

# DER WERT VON WASSERSTOFF IM WÄRMEMARKT

ANALYSE UNTER BETRACHTUNG VERSCHIEDENER  
HEIZTECHNOLOGIEN MIT FOKUS AUF  
WASSERSTOFFBRENNWERTEKESSEL UND ELEKTRISCHE  
WÄRMEPUMPE

Studie für FNB Gas

August 2021



### Dr. David Bothe



+49 221 3371-3106



david.bothe@frontier-economics.com

### Dr. Matthias Janssen



+49 221 3371-3117



matthias.janssen@frontier-economics.com

### Dr. Johanna Reichenbach

### Matthias Bieniasch

---

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

# INHALT

<b>Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>11</b>
<b>2 Hintergrund – Wasserstoff ist wichtiger Baustein um Herausforderungen bei der Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu meistern</b>	<b>12</b>
2.1 <b>Klimaziele</b> – Die Erreichung der Klimaziele im Wärmemarkt erfordert einen möglichst breiten, technologieoffenen Ansatz	12
2.2 <b>Stromsystem</b> – Die Stromerzeugungs- und Transportinfrastruktur ist nicht auf eine umfassende Elektrifizierung des Energieverbrauchs ausgelegt	18
2.3 <b>Globaler Markt</b> – Wasserstoff ist aus globaler Sicht reichlich verfügbar und kann anders als Strom über weite Strecken transportiert werden	20
2.4 <b>Speicherbarkeit</b> – Durch Wasserstoff kann erneuerbare Energie saisonal gespeichert werden	23
2.5 <b>Systemkosten</b> – Durch die Nutzung von Wasserstoff können Klimaziele zu geringeren Gesamtkosten und sozial verträglich erreicht werden	25
<b>3 Effizienzanalyse – Ein erweiterter Effizienzvergleich zeigt, dass eine Fokussierung auf die reine technische Effizienz von alternativen Wärmetechnologien zu kurz greift</b>	<b>27</b>
3.1 <b>Rahmenbedingungen im Wärmemarkt</b> – Ein sinnvoller Effizienzvergleich von Wärmetechnologien muss die tatsächlichen klimatischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen berücksichtigen	29
3.2 <b>Effizienzvergleich bei günstigen Rahmenbedingungen</b> – Elektrische Wärmepumpen realisieren in umfassend sanierten Gebäuden die höchsten Gesamtwirkungsgrade	35
3.3 <b>Effizienzvergleich bei tatsächlichen Rahmenbedingungen</b> – Im Großteil der Bestandsgebäude sind Wasserstoff-basierte Heiztechnologien an kalten Heiztagen ähnlich effizient wie Wärmepumpen	37

4	<b>Leistungsanalyse</b> – Der zukünftige Leistungsbedarf im Strommarkt steigt bei einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmemarkts stark an	42
4.1	<b>Saisonale Wärmenachfrage</b> – Der Wärmebedarf in Deutschland ist durch erhebliche Saisonalität gekennzeichnet und wird heute wesentlich durch gas- und ölbasierte Heizsysteme gedeckt	43
4.2	<b>Zukünftige Strom-Spitzenlast:</b> Eine umfassende Elektrifizierung des Wärmemarkts führt zu einer hohen zusätzlichen Spitzenlast im Stromsystem	48
4.3	<b>Zukünftiges Stromsystem:</b> Um die Spitzenlast eines elektrifizierten Wärmemarkts sicher zu bedienen, müssen erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten und Infrastruktur massiv ausgebaut werden	52
	Literaturverzeichnis	56

## ZUSAMMENFASSUNG

### Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes ist herausfordernd

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaziele gesetzt: Bis 2030 sollen 65 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1990 reduziert werden, bis 2045 soll Klimaneutralität erreicht werden. Auch die EU verfolgt ehrgeizige Klimaziele, nach denen die EU-weiten CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 sinken sollen und Klimaneutralität bis 2050 erreicht werden soll.

Dem Wärmemarkt kommt eine entscheidende Rolle bei der Erreichung der Klimaziele zu. Knapp ein Viertel der heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen haben ihren Ursprung im Wärmemarkt. Ursache hierfür ist ein erheblicher Energiebedarf – der jährliche Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser beträgt knapp 800 TWh; im Vergleich zu 770 TWh im gesamten Verkehrssektor oder 550 TWh Stromverbrauch – und ein hoher Anteil fossiler Energieträger von etwa 80 %.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudesektor bis 2030 auf 67 Mio. t zu senken, gegenüber 118 Mio. t im Jahr 2020. In den nächsten 10 Jahren müssten also die Emissionen um 43 % sinken, relativ betrachtet also etwa genauso stark wie in den vergangenen fast 30 Jahren (44 % zwischen 1990 und 2019), wobei das Tempo der Emissionsreduktion in den vergangenen Jahren bereits merklich zurückgegangen ist.

# Um 43 %

sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudesektor in 10 Jahren sinken, genau so viel wie in den 30 Jahren zuvor.

### Heute stellt das Gassystem über die Hälfte der Versorgung des Wärmemarktes mit Leistung und Energie bereit

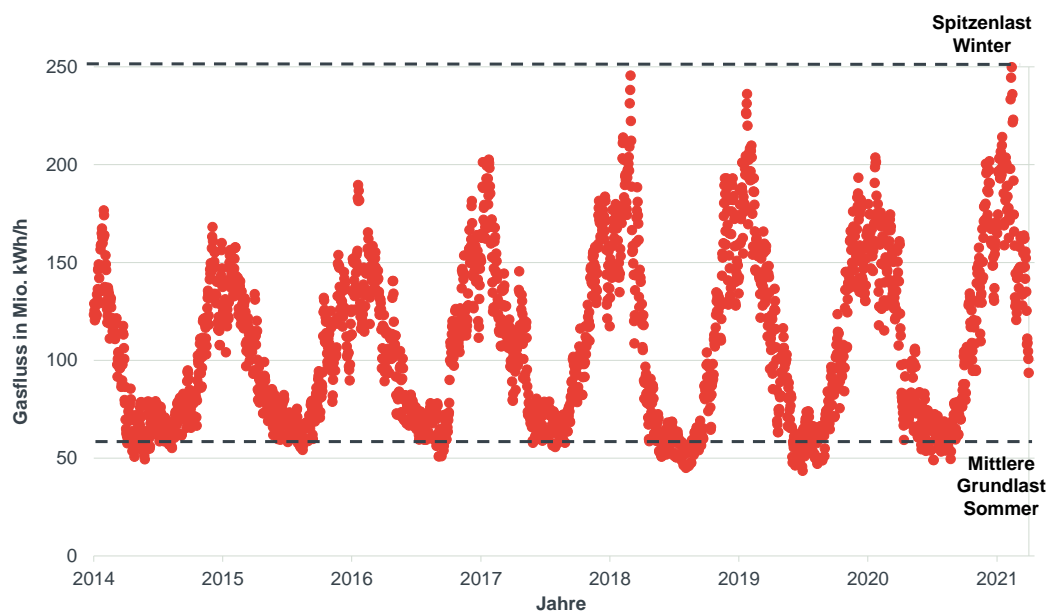
Fast 50 % der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Deutschland werden derzeit direkt aus Erdgas bedient (siehe Kapitel 2.1). Das bestehende Gasnetz versorgt über 9 Mio. Wohngebäude mit rund 20 Mio. Wohnungen, damit wird ein Wärmebedarf von fast 400 TWh jährlich gedeckt. Weitere Wohngebäude mit etwa 2,5 Mio. Wohnungen werden indirekt über die mit Gas erzeugte Fernwärme erreicht.

Entscheidender als die bereitgestellte Energiemenge über das Jahr ist allerdings die Deckung des Energiebedarfs in Verbrauchsspitzen. Der Wärmebedarf ist von erheblicher Saisonalität geprägt, mit einem deutlich höheren Energiebedarf in Wintermonaten im Vergleich zu den Sommermonaten und dem daraus resultierenden hohen Bedarf zur saisonalen Speicherung. Das Gassystem ist seit jeher auf die Saisonalität des Wärmemarktes ausgelegt: So beträgt beispielsweise der gesamte Gasverbrauch im kältesten Monat (Januar oder Februar) schon in durchschnittlichen Jahren etwa das Dreifache des Verbrauchs im wärmsten Monat (Juli oder August). In einer Betrachtung von täglichen Leistungswerten beträgt die

Peak-Last sogar etwa das Vierfache der Off-Peak-Last. Dies beinhaltet auch den vergleichsweise kontinuierlichen Gasverbrauch der Industrie, die saisonale Amplitude des Gasverbrauch für den Wärmemarkt ist entsprechend noch deutlich höher.

