZUM DEUTSCHEN WÄRMEMARKT

Der Wärmemarkt umfasst einen großen Teil des Endenergieverbrauchs in vielen Sektoren

Der Wärmemarkt in Deutschland ist sehr heterogen. In Summe repräsentiert der Wärmemarkt je nach Abgrenzung einen Endenergieverbrauch von bis zu 1.400 TWh im Jahr und damit etwa 50 % des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs.⁶³ Der Wärmemarkt umfasst zudem verschiedene Anwendungsbereiche und sorgt für die Bereitstellung von

- Raumwärme,
- Warmwasser,
- Klimakälte, und
- Prozesswärme und -kälte

in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), und Industrie.

Der Großteil des Endenergiebedarfs in privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor fließt in die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. In der Industrie wird Energie überwiegend für die Erzeugung von Prozesswärme benötigt.

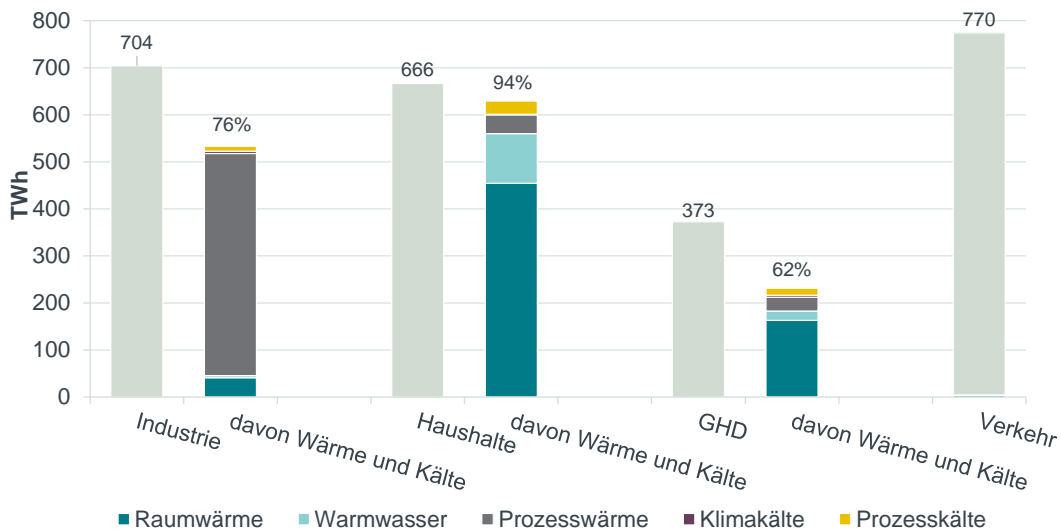
Der Hauptfokus unseres Berichts liegt auf den saisonalen bzw. außentemperaturabhängigen Bereichen der Wärmenachfrage. Diese liegen insbesondere in den Anwendungsbereichen Raumwärme und Warmwasser und einem kleinen Teil der Prozesswärme. Daher definieren wir in diesem Bericht die Endanwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser in allen Sektoren, sowie einen geringen Teil des Prozesswärmebedarfs der Industrie⁶⁴ als „Wärmemarkt“. Der relevante Wärmemarkt nach dieser Abgrenzung umfasste damit im Jahr 2019 einen Endenergieverbrauch von etwa 836 TWh.⁶⁵

⁶³ BMWi (2021).

⁶⁴ So sind zur Erzeugung von Prozesswärme mit geringen bis mittleren Temperaturniveaus bis 100 Grad Celsius beispielsweise industrielle elektrische Wärmepumpen als Dekarbonisierungsoption denkbar. Dies betrifft jedoch nur etwa 10% des Prozesswärmebedarfs der Industrie. Ein Großteil (90%) des Prozesswärmebedarfs der Industrie erfordert Temperaturen von über 100 Grad Celsius. Dieser Bereich der Prozesswärme ist jedoch nur unter bestimmten Bedingungen sinnvoll zu elektrifizieren. Bei der Betrachtung der Frage, welcher Leistungsbedarf des Wärmemarkts zukünftig durch alternative Wärmetechnologien gedeckt werden müsste, werden wir den temperaturabhängigen Teilbereich der Prozesswärme explizit mitberücksichtigen (Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Für den Effizienzvergleich alternativer Wärmetechnologien fokussieren wir uns dahingegen auf die Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser (Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

⁶⁵ Dieser setzt sich zusammen aus 789 TWh Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser in allen Sektoren zuzüglich dem relevanten 10%igen Anteil der Prozesswärme in der Industrie von 47 TWh.

Abbildung 37: Energieverbrauch nach Sektoren und der jeweilige Anteil des Wärmemarktes (2019)



Quelle: Frontier Economics (2021) basierend auf AG Energiebilanzen

Für den Wärmemarkt stehen auf dem Weg zur Klimaneutralität verschiedene alternative Optionen zur Verfügung, die wir in diesem Bericht näher betrachtet haben. So können die CO₂-Emissionen in diesem Bereich gesenkt werden durch z. B.:

- Maßnahmen zur Gebäudesanierung, also eine Senkung des Heizbedarfs;
- einen Austausch des Heizungssystems bzw. eine Substitution des eingesetzten Brennstoffs, durch:
 - elektrische Wärmepumpen;
 - Gas-Brennwertgeräte auf Basis von Wasserstoff oder anderen klimaneutralen Gasen;
 - Brennstoffzellen;
 - Solarthermie;
 - eine andere Technologie;
- sowie Kombinationen aus den genannten Technologien und Maßnahmen.

Fossile Energieträger spielen im heutigen Wärmemarkt die zentrale Rolle

Der Wärmemarkt wird heute noch zu einem Großteil aus fossilen Energiequellen bedient. Im Jahr 2019 stellten fossile Energieträger über 70% der für Raumwärme und Warmwasser verbrauchten Endenergie. Unter Berücksichtigung der Verwendung von Gas, Kohle und Öl in der Erzeugung der Sekundärenergieträger Fernwärme und Strom liegen die Anteile fossiler Energieträger um die 80%.

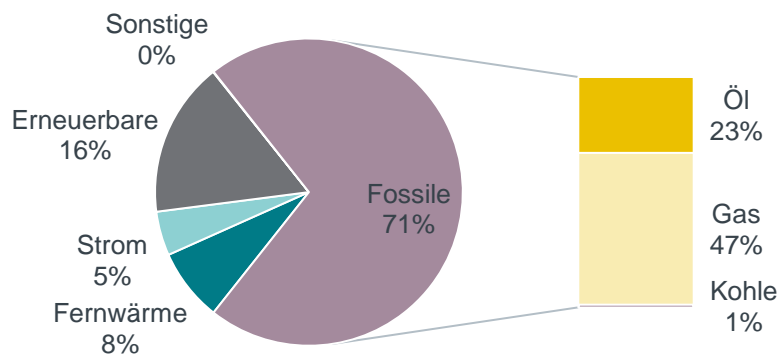
Gas macht fast 50% der derzeitigen direkten Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung aus und versorgt über das bestehende Gasnetz über 9 Mio. Wohngebäude mit fast 20 Mio. Wohnungen.⁶⁶ Zusätzlich erreicht Gas indirekt über die Fernwärme weitere 0,5 Mio.

⁶⁶ BDEW (2019), S. 23.