Im Rahmen dieser Studie wurde, unter Rückgriff auf gemessene Erdgasflüsse der deutschen Ferngasnetzbetreiber (FNB) von 2014 bis März 2021, eine **maximale zeitgleiche Gaslast von über 250 GW** identifiziert (siehe Abbildung 1). Gemessen wurde die Maximallast am 12. Februar 2021, bei einer bundesweiten Durchschnittstemperatur von minus 7,1 Grad Celsius.

**Abbildung 1 Tägliche innerdeutsche Gasflüsse auf Ferngasnetzebene reflektieren notwendige Auslegung des Gassystems auf Saisonalität des Wärmemarktes**



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

Die Grundlage für die Planung und die Dimensionierung der Gasinfrastruktur bildet zudem ein angenommener Maximalfall („1 in 20 Winter“), bei dem deutlich niedrigere Tagestemperaturen (von -14 °C) zugrunde gelegt werden<sup>1</sup> als die im hier siebenjährigen Betrachtungszeitraum gemessenen Temperaturen. Auf Basis einer linearen Regression der bei verschiedensten Temperaturen gemessenen Gaslast auf eine Auslegungstemperatur von -14°C ergibt sich damit eine **auslegungsrelevante Maximallast von 300 GW**.

<sup>1</sup> Siehe Kooperationsvereinbarung Gas (KoV), Stand 31.03.2020, S. 37.

Unter Abzug der temperaturunabhängigen „Grundlast“ (v. a. für Warmwasser und Prozesswärme in der Industrie) von etwa 60 GW und der Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten in Erdgasheizungen ergibt sich somit eine **Heizleistung von 230 GW, welche die heutige Gasinfrastruktur für den Wärmemarkt zur Verfügung stellt**. Zum Vergleich: Die historische Stromspitzenlast beträgt knapp 80 GW.

# 230 GW

beträgt die Leistung, welche die Gasinfrastruktur heute für den Wärmemarkt zur Verfügung stellt.

**Zukünftig kann das Gassystem auf Wasserstoff umgestellt werden und somit einen wesentlichen Beitrag zur klimaneutralen Wärmeversorgung leisten**

Fossiles Erdgas als Energieträger hat angesichts der Klimaschutzziele keine langfristige Zukunft. Spätestens für das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 kann Erdgas (ohne Abspaltung des CO<sub>2</sub>) keine Rolle mehr spielen.

Eine Alternative für Erdgas besteht neben grünen Derivaten wie Biogas und synthetischem Methan (SNG) in der direkten Nutzung von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff.

Durch den Einsatz von Wasserstoff kann der Beitrag des Gassystems, die hohe und stark saisonale Wärmenachfrage zu bedienen, auch in einer klimaneutralen Welt genutzt werden (siehe Kapitel 2.3 bzw. 3.1):

- Die bestehenden Gasnetze (40.000 km Transport- und 510.000 km Verteilnetz) können auf Wasserstoff umgestellt werden. Die europäischen Gasnetzbetreiber haben hierzu bereits verschiedene Konzepte erarbeitet und erproben Umstellungen von Erdgaspipelines in konkreten Pilotprojekten in der Praxis. Ein Beispielkonzept für die Transportnetzebene ist der „European Hydrogen Backbone“, welcher zu 70 % auf konvertierten Erdgasleitungen basiert, in Deutschland sogar zu 90 %. Des Weiteren erforschen die Verteilnetzbetreiber in verschiedenen Projekten wie Verteilnetze auf 100% Wasserstoff umgestellt werden können. Hier wird allgemein von einer hohen Konvertierungsquote aufgrund der weit verbreiteten Polyethylen-Leitungen ausgegangen.
- In den Bestand gasbasierter Brennwertgeräte können gemäß Heizungsherstellern heute bereits ohne Anpassungsbedarf flexibel mindestens 10 Volumenprozent Wasserstoff beigemischt werden. Die jüngsten Generationen gasbasierter Brennwertgeräte könnten gemäß dieser Angaben 20-30 Volumenprozent Wasserstoffbeimischung ohne signifikante

## Ab 2025

sind Gasheizungen verfügbar, die 100 % „Wasserstoff-ready“ sind.

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.

## Eine umfassende Effizienzanalyse zeigt, dass Wasserstoff in der Heizperiode im Gebäudebestand ähnlich geeignet ist wie alternative Wärmetechnologien

Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt wird allerdings teilweise in Frage gestellt; verschiedene Stakeholder plädieren derzeit dafür, die Wasserstoffnutzung auf die Verbrauchssektoren Industrie und Verkehr zu beschränken. Hierbei steht – neben einer vermeintlichen Knappheit von (lokalen) Wasserstoffpotenzialen – oft das Argument im Vordergrund, dass aus Gründen der Energieeffizienz strombasierte Wärmeanwendungen wie elektrische Wärmepumpen den Anwendungen auf Basis von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff überlegen seien.

Diesbezüglich ist zunächst zu bedenken, dass die Energieeffizienz, also das Verhältnis von aufgewendeter (erneuerbarer) Energie zu Nutzenergie (hier Wärme), allein keine Grundlage für energiepolitische Entscheidungen sein sollte. Denn nicht erneuerbare Energiequellen wie Wind und Sonne sind knapp, sondern die Infrastruktur zu deren Erschließung stellt den Engpass dar. Zudem ist für eine sichere Wärmeversorgung entscheidend, dass die Infrastruktur auch für Phasen sehr hoher Nachfrage während der Heizperiode ausgelegt ist.

Setzt man sich mit der Energieeffizienz bzw. dem Wirkungsgrad verschiedener Heizungstechnologien auseinander, kommt man je nach Sanierungsstand des Gebäudes und je nach Witterungssituation zu unterschiedlichen Ergebnissen. Wir analysieren hierzu den **Gesamtwirkungsgrad der Wärmeversorgung**, also das Verhältnis der Wärmeerzeugung zur erforderlichen Primärenergie unter Berücksichtigung von Energieverlusten durch Energieumwandlung und -transport. Dieser Gesamtwirkungsgrad

- ... ist in **Neubauten oder vollsanierten Altbauten** aufgrund der guten Dämmung und der niedrigen benötigten Vorlauftemperaturen bei elektrischen Wärmepumpen durchgehend höher als bei wasserstoffbasierten Heizungssystemen. Entsprechend wird elektrischen Wärmepumpen zweifelsohne eine sehr wichtige Rolle insbesondere bei der klimaneutralen Wärmeversorgung von Neubauten zukommen;
- ... liegt in **nicht oder nur teilsanierten Altbauten** in Situationen, welche für die Auslegung der Infrastruktur relevant sind, **bei allen betrachteten Heizungssystemen in ähnlicher Größenordnung**. Dies ist auf deutlich sinkende Wirkungsgrade von elektrischen Wärmepumpen bei unzureichender Wärmedämmung und bei kalten Außentemperaturen sowie signifikante Umwandlungsverluste durch saisonale Zwischenspeicherung bei unzureichendem Wind- und Solardargebot in der Heizperiode zurückzuführen.



Dies ist insofern von großer Bedeutung, da

- ... nur 13 % des heutigen Gebäudebestandes als vollsanziert oder Neubau gelten, während rund 36 % der Gebäude als unsaniert und 51 % als teilsaniert gelten;
- ... die Wärmebereitstellung auch in Kälteperioden mit geringem Dargebot erneuerbarer Energien gewährleistet werden muss und die Wärmeinfrastruktur entsprechend auf diese Perioden ausgelegt werden muss.

**87 %** des  
**Gebäudebestandes**

---

ist unsaniert bzw. nur teilweise saniert. Hier weisen H<sub>2</sub>-Heizungen in der Heizperiode **ähnliche Gesamtwirkungsgrade** auf wie andere klimaneutrale Heizungssysteme.

---

**Das Gassystem kann Spitzenlasten im Wärmebereich auffangen, die das Stromsystem bei einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmebedarfs massiv herausfordern würden**

Wie erläutert zeigen Messungen und entsprechende Hochrechnungen, dass die heutige Gasinfrastruktur eine Leistung von 230 GW für den Wärmemarkt zur Verfügung stellt. Gemäß einer Hochrechnung stellt die Heizölinfrastruktur weitere etwa 100 GW Leistung für den Wärmemarkt zur Verfügung (Kapitel 4.1).