Wohngebäude und 2,5 Mio. Wohnungen. Dahingegen wird nur ca. 5% der Raumwärme und Warmwasser durch Strom erzeugt.

Im Bereich der Prozesswärme und -Kälte beträgt der Anteil von Gas knapp 40%, im Vergleich zu einem Anteil von Strom von knapp 25%.

Abbildung 38: Anteil der Energieträger zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser (2019)



Quelle: Frontier Economics basierend auf AG Energiebilanzen

Hinweis: Die Endenergieträger Strom und Fernwärme werden ebenfalls anteilig auf Basis der Primärenergieträger Gas und Kohle erzeugt.

Der Wärmemarkt muss in den nächsten Jahren ambitionierte Klimaziele erreichen

Die EU verfolgt ambitionierte Klimaziele, nach denen die EU-weiten CO₂-Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 sinken sollen. Bis 2050 soll die EU klimaneutral werden. Auf nationaler Ebene hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, bis 2030 65% seiner CO₂-Emissionen gegenüber 1990 zu reduzieren. In der jüngsten Anpassung des Klimaschutzgesetzes hat Deutschland seine langfristigen Ziele weiter verschärft, sodass bereits im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden soll.⁶⁷

Dem Wärmemarkt kommt eine wichtige Rolle bei der Erreichung der Klimaziele zu. Ca. 14 bis 25 % der deutschen CO₂-Emissionen haben ihren Ursprung im Wärmemarkt, je nachdem ob nur die direkten Emissionen bei der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser berücksichtigt werden, oder auch die anteilig in der Energiewirtschaft anfallenden Emissionen, die indirekt dem Wärmemarkt zugeordnet werden können.⁶⁸

Die aktuellen Klimaziele der Bundesregierung für den Gebäudesektor sehen vor, die CO₂-Emissionen bis 2030 auf 67 Mio. t zu senken (im Vergleich zu 118 Mio. t im Jahr 2020).⁶⁹ In den nächsten 10 Jahren müssten also die Emissionen im Gebäudesektor um 43% sinken. Ein direkter Vergleich macht deutlich, welche erhebliche Anstrengung das bedeutet: In den fast 30 Jahren zwischen 1990 und 2019 wurden die CO₂-Emissionen im Gebäudesektor um eine ähnliche Größenordnung von etwa 44% reduziert, wobei rund die Hälfte dieser Reduktionen in die Dekade nach der Wiedervereinigung von 1990 bis 2000 fällt.

⁶⁷ Bundesregierung (2021),

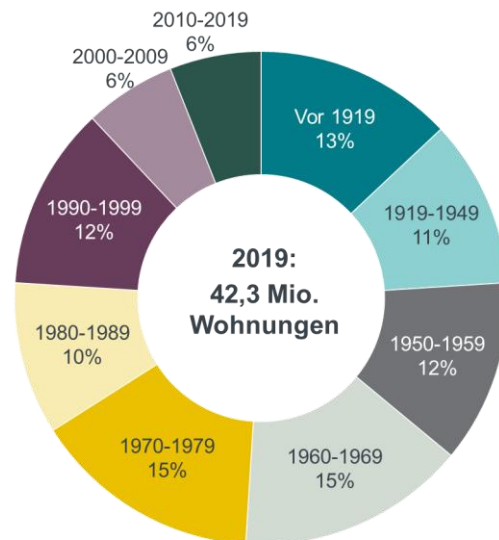
⁶⁸ Bundesregierung (2019), S. 50.

⁶⁹ Bundesregierung (2021).

Der Gebäudebestand ist sehr heterogen und es bestehen erhebliche Hürden zur Erreichung der erforderlichen Sanierungsraten

Ein Blick auf den Zustand, das Alter und die Eigentümerstruktur des Gebäudebestands in Deutschland, zeigt, dass dieser Sektor sehr heterogen ist. So stammen zwei Drittel der knapp über 42 Millionen Wohnungen aus der Zeit vor der ersten Wärmeschutzverordnung in 1977. Lediglich 12% der Wohnungen sind in den letzten 20 Jahren gebaut worden.

Abbildung 39: Anteil der Wohnungen nach Baujahr



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BDEW (2021a).

Hinweis: Berücksichtigt sind alle Wohnungen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland, die über ein Heizungssystem jedweder Art verfügen.

Zudem ist der Sanierungsgrad des Gebäudebestands gering: Nur 13% der Bestandsgebäude gelten als vollsaniert oder Neubau. Rund 36% der Gebäude werden dagegen als unsaniert eingestuft und gut die Hälfte als teilsaniert.⁷⁰ Typische Sanierungsmaßnahmen in diesem Kontext⁷¹ sind:

- Heizungserneuerung,
- Einbau Solarthermie,
- Fassaden-/Dach-/ Kellerdeckendämmung,
- Fenstersanierung.

Im derzeitigen Gebäude- und Wohnungsbestand sind überwiegend gas- und ölbasierte Heizungssysteme installiert – so liegt der Anteil von mit Gas oder Öl beheizten Wohnungen mit ca. 75% in den letzten zwei Jahrzehnten unverändert hoch.⁷²

Zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor setzt die Bundesregierung bislang vorrangig auf eine Steigerung der Energieeffizienz durch umfassende energetische

⁷⁰ Umweltbundesamt (2019), S. 76.

⁷¹ Dies ist nicht 1:1 vergleichbar mit der Einordnung „retrofit“ und „advanced retrofit“, welche im Hauptteil des Berichts verwendet wird.

⁷² BDEW (2021a), S. 22.

Gebäudesanierungen.⁷³ Die dafür erforderliche Sanierungsrate liegt bei 2% pro Jahr. Tatsächlich betrug jedoch die energetische Sanierungsrate in Deutschland in den letzten 20 Jahren nicht mehr als 1% pro Jahr.⁷⁴ Zudem weist die EU-Kommission darauf hin, dass jährlich nur 0,2% der Gebäude energetisch so umfangreich saniert werden, dass der Energieverbrauch um 60% reduziert wird („*deep renovation*“). Bei gleichbleibender Sanierungsgeschwindigkeit würde demnach die Erreichung von Klimaneutralität im Gebäudesektor „Jahrhunderte dauern“.⁷⁵

Eine Verdopplung der Sanierungsrate erscheint angebotsseitig fraglich – u. a. aufgrund der bereits heute sehr hohen Auslastung der Handwerkerbetriebe⁷⁶ und des aktuell und zukünftig bestehenden Fachkräftemangels.⁷⁷ Auch auf der Nachfrageseite bestehen Hürden für eine starke Zunahme der energetischen Sanierungen. So führen die oftmals hohen Investitions- und Finanzierungserfordernisse sowie die langen Amortisationszeiträume und die Altersstruktur der Eigentümer⁷⁸ häufig dazu, dass sich Eigentümer gegen eine Investition in Sanierungsmaßnahmen entscheiden, obwohl diese aus ökonomischer Perspektive langfristig lohnend wären.

⁷³ Es existiert keine einheitliche Definition von Sanierungsgrad und -tiefe. Laut Umweltbundesamt gilt ein Gebäude als vollsaniert, wenn mindestens vier Maßnahmen, die zu Energieeinsparungen führen, durchgeführt wurden. Als teilsaniert gelten Gebäude bereits nach der Durchführung von nur einer energetischen Sanierungsmaßnahme, vgl. Umweltbundesamt (2019), S. 67.