Bisher werden nur knapp 5 % des Endenergiebedarfs für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung unmittelbar durch Strom gedeckt. Entsprechend ist das Stromsystem bisher nicht den Anforderungen des Wärmemarktes mit enormen Leistungsspitzen in kalten Wintern ausgesetzt. Eine umfassende Elektrifizierung des Wärmeverbrauchs zur Erreichung von Klimaneutralität (in 2045) würde das Stromsystem entsprechend vor neue Herausforderungen stellen:

**86 bis 124 GW**

---

beträgt die zusätzliche Strom-Spitzenlast im Fall einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmemarktes durch Wärmepumpen – trotz Beschleunigung von Sanierungen. **Die Strom-Spitzenlast (von heute 80 GW) würde sich also mindestens verdoppeln.**

---

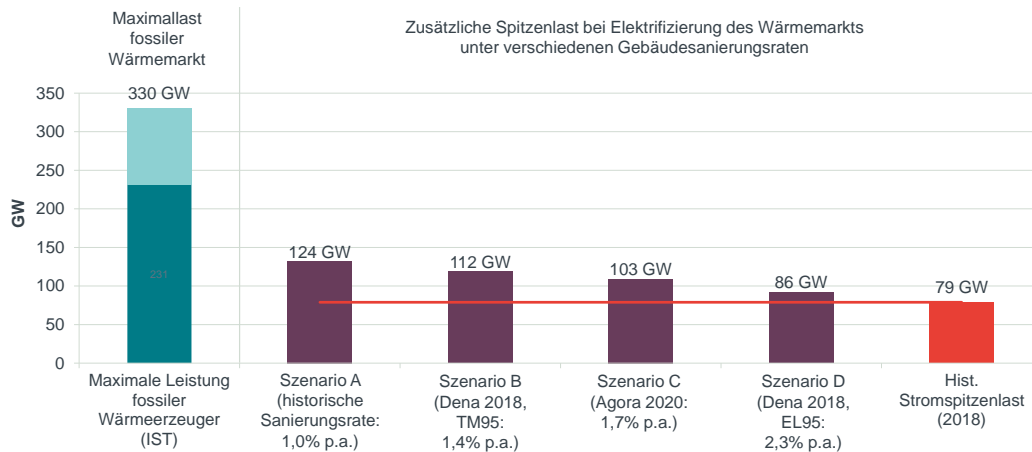
- **Die historische Strom-Spitzenlast von 80 GW würde sich allein durch die zusätzliche Bedienung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs mehr als verdoppeln** (Abbildung 2), wodurch der schon heute bestehende Stromnetzausbaubedarf zusätzlich deutlich ansteige. Dies gilt trotz

- der hohen Wirkungsgrade von elektrischen Wärmepumpen durch die Nutzung von Umgebungswärme, welche allerdings wie erläutert an

besonders kalten Tagen (an denen die Spitzenlast anfällt) deutlich geringer ausfallen als im Jahresmittel;

- angenommener Beschleunigungen von energetischen Sanierungen, durch welche der Heizbedarf gegenüber dem Status Quo erheblich gesenkt wird. Im Fall einer Fortschreibung der historischen jährlichen Sanierungsrate von 1 % bis 2045 ergibt sich eine Erhöhung der Strom-Spitzenlast von 124 GW. Selbst wenn angenommen wird, dass sich die Sanierungsgeschwindigkeit mehr als verdoppeln lässt (auf eine jährliche Sanierungsrate von 2,3 %), kommt es zu mehr als einer Verdopplung der bisherigen Strom-Spitzenlast (zusätzlich 86 GW).
- Zeitgleich gehen im Zuge des **Kern- und Kohleausstiegs** bereits bis zum Jahr 2030 gesicherte Kapazitäten im Umfang von 36 GW (von bisher etwa 100 GW) vom Stromnetz. Des Weiteren wird sich der Bedarf an gesicherter Strom-Leistung und Netzausbau durch die **Elektrifizierung weiterer Sektoren** zusätzlich erhöhen. Allein der Mobilitätssektor könnte langfristig über 20 GW zusätzliche Spitzenlast verursachen.
- Es besteht daher das Risiko, dass das Tempo beim Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten zu langsam ist, um die **perspektivische Versorgungslücke** aufgrund des zunehmenden Bedarfs bei zeitgleich rückläufigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu decken. Dies gilt sowohl im Bereich erneuerbare Energien als auch bei der erforderlichen Infrastruktur der Transport- und Verteilnetze, den Speichermöglichkeiten sowie den gesicherten Kraftwerkskapazitäten.

**Abbildung 2 Umfassende Elektrifizierung des Wärmemarktes führt zu einer starken Zunahme der Strom-Spitzenlast**



Quelle: Frontier Economics basierend auf FNB Gas und Hirvonen und Siren (2017) [sowie Sanierungsraten aus zitierten Studien]

Hinweis: Siehe zu Detaillierungen die Hinweise in Abbildung 19.

## Wasserstoff im Wärmemarkt kann die Systemkosten senken und die Kostenbelastung für einkommensschwache Haushalte reduzieren

Selbst wenn ein rechtzeitiger Ausbau der erforderlichen Stromerzeugungs-, Stromtransport- und Stromverteilungskapazitäten gelänge, ließen sich durch den breiteren Einsatz von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff die Systemkosten der klimaneutralen Energieversorgung senken, wie eine Reihe von deutschen und europäischen Studien der letzten Jahre zeigt. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass durch die direkte Nutzung klimaneutraler Gase wie Wasserstoff in allen Verbrauchssektoren weniger Kraftwerke, Stromspeicher und Stromnetze benötigt werden als in allein bzw. primär auf elektrischen Anwendungen basierenden Versorgungsszenarien. Zudem fallen geringere Anschaffungskosten für neue Heizungssysteme bzw. geringere Sanierungskosten insbesondere in den unsanierten Bestandsgebäuden an.

Dies hat zudem Auswirkungen auf die Sozialverträglichkeit einer klimaneutralen Wärmeversorgung, da Kostenersparnisse durch geringere Heizungsanschaffungskosten und geringere Sanierungskosten insbesondere den einkommensschwachen Haushalten zu Gute kämen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass einkommensschwache Haushalte überproportional in unvollständig sanierten Bestandsgebäuden wohnen und zudem Energiekosten bei diesen Haushalten einen größeren Anteil am Haushaltsbudget ausmachen („Share of Wallet“) (Kapitel 2.5).

**Vor diesem Hintergrund sollte die Option des Einsatzes von Wasserstoff für den Wärmemarkt weiter aufrechterhalten werden.**

## Zudem kann Wasserstoff in sonnen-, wind- und platzreichen Regionen hergestellt und importiert werden

### Ein Import von Wasserstoff hilft der Herausforderung begrenzter inländischer Potenziale von erneuerbaren Energien zu begegnen

Eine Deckung des gesamten zukünftigen Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien erfordert eine erhebliche Erhöhung insbesondere der Produktionsmengen von Strom aus Wind und Photovoltaik, von heute unter 200 TWh um den Faktor 3 bis 10 (je nach Elektrifizierungsgrad). Dies ist durch inländische Standorte kaum (gesellschaftlich akzeptabel) zu leisten.

In anderen Weltregionen – sowohl innerhalb Europas als insbesondere auch außerhalb Europas – bestehen jedoch erhebliche Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Energien, welche den zukünftigen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen. Entsprechend ist auch dem teilweise gegen den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung hervorgebrachten Argument zu widersprechen, Wasserstoff sei knapp. Dies mag in einer zeitlich und regional eingeschränkten Sichtweise gelten. Perspektivisch jedoch können die erheblichen weltweiten Potenziale erneuerbarer Energien durch den Transport von Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivaten für Deutschland und andere Länder nutzbar gemacht werden.

## Durch Wasserstoffimporte können zudem die besseren Wind- und Sonnenbedingungen in anderen Regionen genutzt werden

An sonnen- und/oder windreichen Standorten kann im Vergleich zu Deutschland mit derselben Photovoltaik- bzw. Windkraftanlage eine deutlich größere Menge an erneuerbarem Strom hergestellt werden. Beispielsweise betragen die Volllaststunden einer Photovoltaik-Anlage in Nordafrika bis zu 2.500 h pro Jahr, während in Deutschland im geografischen Mittel 1.060 h und somit deutlich weniger als die Hälfte erreicht werden können. Auch bei Onshore-Windanlagen gibt es ähnlich große Unterschiede.