⁷⁴ DIW (2019).

⁷⁵ Europäische Kommission (2020), S. 2: „*The weighted annual energy renovation rate is low at some 1%. Across the EU, deep renovations that reduce energy consumption by at least 60% are carried out only in 0.2% of the building stock per year and in some regions, energy renovation rates are virtually absent. At this pace, cutting carbon emissions from the building sector to net-zero would require centuries.*“

⁷⁶ Beispielsweise betrug die Auslastung der Betriebskapazitäten im Baugewerbe im Jahr 2019 90 % (Q3 2020: 88 %) und im Ausbaugewerbe 89 % (Q3 2020: 89 %). Die Auslastung in diesen für Sanierungen relevanten Gewerben war somit noch deutlich höher als im Durchschnitt des Handwerks insgesamt (2019: 84 %, Q3 2020: 78 %), vgl. ZDH (2020).

⁷⁷ Der Lehrlingsbestand im Deutschen Handwerk hat sich beispielsweise in den letzten 20 Jahren von über 616.000 Ende 1999 auf knapp 370.000 (im Jahr 2019) um 40 % reduziert, vgl. ZDH (2019).

⁷⁸ Beispielsweise sind fast 40 % der Eigentümer von Immobilien in Deutschland 65 Jahre oder älter und verfügen damit nicht mehr zwingend über den Planungshorizont, in dem sich die Investitionen einer energetischen Sanierung oder Heizungsmodernisierung amortisieren.

ANHANG B - MODELLANNAHMEN FÜR DIE WÄRMEVERSORGUNG IM QUARTIER

Tabelle 3: Annahmen Aufdach-PV Anlage

	Parameter	Einheit
Dimensionierung PV Anlage	1,5	kWp/Person
Volllaststunden p.a.	800	h
Eigennutzung (mit Wärmepumpe)	47	%
Eigennutzung (ohne Wärmepumpe)	35	%

Quelle: Frontier Economics, basierend auf Energieagentur NRW (2016)

Hinweis: Um der Heterogenität der Gebäudetypen Rechnung zu tragen, wurde für die Dimensionierung der Aufdach-PV Anlage die Personenzahl je Haushalt herangezogen. Weiterhin bezieht sich die Dimensionierung auf den Anteil der Anlagen, der zur Wärmeversorgung zur Verfügung steht und nicht für andere Anwendungen (etwa Elektromobilität) genutzt wird. Aus Konsistenzgründen bleibt die Größe der PV Anlage (wo relevant) über alle Heiztechnologien konstant.

Tabelle 4: Annahmen Brennstoffkosten, CO2 Preis, Einspeisetarife

		2020	2040
Strom			
Beschaffung	ct / kWh	7.5	8.5
Netzengelt	ct / kWh	7.5	7.5
Steuern (exkl. CO ₂ -Aufschlag)	ct / kWh	14	14
CO ₂ -Aufschlag Strommix ⁷⁹	ct / kWh	1.0	0.2
Summe Haushaltspreis Strom	ct / kWh	30	30
H₂			
Anteil grüner H ₂ (an Blend grün + blau)	%	100%	100%
Carbon capture rate für blauen H ₂	%	90%	90%
Beschaffung grüner H ₂	ct / kWh	11	7
Beschaffung blauer H ₂	ct / kWh	6.5	5
CO ₂ Aufschlag blauer H ₂ ⁸⁰	ct / kWh	0.1	0.4
Beschaffungskosten Blend (inkl. CO ₂ Aufschlag für Anteil blau)	ct / kWh	11	7
Netzengelt	ct / kWh	1.5	1.5
Steuern (exkl. CO ₂ Aufschlag)	ct / kWh	1	1
Summe Haushaltspreis H₂	ct / kWh	13.5	9.5
Erdgas			
Beschaffung	ct / kWh	3.5	3.5
Netzentgelte	ct / kWh	1.5	1.5
Steuern (exkl. CO ₂ Aufschlag)	ct / kWh	1	1
CO ₂ -Aufschlag ⁸¹	ct / kWh	0.5	2.9
Summe Haushaltspreis Erdgas	ct / kWh	6.5	8.9
Brennstoffunabhängig			
CO ₂ -Preis	EUR / t CO ₂ eq	25	160
Einspeisetarif Strom KWK	ct / kWh	6	2
Einspeisetarif Strom PV	ct / kWh	7	2

Quelle: Frontier Economics

⁷⁹ CO₂ Intensität Strommix 2020: 380 g / kWh, vgl. Umweltbundesamt (2021), 2040: 14 g / kWh, vgl. dena (2021).

⁸⁰ 69% Effizienz Umwandlung Erdgas zu grauem H₂, verrechnet mit *carbon capture rate*.

⁸¹ CO₂ Intensität Erdgas von 180 g CO₂eq / kWh.

Tabelle 5: Technologiekosten

	Jahres- unabhängig		2020		2040	
WACC			5%	p.a. (real)	5%	p.a. (real)
Wärmepumpe						
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				
Vorabkosten	1500	EUR fix				
Wartungskosten	200	EUR p.a.				
Grüngastherme						
Kapitalkosten ⁸²			110	EUR/kW(th)	110	EUR/kW(th)
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				
Vorabkosten	1000	EUR fix				
Wartungskosten	120	EUR p.a.				
KWK						
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				
Installationskosten	3500	EUR fix				
Wartungskosten	150	EUR p.a.				
Erdgastherme						
Kapitalkosten ⁸³			97	EUR/kW(th)	97	EUR/kW(th)
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				
Vorabkosten	800	EUR fix				
Wartungskosten	120	EUR p.a.				
Heizstab						
Kapitalkosten			40	EUR/kW	30	EUR/kW
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				
Wartungskosten	10	EUR p.a.				
PV Panel						
Kapitalkosten			1000	EUR/kW(el)	720	EUR/kW(el)
Abschreibungs- dauer	27	Jahre				
Vorabkosten	2000	EUR fix				
Wartungskosten	80	EUR p.a.				
Pufferspeicher						
Kapitalkosten ⁸⁴			38	EUR/kW(el)	38	EUR/kW(el)
Abschreibungs- dauer	20	Jahre				

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Vorabkosten umfassen fixe, einmalige Aufwendungen wie Installations- und Netzanschlusskosten.

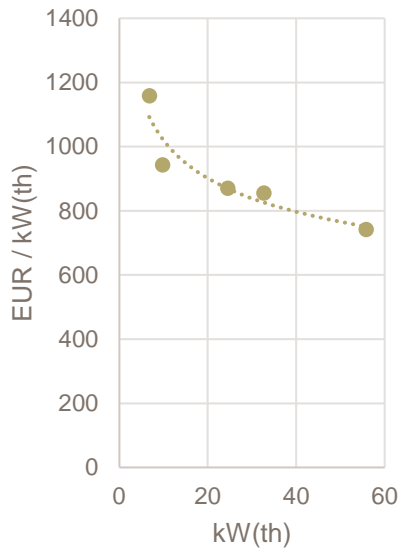
⁸² Orientiert an realistischem CAPEX H2-Aufschlag auf Kapitalkosten Gastherme.

⁸³ Fraunhofer ISE (2020).

⁸⁴ 0.052 kWh / Liter, CAPEX nach Fraunhofer ISE (2020).