In sonnenreichen Regionen wie Nordafrika erreichen PV-Anlagen mehr als doppelt so hohe Auslastungen wie in Deutschland. Dieses Potenzial kann durch Wasserstoffimporte nutzbar gemacht werden.

Dies bedeutet: Für die gleiche Menge an erzeugter Wärme müssen in Nordafrika weniger als halb so viele PV- bzw. Windkraftanlagen errichtet werden wie in Deutschland. Dies ist in einem zunehmend auf Wind- und Sonnenenergie basierenden Energiesystem von zentraler Bedeutung, da hier sowohl die Kosten als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht von der zu erzeugenden Energiemenge (in kWh), sondern im Wesentlichen von der zu installierenden Leistung an Windrädern und Solaranlagen (in kW) abhängen.

Bei der Nutzung von Wasserstoff kann auf Basis der vorhandenen Pipelineinfrastruktur somit recht einfach auf erneuerbaren Wasserstoff zurückgegriffen werden, der aus Ländern mit deutlich günstigeren klimatischen Bedingungen importiert wird. Hingegen muss der Strom für elektrische Heizsysteme im Wesentlichen in Deutschland und maximal umliegenden Ländern erzeugt werden, mit entsprechend geringeren Anlagenauslastungen.

# 1 EINLEITUNG

Der Wärmemarkt spielt aufgrund seiner Größe eine wichtige Rolle auf dem Weg zu Klimaneutralität. Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase sind ein wesentlicher Baustein, um die Klimaziele insgesamt zu erreichen und können einen Beitrag zur Klimaneutralität im Wärmemarkt leisten.

Während der Einsatz von Wasserstoff insbesondere als Rohmaterial („*Feedstock*“) in der Industrie und als Energieträger in Teilen des Verkehrssektors als gesetzt gilt, wird seine Anwendung im Wärmemarkt von verschiedenen Akteuren kritisch gesehen. Die Argumentation für einen gezielten sektorspezifischen Einsatz von Wasserstoff beruht im Wesentlichen darauf, dass

- Wasserstoff ein knappes Gut sei und daher nur in den Sektoren zur Anwendung kommen sollte, in denen keine alternativen Dekarbonisierungsoptionen vorhanden sind („hard-to-abate-Sektoren“); und
- die Emissionen im Wärmemarkt effizienter durch die Umstellung auf elektrische Wärmetechnologien in Kombination mit umfassenden Energieeffizienzmaßnahmen reduziert werden können.

Eine frühzeitige und einseitige Festlegung auf einzelne Sektoren und Technologien ist jedoch aus verschiedenen Gründen nicht sinnvoll und birgt das Risiko, dass Klimaneutralität im Wärmemarkt nicht oder nur mit unnötig hohen volkswirtschaftlichen Kosten erreicht wird. In dieser Studie

- fassen wir wesentliche Gründe zusammen, warum der Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt Berücksichtigung finden sollte (Kapitel 2);
- führen wir aus, dass eine Betrachtung des häufig als Argument gegen Wasserstoff im Wärmemarkt angeführten durchschnittlichen Wirkungsgrads zu kurz greift. Stattdessen berechnen wir den Gesamtwirkungsgrad verschiedener Wärmetechnologien entlang der Prozesskette für verschiedene klimatische Situationen und Gebäudezustände (Alt- vs. Neubau) und zeigen, dass wasserstoffbasierte Heizungssysteme in unvollständig sanierten Altbauten – welche den Großteil des heutigen Gebäudebestandes ausmachen – bei kalten Außentemperaturen vergleichbare Gesamtwirkungsgrade aufweisen wie z. B. elektrische Wärmepumpen (Kapitel 3);
- leiten wir auf der Basis real gemessener Gasflussdaten her, dass eine umfassende Elektrifizierung des heutigen gas- und ölbasierten Anteils des Wärmemarktes die Stromspitzenlast im Vergleich zu heute mehr als verdoppeln würde. Die Erzeugungs- und Transportinfrastruktur in einem zukünftigen Stromsystem basierend auf 100 % erneuerbaren Energien ist so auszulegen, dass die zusätzliche Spitzenlast aus dem Wärmemarkt abgedeckt werden kann. Ein massiver Ausbau der Strominfrastruktur könnte jedoch vermieden werden, wenn stattdessen auch der zukünftige Wärmemarkt auf die vorhandene Infrastruktur des Gassystems zurückgreift (Kapitel 4).

## 2 HINTERGRUND – WASSERSTOFF IST WICHTIGER BAUSTEIN UM HERAUSFORDERUNGEN BEI DER DEKARBONISIERUNG DES WÄRMEMARKTES ZU MEISTERN

In diesem Kapitel führen wir aus, welche zentralen Argumente für eine wichtige Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des Wärmemarkts sprechen. Diese Argumente beruhen auf den grundlegenden Eigenschaften des zukünftigen auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems sowie den spezifischen Anforderungen des Wärmemarktes an das Energiesystem und wurden bereits in früheren Studien zu dem Thema dargelegt.<sup>2</sup> In den folgenden Abschnitten fassen wir die Ergebnisse dieser Studien zusammen, die zum Schluss führen, dass

- die Erreichung der Klimaziele im Wärmemarkt kurzfristig und absehbar einen technologieoffenen Ansatz erfordert (Abschnitt 2.1);
- das Stromsystem für eine umfassende Elektrifizierung des Wärmebedarfs aktuell nicht ausgelegt ist (Abschnitt 2.2);
- Wasserstoff aus globaler Sicht kein knappes Gut ist und erneuerbare Energien transportier- und speicherbar macht (Abschnitt 2.3 und 2.4); sowie
- die Nutzung von Wasserstoff zu geringeren und sozial verträglicheren Gesamtkosten der Dekarbonisierung führt (Abschnitt 2.5).

### 2.1 Klimaziele – Die Erreichung der Klimaziele im Wärmemarkt erfordert einen möglichst breiten, technologieoffenen Ansatz

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.<sup>3</sup> Er umfasst verschiedene Anwendungsbereiche und sorgt für die Bereitstellung von

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

<sup>2</sup> Siehe z. B. Frontier Economics (2021a), „Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt, Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions“, April 2021; und Frontier Economics (2021b), „Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors“, Studie für den DVGW, Juni 2021.

<sup>3</sup> BMWi (2021a).

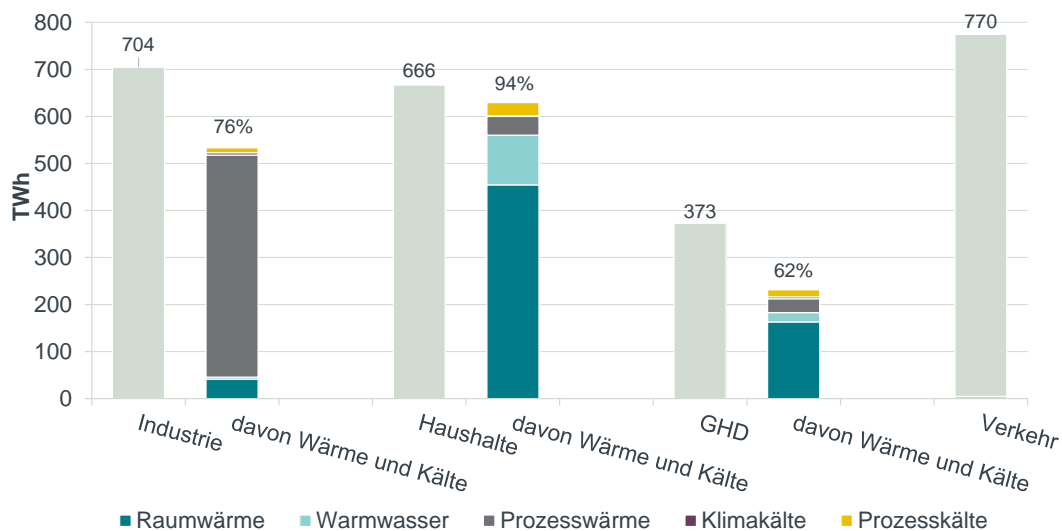


in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), und Industrie (Abbildung 3).