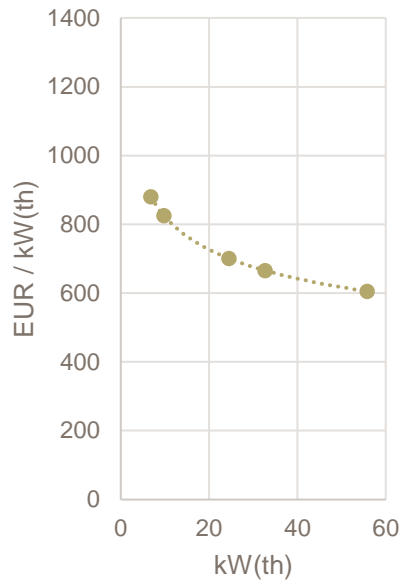
Um die Kapitalkosten der verschiedenen Heiztechnologien so realistisch wie möglich abzubilden, wurden Skaleneffekte berücksichtigt. Die relativen Investitionskosten von Wärmepumpe und KWK sinken mit der jeweiligen Größe der Anlage. Diese Preiskurven wurden durch einen Vergleich von 2020-Handelspreisen hergeleitet. Für 2040 wurden die resultierenden Kurven mit einem technologiespezifischen Lernfaktor aus der Literatur⁸⁵ skaliert.

Abbildung 40: Kapitalkosten Wärmepumpe (Niedertemp.), 2020



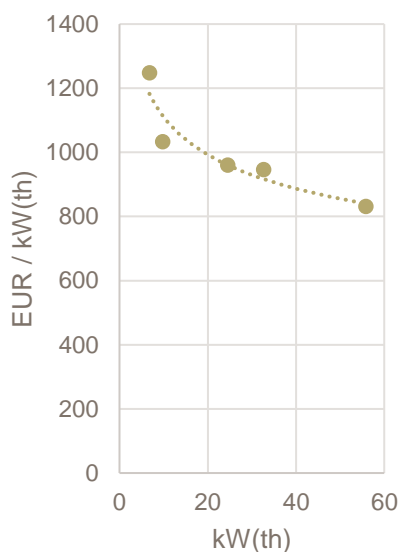
Quelle: Frontier Economics

Abbildung 41: Kapitalkosten Wärmepumpe (Niedertemp.), 2040



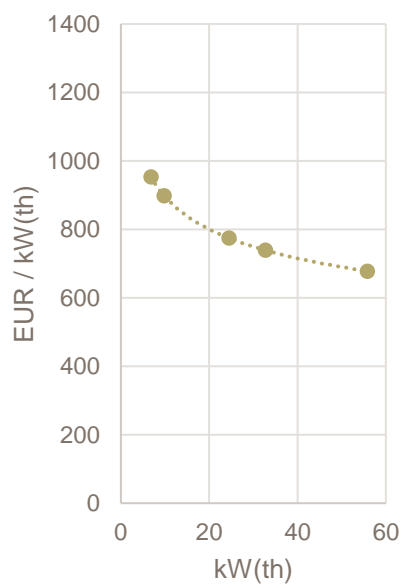
Quelle: Frontier Economics

Abbildung 42: Kapitalkosten Wärmepumpe (Hochtemp.), 2020



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 43: Kapitalkosten Wärmepumpe (Hochtemp.), 2040

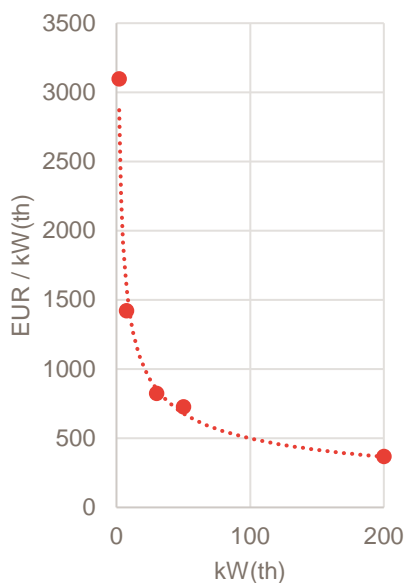


Quelle: Frontier Economics

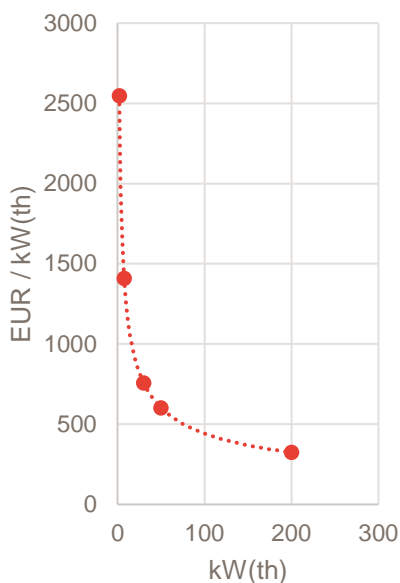
⁸⁵ Fraunhofer ISE (2020).

Abbildung 44: Kapitalkosten KWK 2020

Abbildung 45: Kapitalkosten KWK 2040



Quelle: Frontier Economics



Quelle: Frontier Economics

Tabelle 6: Wohnfläche nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Wohnfläche		Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	m ²	219	142	303	111	121	173	216	150	122	147	187
MFH	m ²	677	312	385	632	3129	469	654	778	835	2190	1305

Tabelle 7: Personen pro Gebäude nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Personen		Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	m ²	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5	2 bis 5
MFH	m ²		1 bis 4 pro WE, 5 WE	1 bis 4 pro WE, 5 WE	1 bis 4 pro WE, 8 WE	1 bis 4 pro WE, 40 WE	1 bis 4 pro WE, 6 WE	1 bis 4 pro WE, 10 WE	1 bis 4 pro WE, 10 WE	1 bis 4 pro WE, 10 WE	1 bis 4 pro WE, 28 WE	1 bis 4 pro WE, 16 WE

Tabelle 8: Jährliche Energiebedarf pro Wohnfläche nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Energiebedarf Raumwärme			Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard	kWh(th) / m ² p.a.			238	311	297	190	129	133	87	67	52
EFH	retrofit	kWh(th) / m ² p.a.	67	68	51	51	85	56	47	63			
EFH	adv_retrofit	kWh(th) / m ² p.a.		35	28	28	43	35	29	35	28	28	26
MFH	standard	kWh(th) / m ² p.a.			219	195	127	129		102	59	36	35
MFH	retrofit	kWh(th) / m ² p.a.		41	43	44	31	35	32	31			
MFH	adv_retrofit	kWh(th) / m ² p.a.		19	24	24	19	22	21	20			

Tabelle 9: Thermischer Leistungsbedarf nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Szenario: Thermischer Leistungsbedarf - Average			Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard	kW(th)			39.0	17.6	22.9	24.3	21.7	18.5	14.8	12.9	14.8
EFH	retrofit	kW(th)	12.7	10.6	14.3	9.8	11.4	11.9	12.0	11.1			

EFH	adv_retrofit	kW(th)	9.9	11.8	8.2	9.7	10.2	9.9	11.1	10.3	9.2	8.5
MFH	standard	kW(th)		66.6	80.0	355.0	62.0		106.0	68.0	170.0	110.0
MFH	retrofit	kW(th)	22.6	20.4	35.0	160.0	26.0	38.0	61.0			
MFH	adv_retrofit	kW(th)	23	26	30.1	166	28	27	29			

Tabelle 10: Thermischer Leistungsbedarf Heizstab nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Szenario: Therm. Leistungsbedarf des Heizstabs - Average			Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard	kW(th)					10.2	10.0	10.6	9.9	10.5	8.9	10.0
EFH	retrofit	kW(th)	6.4	6.1	6.3	6.8	6.4	6.8	14.5	6.2			
EFH	adv_retrofit	kW(th)		7.6	6.9	6.8	7.4	6.7	7.2	8.1	10.2	6.7	7.2
MFH	standard	kW(th)								74.0	48.0	146.0	90.0
MFH	retrofit	kW(th)		15.1	10.6	21.0	110.0	16.0	25.0	44.0			
MFH	adv_retrofit	kW(th)		19	20	30	120	15	18	16			

Tabelle 11: JAZ Jahresdurchschnitt nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Szenario: Jahresarbeitszahl - Jahresdurchschnitt - Average			Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard					2.9	2.9	2.8	2.9	3.0	5.4	5.5	
EFH	retrofit		5.3	5.2	5.5	5.2	5.4	5.4	5.0	5.1			
EFH	adv_retrofit			5.3	5.3	5.1	5.2	5.3	5.2	5.2	5.3	5.2	
MFH	standard									2.7	2.8	5.1	5.2
MFH	retrofit			5.0	5.2	5.1	5.4	5.6	5.3	5.4			
MFH	adv_retrofit			5.5	5.4	5.3	5.15	5.2	5.1	5.2			

Tabelle 12: JAZ kältester Tag nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Szenario: Jahresarbeitszahl - kalte Tage - Average			Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard					1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8	
EFH	retrofit		1.8	1.8	1.8	1.7	1.8	1.7	1.7				
EFH	adv_retrofit			1.8	1.7	1.7	1.8	1.8	1.7	1.7	1.8	1.8	
MFH	standard									1.5	1.5	1.7	1.7
MFH	retrofit			1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6			
MFH	adv_retrofit			1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7			

Tabelle 13: Wärmepumpentyp nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Wärmepumpentyp		Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard					HT	HT	HT	HT	HT	NT	NT
EFH	retrofit	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT			
EFH	adv_retrofit		NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT
MFH	standard								HT	HT	NT	NT
MFH	retrofit		NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT			
MFH	adv_retrofit		NT	NT	NT	NT	NT	NT	NT			

Tabelle 14: Wärmepumpenanteil an jährlicher Wärmeerzeugung (v. Heizstab) nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

Anteil WP_gen / (WP_gen + Hzstb_gen)		Bis 1860	1861-1918	1919-1948	1949-1957	1959-1968	1969-1978	1979-1983	1984-1994	1995-2001	2002-2009	2010-2019
EFH	standard					100%	100%	100%	100%	99%	97%	97%

EFH	retrofit	98%	97%	98%	95%	97%	97%	97%	97%				
EFH	adv_retrofit		94%	96%	91%	94%	95%	95%	94%	92%	93%	94%	
MFH	standard									99%	99%	98%	97%
MFH	retrofit		94%	97%	96%	96%	96%	99%	94%				
MFH	adv_retrofit		90%	92%	95%	92%	92%	94%	96%				

Tabelle 15: Peak-Tageswärmefachfrage für Pufferspeicherdimensionierung nach Häusertyp, nach DVGW und RWTH Aachen (2021)

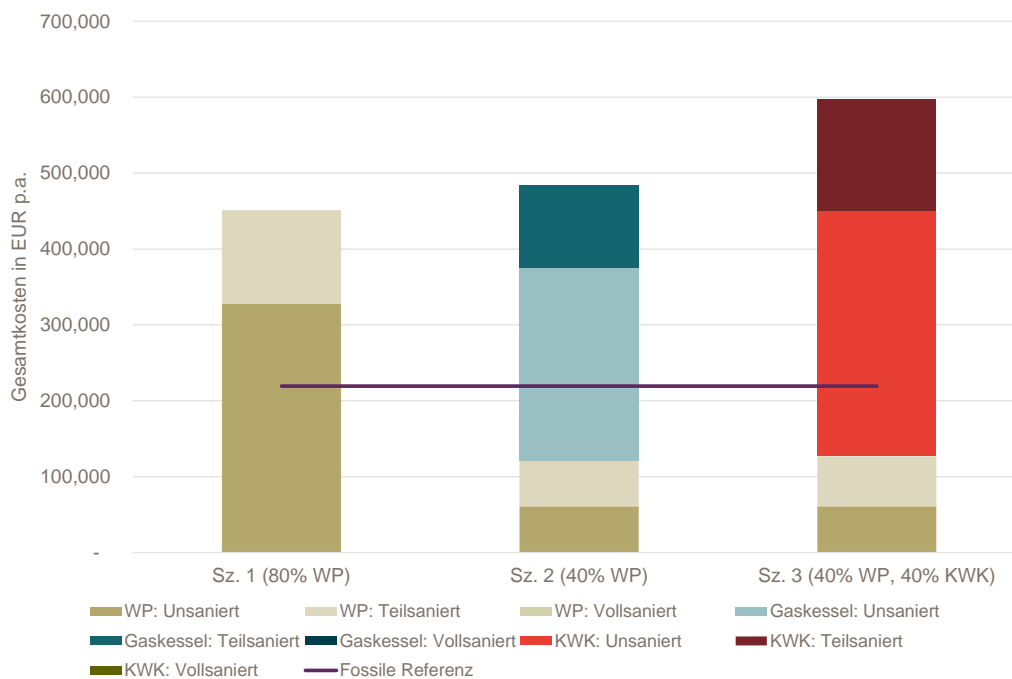
Th. Energiespeicher 100%			Bis 1860	1861- 1918	1919- 1948	1949- 1957	1959- 1968	1969- 1978	1979- 1983	1984- 1994	1995- 2001	2002- 2009	2010- 2019
EFH	standard	kW(th)		52	330	155	160	150	132	94	53	48	50
EFH	retrofit	kW(th)	69	48	78	30	50	50	46	46			
EFH	adv_retrofit	kW(th)		26	44	17	27	32	29	26	19	22	25
MFH	standard	kW(th)			395	512	2458	294		403	255	410	245
MFH	retrofit	kW(th)		69	88	146	515	89	112	138			
MFH	adv_retrofit	kW(th)		34	88	84	344	60	73	83			

ANHANG C - SENSITIVITÄTEN CO₂ VERMEIDUNGSKOSTEN

Als Sensitivität betrachten wir auch auf Quartiersebene ein Szenario mit kleineren Warmwasserspeichern⁸⁶ sowie der zusätzlichen Installation einer PV Aufdachanlage. Beide Faktoren wirken sich insbesondere senkend auf die Kosten des Wärmepumpen-Heizsystems aus.