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. außertemperaturabhängigen 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 Industrie<sup>4</sup> als „Wärmemarkt“. Der relevante Wärmemarkt nach dieser Abgrenzung umfasste damit im Jahr 2019 einen Endenergieverbrauch von etwa 836 TWh.<sup>5</sup>

**Abbildung 3 Endenergieverbrauch nach Sektoren und der jeweilige Anteil des Wärmemarktes (2019)**



Quelle: Frontier Economics (2021b) basierend auf AG Energiebilanzen

Für den Wärmemarkt stehen auf dem Weg zur Klimaneutralität verschiedene alternative Optionen zur Verfügung, die wir in diesem Bericht näher betrachten werden. So können die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Bereich gesenkt werden durch z. B.:

<sup>4</sup> 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 mit berücksichtigen (Kapitel 4). Für den Effizienzvergleich alternativer Wärmetechnologien fokussieren wir uns dahingegen auf die Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser (Kapitel 3).

<sup>5</sup> 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.

- 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.

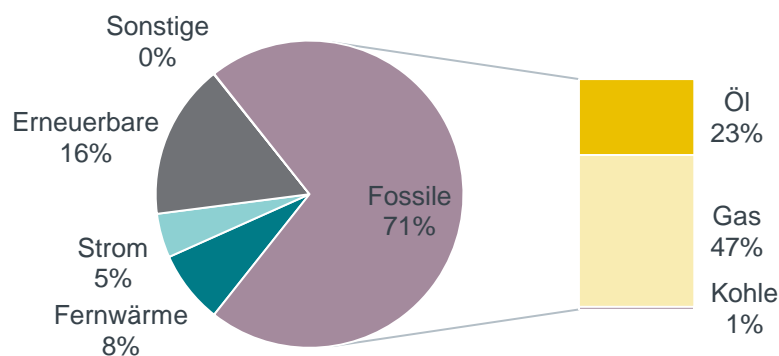
### Fossile Energieträger spielen im heutigen Wärmemarkt die zentrale Rolle

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 (Abbildung 4). 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.<sup>6</sup> Zusätzlich erreicht Gas indirekt über die Fernwärme weitere 0,5 Mio. 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 4** Anteile der Endenergieträger 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.

<sup>6</sup> BDEW (2019), S. 23.



## Der Wärmemarkt muss in den nächsten Jahren ambitionierte Klimaziele erreichen

Die EU verfolgt ambitionierte Klimaziele, nach denen die EU-weiten CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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.<sup>7</sup>

Dem Wärmemarkt kommt eine wichtige Rolle bei der Erreichung der Klimaziele zu. Ca. 14 bis 25 % der deutschen CO<sub>2</sub>-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.<sup>8</sup>

Die aktuellen Klimaziele der Bundesregierung für den Gebäudesektor sehen vor, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 auf 67 Mio. t zu senken (im Vergleich zu 118 Mio. t im Jahr 2020).<sup>9</sup> 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 CO<sub>2</sub>-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.

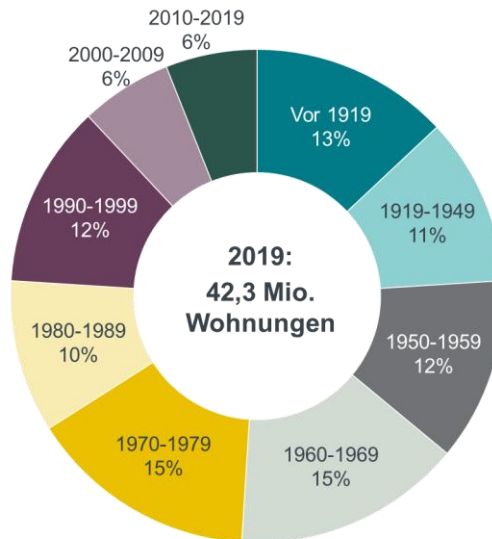
## Der Gebäudebestand ist sehr heterogen und es bestehen erhebliche Hürden zur Erreichung der erforderlichen Sanierungsraten

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 5).

<sup>7</sup> Bundesregierung (2021),

<sup>8</sup> Bundesregierung (2019), S. 50.

<sup>9</sup> Bundesregierung (2021).

**Abbildung 5 Anteil der Wohnungen nach Baujahr**

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

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 vollsanziert oder Neubau. Rund 36 % der Gebäude werden dagegen als unsaniert eingestuft und gut die Hälfte als teilsaniert.<sup>10</sup> Typische Sanierungsmaßnahmen 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.<sup>11</sup>

Zur Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor setzt die Bundesregierung bislang vorrangig auf eine Steigerung der Energieeffizienz durch umfassende energetische Gebäudesanierungen.<sup>12</sup> 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.<sup>13</sup> 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

<sup>10</sup> Umweltbundesamt (2019a), S. 76.

<sup>11</sup> BDEW (2021), S. 22.

<sup>12</sup> Es existiert keine einheitliche Definition von Sanierungsgrad und -tiefe. Laut Umweltbundesamt gilt ein Gebäude als vollsanziert, 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 (2019a), S. 67.

<sup>13</sup> DIW (2019).

demnach die Erreichung von Klimaneutralität im Gebäudesektor „Jahrhunderte dauern“.<sup>14</sup>

Eine Verdopplung der Sanierungsrate erscheint angebotsseitig fraglich – u. a. aufgrund der bereits heute sehr hohen Auslastung der Handwerkerbetriebe<sup>15</sup> und des aktuell und zukünftig bestehenden Fachkräftemangels.<sup>16</sup> 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 Eigentümer<sup>17</sup> häufig dazu, dass sich Eigentümer gegen eine Investition in Sanierungsmaßnahmen entscheiden, obwohl diese aus ökonomischer Perspektive langfristig lohnend wären.



„Bei gleichbleibender Sanierungsgeschwindigkeit würde die Erreichung von Klimaneutralität im Gebäudesektor Jahrhunderte dauern.“

EU Kommission

### Zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele ist ein Technologiemix im Wärmemarkt sinnvoll

Die Heterogenität des Gebäudebestands, die hohe Marktdurchdringung von gas- und ölbasierten Heizsystemen, die Herausforderungen bei der energetischen Gebäudesanierung sowie die verbleibende Zeit zur Erreichung der Klimaneutralität führen zu dem Schluss, dass eine Fokussierung der Emissionsreduktion im Gebäudesektor auf Energieeffizienzmaßnahmen und einzelne strombasierte Technologien wie elektrische Wärmepumpen aus klimapolitischer, ökonomischer und zeitlicher Sicht nicht sinnvoll ist.

Vielmehr erlaubt ein technologieoffener Ansatz, differenzierte Lösungen für die verschiedenen Gebäudetypen und die lokalen Gegebenheiten zu berücksichtigen.. Die Nutzung von gasbasierten Heiztechnologien auf Basis von Wasserstoff stellt dabei eine sinnvolle Ergänzung des Technologiemix dar. In den folgenden Abschnitten gehen wir auf weitere Gründe ein, die für die Berücksichtigung von Wasserstoff im Wärmemarkt sprechen:

- die begrenzten Potenziale für zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland (Abschnitt 2.2);
- die mangelnde Import- und Transportkapazität von Strom in der erforderlichen Größenordnung (Abschnitt 2.3); sowie

<sup>14</sup> 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.“

<sup>15</sup> 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 %). Siehe ZDH (2020).

<sup>16</sup> 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. Siehe ZDH (2019), Ausbildungs- und Weiterbildungsstatistik im Handwerk 1990 – 2019.

<sup>17</sup> 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.

- die fehlenden saisonalen Speichermöglichkeiten für Strom, um die Wärmenachfrage zu bedienen (Abschnitt 2.4).