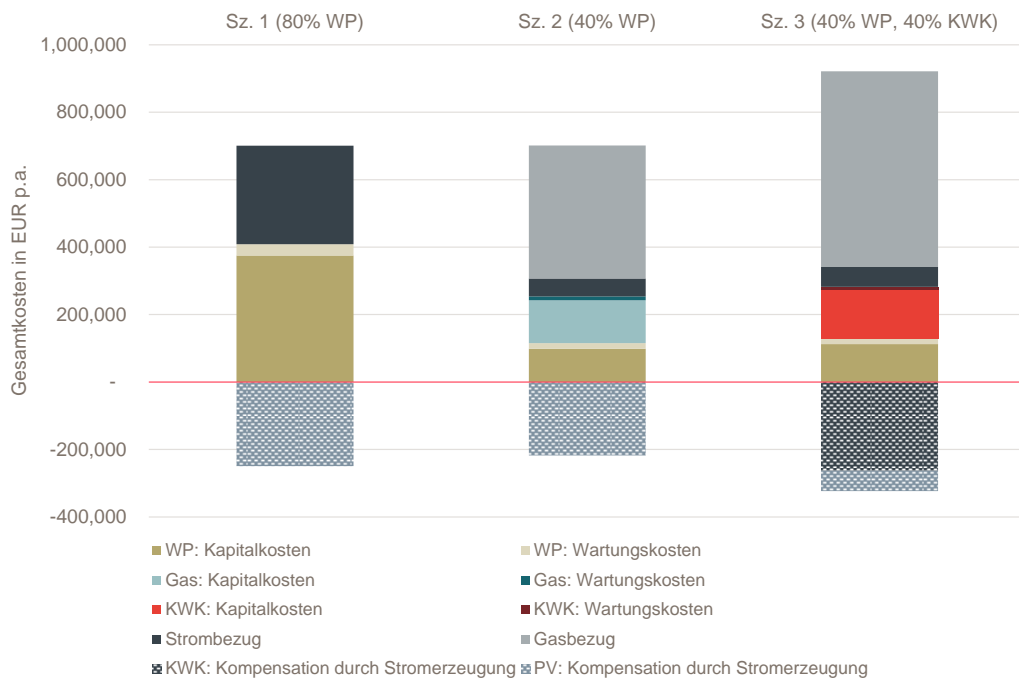
Quartierskosten 2020

Abbildung 46: Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2020



⁸⁶ Speicherkapazität von 5% des Peak-Tagesenergiebedarfs statt 20% im Basis-Szenario.

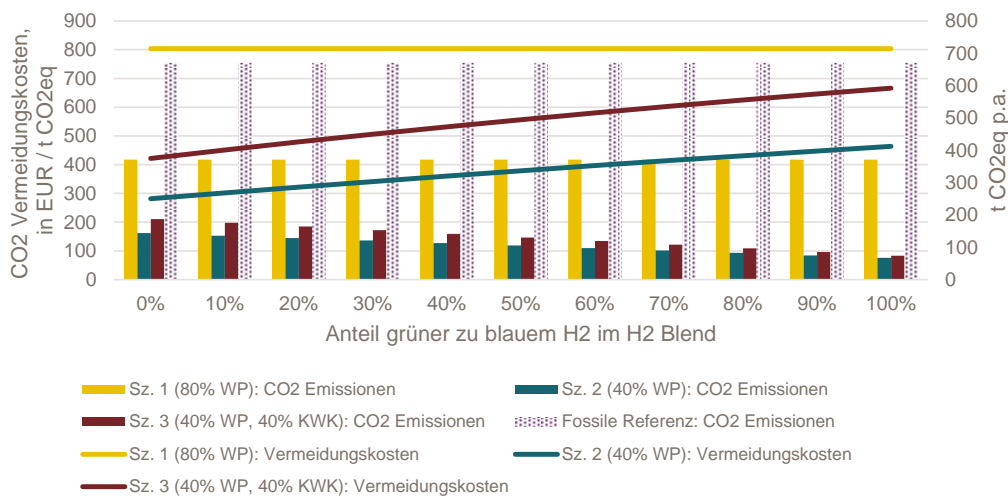
Abbildung 47: Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2020



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

Abbildung 48: Sensitivität: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2020

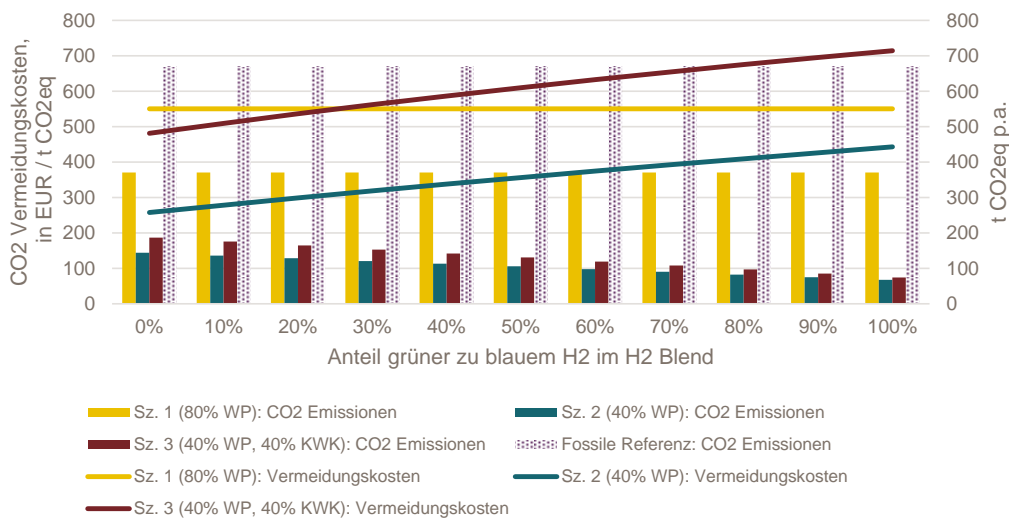


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Haushaltspreisen

Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme. Die Eigennutzung der Erzeugung der PV-Aufdachanlage wird in dieser Rechnung als Kosteneinsparung, jedoch nicht als Emissionseinsparung für den Wärmepumpenbetrieb veranschlagt.

Abbildung 49: Sensitivität: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2020



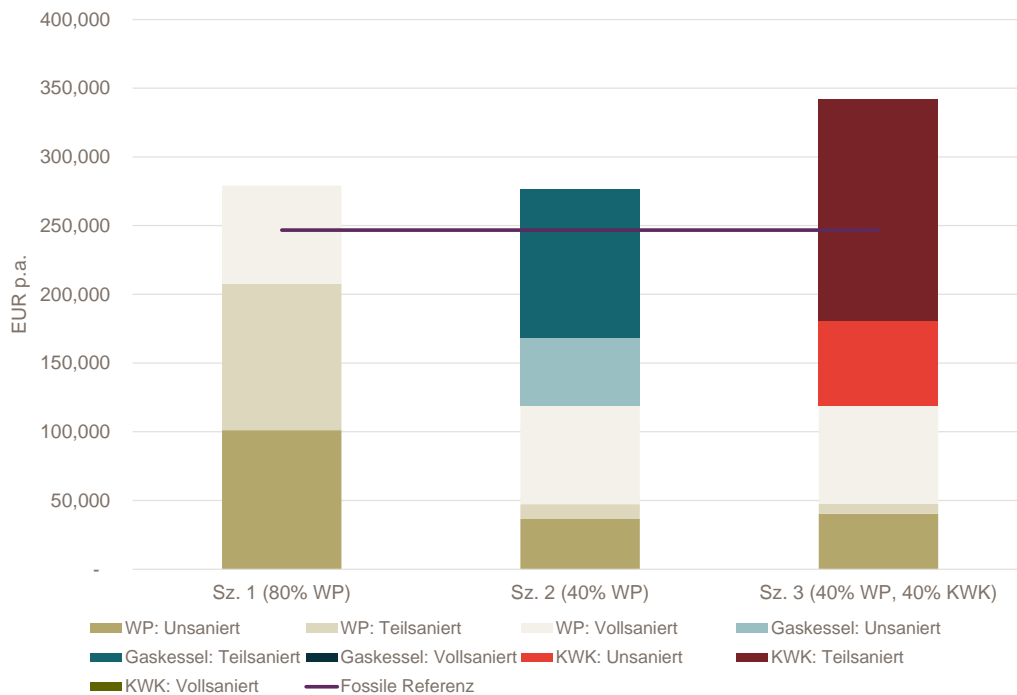
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Großhandelspreis + Netzentgelt

Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpen, Grün- und Erdgastherme. Die Eigennutzung der Erzeugung der PV-Aufdachanlage wird in dieser Rechnung als Kosteneinsparung, jedoch nicht als Emissionseinsparung für den Wärmepumpenbetrieb veranschlagt. Desweiteren werden diese Kosteneinsparungen in dieser Betrachtung nur i.H.v. Großhandelspreis + Netzentgelt veranschlagt.

Quartierskosten 2040

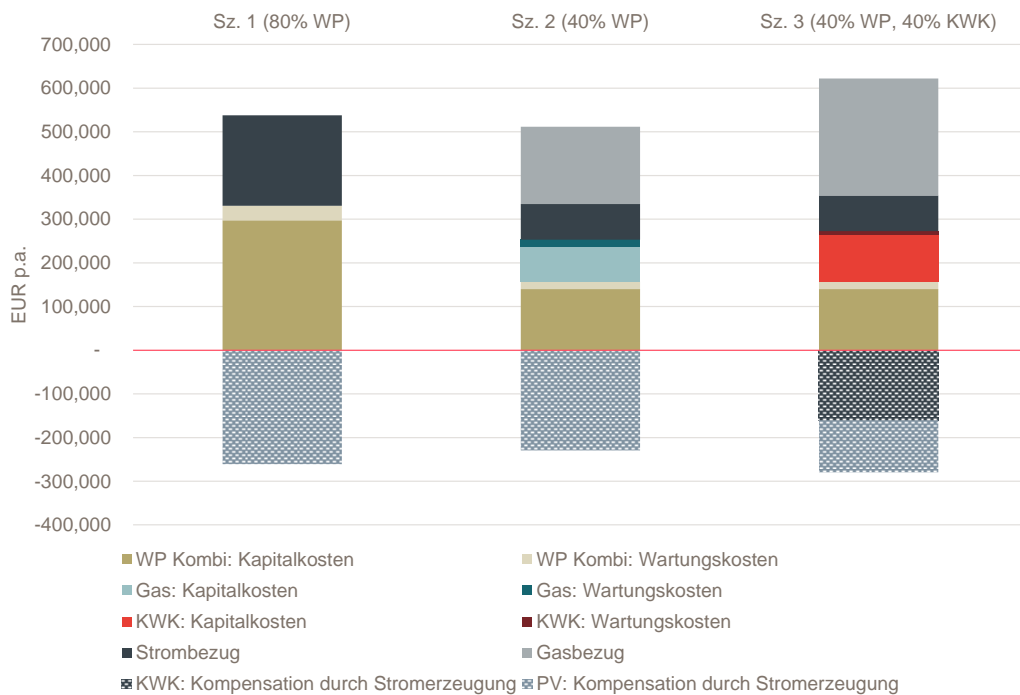
Abbildung 50: Sensitivität: Quartierskosten nach Szenario und Sanierungsstand 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

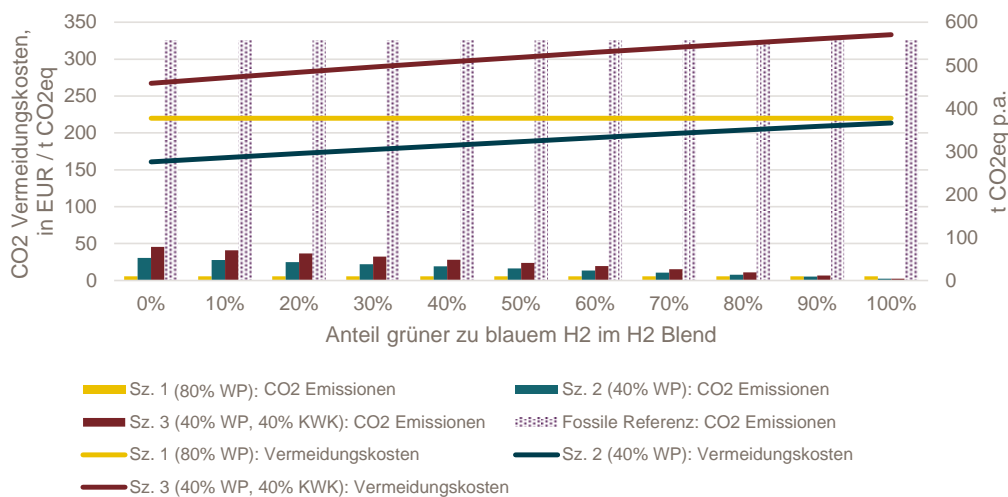
Abbildung 51: Sensitivität: Gesamte Quartierskosten nach Szenario und Kostenart 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpe, Grün- und Erdgastherme.

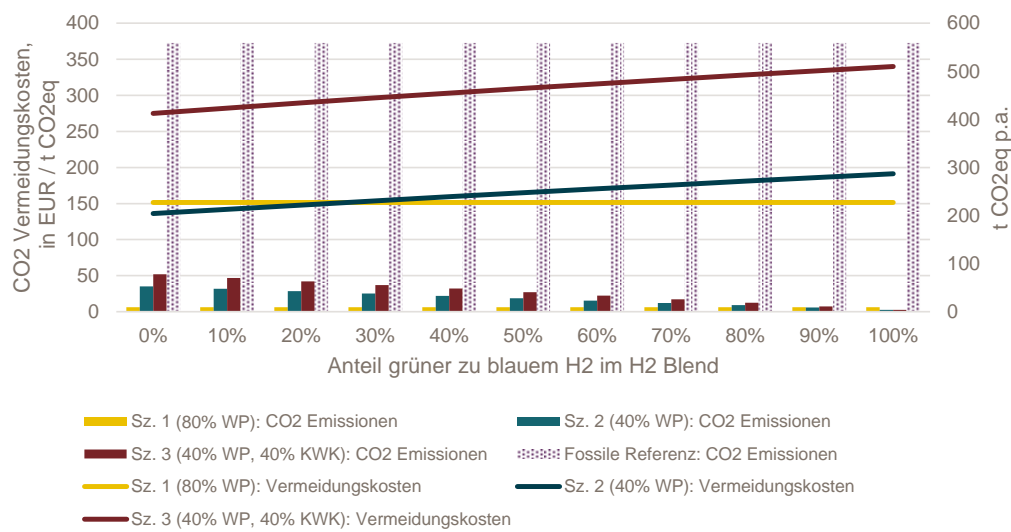
Abbildung 52: Sensitivität: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Haushaltspreisen
Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpen, Grün- und Erdgastherme. Die Eigennutzung der Erzeugung der PV-Aufdachanlage wird in dieser Rechnung als Kosteneinsparung, jedoch nicht als Emissionseinsparung für den Wärmepumpenbetrieb veranschlagt.