## 2.2 Stromsystem – Die Stromerzeugungs- und Transportinfrastruktur ist nicht auf eine umfassende Elektrifizierung des Energieverbrauchs ausgelegt

Die erwartete Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien droht mit dem zukünftigen Strombedarf nicht mitzuhalten

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland betrug im Jahr 2020 etwa 250 TWh und damit rund 45 % des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs.<sup>18</sup> Laut Klimaschutzprogramm der Bundesregierung soll die EE-Stromerzeugung bis 2030 auf knapp 380 TWh steigen (Abbildung 6). Das bedeutet eine Steigerung der Erzeugung von 50 % gegenüber 2020, insbesondere getrieben durch den Ausbau der Windkraft auf See (+50 TWh gegenüber 2020), der Photovoltaik und der Windkraft an Land (je +40 TWh gegenüber 2020).<sup>19</sup>

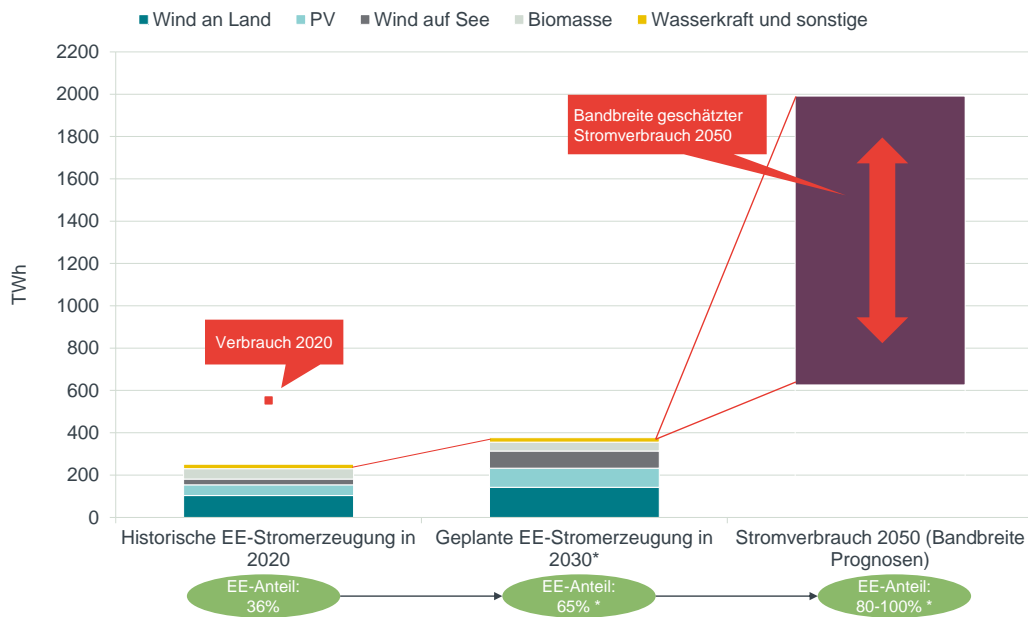
Bei gleichbleibendem Stromverbrauch würde damit das Ziel der Bundesregierung erreicht, bis 2030 den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 65 % zu steigern.

Die Schätzungen für den zukünftigen Strombedarf in 2030 gehen jedoch mehrheitlich davon aus, dass der Strombedarf in Zukunft deutlich zunehmen wird, insbesondere getrieben durch die Elektrifizierung von Anwendungen in den Sektoren Mobilität und Wärme. Im Jahr 2050 könnte laut Prognosen der Strombedarf mehr als das Dreifache des heutigen Bedarfs betragen (im Extremfall mit maximaler Elektrifizierung fast 2000 TWh/Jahr) (Abbildung 6). Im Vergleich zur heutigen Stromproduktion aus Windkraft und Photovoltaik müssten sich die Stromerzeugungsmengen bis 2050 vervielfachen (um den Faktor 3 bis 10), um das Ziel der Klimaneutralität im Stromsektor im Jahr 2050 zu erreichen.

<sup>18</sup> BMWi (2021a)

<sup>19</sup> Bundesregierung (2019)

**Abbildung 6 Geplante Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zukünftige Stromverbrauchsprognosen**



Quelle: Frontier Economics basierend auf BMWi (2021a) und verschiedenen Studien zur Prognose des Stromverbrauchs.

Hinweis: Das untere Ende der Bandbreite des geschätzten Stromverbrauchs ergibt sich aus Prognos & Boston Consulting Group (2018) mit 626 TWh in 2050 in einem 95%-Klimapfad. Das obere Ende ist abgeleitet aus Enervis (2017) mit 1.991 TWh in 2050 in einem Szenario mit maximaler Elektrifizierung. Die aktuellsten Langfristszenarien für die Bundesregierung gehen von einem Strombedarf in 2050 zwischen 800 und 1000 TWh aus (Fraunhofer ISI et al. (2021)).

Der erforderlichen starken Zunahme an EE-Stromerzeugung stehen jedoch eine Reihe von zentralen Herausforderungen entgegen:

- Die **Potenziale für den Zubau an EE-Produktionsanlagen** sind insbesondere an Land aufgrund der limitierten Flächen stark begrenzt: So liegt bereits heute der Zubau von Windkraftanlagen an Land weit hinter den gesteckten Ausbauzielen der Bundesregierung.
- Ein massiver **Ausbau der Stromnetzinfrastruktur** wäre erforderlich, um den zukünftig produzierten EE-Strom (beispielsweise aus Offshore-Windparks) in die Verbrauchszentren zu transportieren. Bereits heute kommt es beim Ausbau der großen Stromtrassen zu langen Verzögerungen und hohen Kostensteigerungen.
- Die **gesellschaftliche Akzeptanz** in Deutschland für den Zubau von EE-Erzeugungsanlagen und den Ausbau der Übertragungsnetze ist häufig sehr gering. Die erforderliche und rechtzeitige Erweiterung der deutschen EE-Stromerzeugung und Stromnetzinfrastruktur erscheint vor diesem Hintergrund als nur schwer realisierbar.
- Aufgrund des beschlossenen **Atom- und Kohleausstiegs** müssten erneuerbare Energien bereits in den nächsten Jahren weite Teile der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland ersetzen. Die nicht ständig verfügbaren erneuerbaren Energien sind jedoch nur sehr eingeschränkt in der Lage grundlastfähige Stromerzeugungsleistung bereit zu stellen. Um eine jederzeit sichere Stromversorgung zu gewährleisten, werden daher in großem

Umfang flexible Kraftwerkskapazitäten, z. B. auf Basis von klimaneutralen Gasen, als Back-up erforderlich sein.

- Die **Saisonalität der Energienachfrage** mit einer hohen Zunahme der Nachfrage aus dem Wärmemarkt in den Wintermonaten wird durch das Profil der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik nicht abgebildet, im Fall von Photovoltaik ist das Profil sogar klar gegenläufig, d.h. während der Heizperiode im Winter ist die Einspeisung aus PV aufgrund geringerer Sonneneinstrahlung systematisch geringer. Zudem fehlt es an großvolumigen saisonalen Speichermöglichkeiten für elektrische Energie.

Diese Herausforderungen zeigen, dass das Stromsystem absehbar nicht auf eine umfassende Elektrifizierung aller Verbrauchssektoren ausgelegt ist. Durch eine Kombination mit alternativen Technologieoptionen können die Risiken für die Versorgungssicherheit und das Verfehlen der Klimaziele gesenkt werden.

### Deutschland wird auch zukünftig auf Energieimporte angewiesen sein

Deutschland wird weiterhin, auch mittel- bis langfristig, auf Energieimporte angewiesen sein, um den erwarteten Energiebedarf zu decken. Die Potenziale für den Import von Strom sind dabei sehr begrenzt. Die deutschen Stromimportkapazitäten betragen aktuell ca. 25 GW<sup>20</sup> – das ist nur ein Bruchteil der bestehenden deutschen Gasimportkapazitäten von ca. 350 GW.<sup>21</sup> Zudem kann Deutschland insbesondere in Phasen mit einer saisonal hohen Nachfrage nach Strom, z. B. an einem kalten, dunklen Wintertag, nicht damit rechnen, dass „CO<sub>2</sub>-freie“ Stromimporte aus Nachbarländern zuverlässig zur Verfügung stehen.

## 2.3 Globaler Markt – Wasserstoff ist aus globaler Sicht reichlich verfügbar und kann anders als Strom über weite Strecken transportiert werden

### Weltweit gibt es umfassende Potenziale für die Produktion und den Export von klimaneutralem Wasserstoff

Die deutsche Wasserstoffstrategie enthält Zielvorgaben für den Ausbau von Elektrolyseurkapazitäten in Deutschland im Umfang von 5 GW bis 2030 auf 10 GW bis 2035 bzw. 2040.<sup>22</sup> Dies entspricht einer deutschen Wasserstoff-Erzeugung von etwa 14 TWh im Jahr 2030, im Vergleich zu einer erwarteten Wasserstoffnachfrage in Höhe von 90 - 110 TWh.<sup>23</sup> **Aufgrund der in Deutschland (aber auch in Europa) begrenzten Standortpotenziale zur Erzeugung von erneuerbarem Strom ist damit absehbar, dass Wasserstoffimporte notwendig sein werden um den zukünftigen Bedarf zu decken.**

Mittelfristig wird sich ein **globaler Wasserstoffmarkt** entwickeln. Dafür sprechen zwei zentrale Argumente:

<sup>20</sup> ENTSO-E & ENTSO-G (2018)

<sup>21</sup> ENTSO-G Transmission Capacity Map 2019, <https://www.entsog.eu/maps>.