Abbildung 53: Sensitivität: CO₂ Vermeidungskosten nach Szenario und H₂ Blend 2040



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten in Großhandelspreis + Netzentgelt

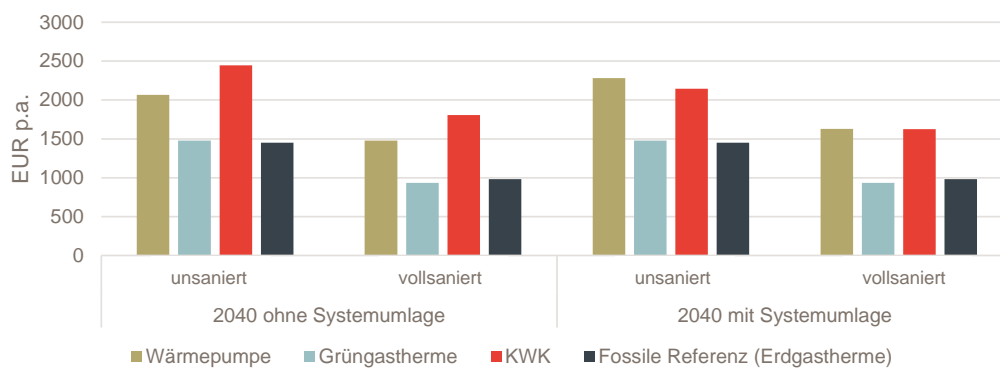
Szenario mit 5% Peak-Tagesenergiebedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, inkl. PV-Aufdachanlagen für Wärmepumpen, Grün- und Erdgastherme. Die Eigennutzung der Erzeugung der PV-Aufdachanlage wird in dieser Rechnung als Kosteneinsparung, jedoch nicht als Emissionseinsparung für den Wärmepumpenbetrieb veranschlagt. Des Weiteren werden diese Kosteneinsparungen in dieser Betrachtung nur i.H.v. Großhandelspreis + Netzentgelt veranschlagt.

ANHANG D – STROMSYSTEMKOSTEN BEI EINSEITIGER STRATEGIE

Einfamilienhaus, Baujahr 2010 – 2019

In einem exemplarischen Einfamilienhaus mit späterem Baujahr fällt die TCO Steigerung der Wärmepumpennutzung geringer aus: Das Haus ist bereits im unsanierten Zustand in einem relativ energieeffizienten Zustand, sodass die TCOs in sowohl im unsanierten wie im vollsanierten Zustand um nur 10% steigen. In absoluten Zahlen bedeutet dies eine TCO Steigerung um 150 – 215 Euro pro Jahr.

Abbildung 54: Auswirkung Systemumlage auf TCOs, EFH 2010-2019



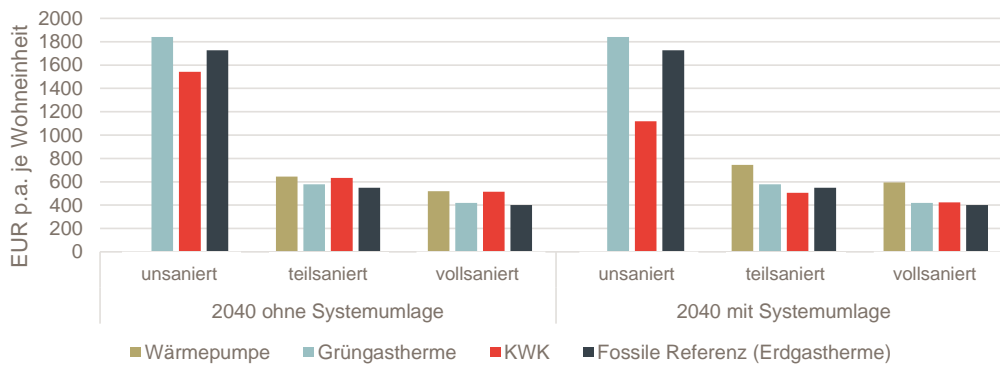
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Energetagesbedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen. Die TCO für den Betrieb einer KWK verringern sich durch den höheren Strompreis, mit welchem die Stromerzeugung bewertet wird.

Mehrfamilienhaus, Baujahr 1949 – 1957

Für das repräsentative Mehrfamilienhaus mit frühem Baujahr (1949 – 1957) liegen nur Berechnungen der Wärmepumpenkosten für den teil- und den vollsanierten Zustand vor. Hierbei fallen jeweils TCO Steigerungen i.H.v. 14 – 15% für den Wärmepumpenbetrieb an. Dies summiert sich zu jährlichen Mehrkosten von 70 – 150 Euro pro Jahr und Wohneinheit auf (im Falle des dargestellten, hypothetischen 2,5-Personenhaushalts).

Abbildung 55: Auswirkung Systemumlage auf TCOs, MFH 1949-1957



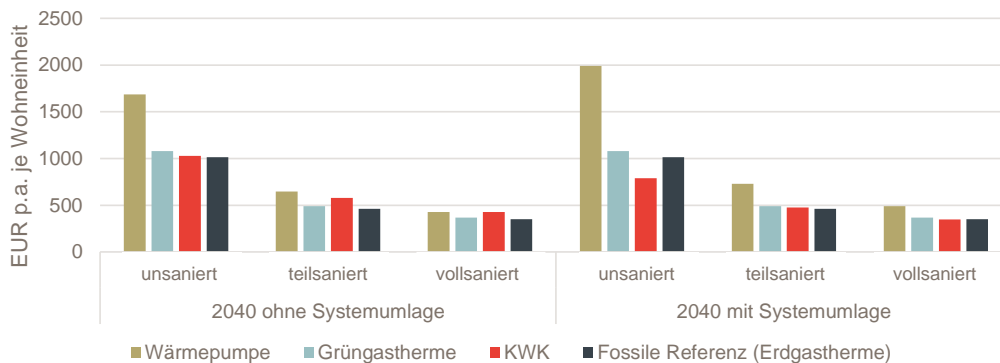
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Energetagesbedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen. Die TCO für den Betrieb einer KWK verringern sich durch den höheren Strompreis, mit welchem die Stromerzeugung bewertet wird.

Mehrfamilienhaus, Baujahr 1984 – 1994

Für ein Mehrfamilienhaus mit einem späteren Baujahr sind die Kostensteigerungen der Wärmepumpennutzung insbesondere im unsanierten Zustand erheblich: Es fallen jährlich pro Wohneinheit knapp 300 Euro zusätzlich an TCOs an (18% Steigerung). Im teil- und vollsanierten Zustand senkt sich die TCO-Steigerung erneut auf 13 – 15%, analog zu einer Kostensteigerung 64 – 85 Euro pro Jahr und Wohneinheit. Diese Ergebnisse sind ebenfalls für einen repräsentativen, hypothetischen 2,5 Personen Haushalt berechnet.

Abbildung 56: Auswirkung Systemumlage MFH auf TCOs, 1984-1994



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Szenario mit 20% Peak-Energetagesbedarf an dezentralen Pufferspeichern für Wärmepumpe und KWK, ohne PV-Aufdachanlagen. Die TCO für den Betrieb einer KWK verringern sich durch den höheren Strompreis, mit welchem die Stromerzeugung bewertet wird.