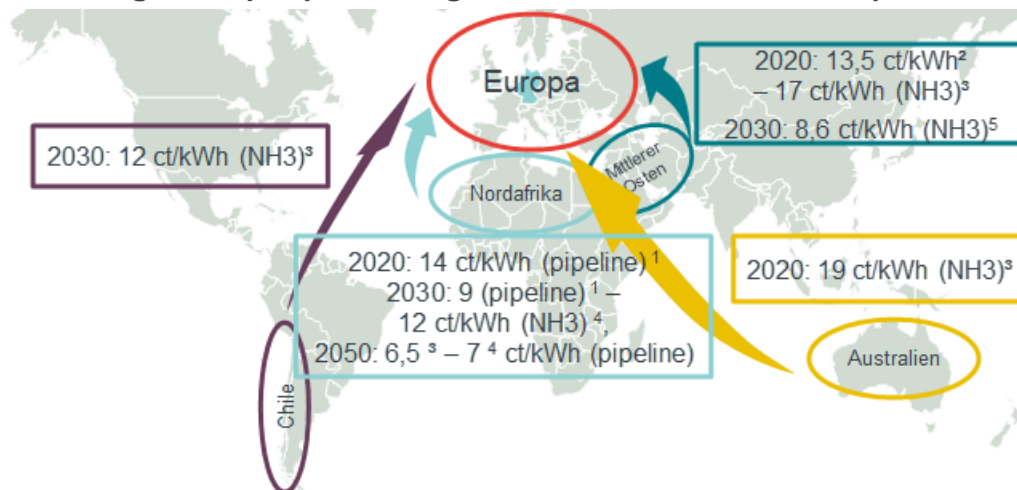
<sup>22</sup> Bundesregierung (2020), S. 2.

<sup>23</sup> Bundesregierung (2020), S. 2.



- **Weltweit gibt es große Potenziale für die Herstellung von klimaneutralem Wasserstoff.** So verfügen zahlreiche Länder außerhalb der EU wie z. B. Schottland, Norwegen, Ukraine, Marokko, die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE), Chile oder Australien, über attraktive Standortbedingungen,<sup>24</sup> um grünen Wasserstoff aus Windkraft, Photovoltaik oder einer Kombination aus beidem herzustellen, der über den eigenen Energiebedarf hinausgeht. Traditionelle Erdgasproduzenten wie Norwegen oder Russland setzen zudem darauf, zukünftig blauen oder türkisen Wasserstoff herzustellen und zu exportieren.<sup>25</sup> Inwiefern diese Potenziale zukünftig realisiert werden, hängt im Wesentlichen davon ab, ob ausreichende Anreize für Investitionen in die erforderlichen Erzeugungs- und Konvertierungs- und Transportkapazitäten in den jeweiligen Ländern geschaffen werden.
- **Der Import von Wasserstoff nach Deutschland und Europa ist mittelfristig eine wirtschaftliche Option.** Die attraktiveren Standortbedingungen weltweit führen zu geringeren Gestehungskosten für die Herstellung von Wasserstoff im Vergleich zu einer Produktion in Deutschland. Werden die anfallenden Transportkosten hinzugerechnet, ergibt sich ein Preisniveau für Wasserstoffimporte nach Deutschland, das in 2030 bei 9 bis 12 ct/kWh (ca. 3 - 4 €/kg) liegt (Abbildung 7). Im Vergleich dazu liegen die aktuellen Gestehungskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland im Mittel zwischen ca. 10 bis 15 ct/kWh (ca. 3,3 - 5 €/kg), wobei das untere Ende der Bandbreite nur bei einer umfassenden Befreiung von regulatorischen Kostentreibern (z. B. Netzentgelte, Steuern und Abgaben auf den Strombezug) erreicht werden kann.<sup>26</sup>

**Abbildung 7 Importpreise für grünen Wasserstoff nach Europa**



Quelle: Frontier Economics (2021b) basierend auf <sup>1</sup> Leiblein et al. (2021), <sup>2</sup> Frontier Economics et al. (2018), <sup>3</sup> Guidehouse & Tractebel Impact (2020), <sup>4</sup> Frontier Economics et al. (2018) sowie IEA (2019), <sup>5</sup> Hydrogen Council (2020).

<sup>24</sup> Dazu zählen u. a. die klimatischen Bedingungen und die Flächen- und Wasserverfügbarkeit.

<sup>25</sup> Siehe z. B. Frontier Economics & IAEW (2019). Zudem könnten einzelne Länder darauf setzen, Wasserstoff mittels Elektrolyse auf Basis von Atomstrom herzustellen.

<sup>26</sup> Frontier Economics (2021b).

### Ein Import von Wasserstoff hilft der Herausforderung begrenzter inländischer Potenziale von erneuerbaren Energien zu begegnen

Eine Deckung des gesamten zukünftigen Energiebedarfs Deutschlands durch erneuerbare Energien erfordert eine erhebliche Erhöhung insbesondere der Produktionsmengen von Strom aus Wind und Photovoltaik, von heute unter 200 TWh um den Faktor 3 bis 10 (je nach Elektrifizierungsgrad). Dies ist durch inländische Standorte kaum (gesellschaftlich akzeptabel) zu leisten.

In anderen Weltregionen – sowohl innerhalb Europas als insbesondere auch außerhalb Europas – bestehen jedoch erhebliche Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Energien, welche den zukünftigen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen. Entsprechend ist auch dem teilweise gegen den Einsatz von Wasserstoff zur Wärmeerzeugung hervorgebrachten Argument zu widersprechen, Wasserstoff sei knapp. Dies mag in einer zeitlich und regional eingeschränkten Sichtweise gelten. Perspektivisch jedoch können die erheblichen weltweiten Potenziale erneuerbarer Energien durch den Transport von Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivaten für Deutschland und andere Länder nutzbar gemacht werden.

### Durch Wasserstoffimporte können die besseren Wind- und Sonnenbedingungen in anderen Regionen genutzt werden

An sonnen- und/oder windreichen Standorten kann im Vergleich zu Deutschland mit derselben Photovoltaik- bzw. Windkraftanlage eine deutlich größere Menge an erneuerbarem Strom hergestellt werden. Beispielsweise betragen die Volllaststunden einer Photovoltaik-Anlage in Nordafrika bis zu 2.500 h pro Jahr, während in Deutschland im geografischen Mittel 1.060 h und somit deutlich weniger als die Hälfte erreicht werden können. Auch bei Onshore-Windanlagen gibt es ähnlich große Unterschiede.

Dies bedeutet: Für die gleiche Menge an erzeugter Wärme müssen in Nordafrika weniger als halb so viele PV- bzw. Windkraftanlagen errichtet werden wie in Deutschland. Dies ist in einem zunehmend auf Wind- und Sonnenenergie basierenden Energiesystem von zentraler Bedeutung, da hier sowohl die Kosten als auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht von der zu erzeugenden Energiemenge (in kWh), sondern im Wesentlichen von der zu installierenden Leistung an Windrädern und Solaranlagen (in kW) abhängen.

Bei der Nutzung von Wasserstoff kann somit auf erneuerbaren Wasserstoff zurückgegriffen werden, der aus Ländern mit deutlich günstigeren klimatischen Bedingungen importiert wird. Hingegen muss der Strom für elektrische Heizsysteme im Wesentlichen in Deutschland und maximal umliegenden Ländern erzeugt werden, mit entsprechend geringeren Anlagenauslastungen.

### Das bestehende Gasnetz ist mit dem Transport von Wasserstoff kompatibel

Neben umfangreichen Gasimportkapazitäten und Gasspeichern verfügt Deutschland über gut ausgebaute Gasübertragungs- und Verteilnetze. Diese könnten zukünftig für den Import und Weitertransport von klimaneutralem



Wasserstoff oder anderen klimaneutralen Gasen genutzt werden. Dies kann z. B. erreicht werden durch:

- Umstellung von Gasleitungen auf reinen Wasserstofftransport,
- Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischem Methan (synthetic natural gas, SNG), oder
- Beimischung von Wasserstoff in das vorhandene Erdgasnetz.

Die europäischen Gasnetzbetreiber haben hierzu bereits verschiedene Konzepte erarbeitet und erproben Umstellungen von Erdgaspipelines in konkreten Pilotprojekten in der Praxis. Ein Beispielkonzept für die Transportnetzebene ist der „European Hydrogen Backbone“, welcher zu 70 % auf konvertierten Erdgasleitungen basiert, in Deutschland sogar zu 90 %.<sup>27</sup> Des Weiteren erforschen die Verteilnetzbetreiber in verschiedenen Projekten wie Verteilnetze auf 100% Wasserstoff umgestellt werden können. Hier wird allgemein von einer hohen Konvertierungsquote aufgrund der weit verbreiteten Polyethylen-Leitungen ausgegangen.

Darüber hinaus kann Wasserstoff aus Ländern, die über keine Pipeline-Anbindung nach Deutschland und Europa verfügen, in Form von flüssigem Wasserstoff oder Derivaten wie Ammoniak oder Methanol (so genannte Power-to-Liquids) über den Seefahrtsweg importiert werden.

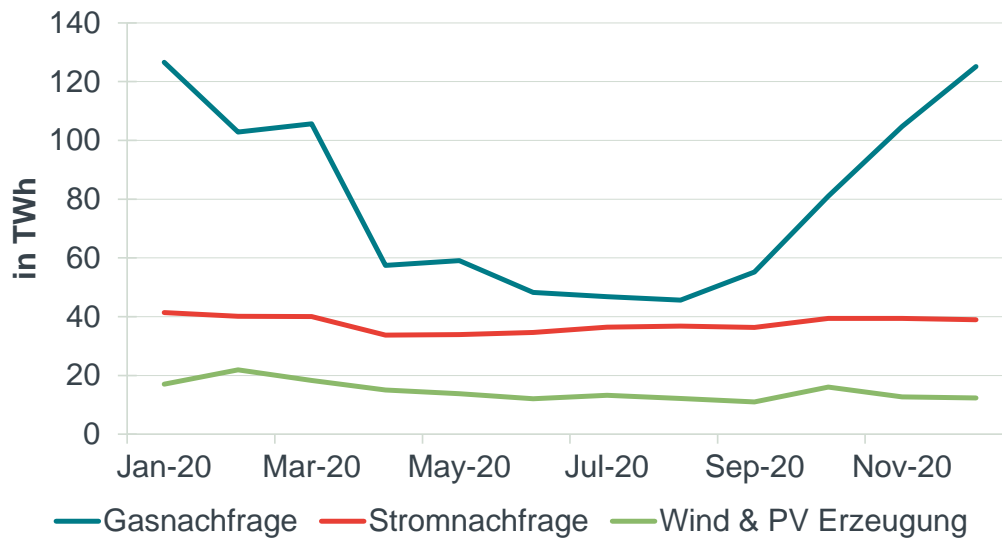
## 2.4 Speicherbarkeit – Durch Wasserstoff kann erneuerbare Energie saisonal gespeichert werden

Aufgrund der jahreszeitabhängig schwankenden Nachfrage im Wärmemarkt ist der Endenergieverbrauch durch eine hohe Differenz zwischen Sommer und Winter gekennzeichnet. (Abbildung 8).

- Die **Saisonalität der Wärmenachfrage** spiegelt sich deutlich in der monatlichen Erdgasnachfrage wider, die im Jahr 2020 in der vergleichsweise milden Winterspitze etwa 130 TWh/Monat betrug, im Sommer jedoch knapp unter 50 TWh/Monat fiel.<sup>28</sup>
- Demgegenüber ist die **aktuelle monatliche Stromnachfrage** über das Jahr gesehen relativ konstant bei etwa 40 TWh/Monat.
- Die **monatliche Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik** im Jahr 2020 schwankte witterungsbedingt zwischen 12 und 22 TWh/Monat.

<sup>27</sup> Siehe Gas for Climate (2020) und Gas for Climate (2021).

<sup>28</sup> Neben Erdgas tragen andere fossile Energieträger wie Heizöl zur saisonalen Nachfrage im Wärmemarkt bei. Alle fossilen Energieträger müssten perspektivisch durch klimaneutrale Energieformen ersetzt werden.

**Abbildung 8** Monatlicher Strom- und Gasverbrauch versus Stromerzeugung aus Wind und PV (2020)

Quelle: Frontier Economics basierend auf Eurostat, Destatis und Fraunhofer ISE.

Um bei einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmemarktes die temperaturgetriebene hohe Winternachfrage abzudecken, ist es notwendig, elektrische Energie in größeren Mengen und über einen längeren Zeitraum zwischenzuspeichern. Batterien sind dabei zur saisonalen Speicherung großer Mengen an Strom trotz verbesserter Batterietechnologie auch zukünftig aller Voraussicht nach ungeeignet.

Allerdings ist eine umfangreiche Zwischenspeicherung von Strom perspektivisch dadurch möglich, dass in Zeiten geringer Nachfrage (bzw. hoher Stromproduktion) Strom in Wasserstoff umgewandelt wird, der z. B. in vorhandenen Gasspeichern gespeichert werden kann. In Zeiten hoher Stromnachfrage (bzw. geringer Stromproduktion) kann der Wasserstoff dann direkt in die Anwendung gebracht (z. B. im saisonalen Wärmemarkt) oder zurück verstromt werden. Die bestehende Gasspeicherinfrastruktur ist dabei bereits auf die Zwischenspeicherung großer Energiemengen zur Bedienung der saisonalen Wärmenachfrage ausgelegt. So betragen die deutschen Gasspeicherkapazitäten ca. 260 TWh – die vorhandenen Stromspeicherkapazitäten mit 0,04 TWh dagegen nur einen Bruchteil dessen.<sup>29</sup> Aktuell ist abgesehen von der chemischen Speicherung in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten keine andere entwickelte Technologie verfügbar, die entsprechend große Energiemengen über die erforderlichen Zeiträume speichern kann.

<sup>29</sup> Gas Infrastructure Europe - AGSI+ Aggregated Gas Storage Inventory und Geth et al. (2015).

## 2.5 Systemkosten – Durch die Nutzung von Wasserstoff können Klimaziele zu geringeren Gesamtkosten und sozial verträglich erreicht werden

Ein wichtiger Aspekt, der bei der Betrachtung einzelner Technologieoptionen oft nicht ausreichend berücksichtigt wird, ist die Frage, mit welchen Kosten für das gesamte Energiesystem bei der Umstellung auf Klimaneutralität zu rechnen ist.

### Der Einsatz klimaneutraler Gase führt zu Kostenvorteilen aus Gesamtsystemsicht im Jahr 2050

Eine Reihe von deutschen und europäischen Studien hat sich in den letzten Jahren damit beschäftigt, welche **Gesamtsystemkosten** in einem **Szenario mit einem hohen Elektrifizierungsgrad** (d. h. **ohne** eine substanzielle Rolle für Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase) im Vergleich zu einem **Szenario mit einem geringerem Elektrifizierungsgrad** (d. h. **mit** einer substanziellen Rolle für Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase) entstehen.

Die Mehrzahl der Studien stellt fest, dass der Einsatz von Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen langfristig zu Kostenvorteilen gegenüber einem „All-Electric“-Szenario führt.<sup>30</sup> Dies liegt insbesondere an Kosteneinsparungen in den folgenden Bereichen:

- **Stromnetze** – Die (Weiter-) Nutzung bestehender Gasnetze und Gasspeicher reduziert die Kosten für den Stromnetzausbau;
- **Kraftwerkspark** – Durch den Einsatz von klimaneutralen Gasen ist eine geringere Dimensionierung des Kraftwerksparks bzw. von Stromspeichern erforderlich;
- **Heizungssysteme** – Die Nutzung gasbasierter Heizungen führt zu geringeren Anschaffungskosten für neue Heizungssysteme bzw. geringere Sanierungskosten insbesondere in bisher unsanierten Altbauten.

### Wasserstoff im Wärmemarkt kann die Kostenbelastung für einkommensschwache Haushalte reduzieren

Neben der Frage, mithilfe welcher Technologien die Dekarbonisierung des Wärmemarktes insgesamt zu möglichst geringen Gesamtkosten umgesetzt werden kann, ist vor dem Hintergrund der Sozialverträglichkeit auch die Frage der Kostenbelastung der Haushalte relevant. Erste Analysen untersuchen diese Frage am Beispiel der Stadt Essen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass sich der relative Anteil der Heizkosten im Budget der Haushalte („Share of Wallet“) in einem Szenario reiner „Elektrifizierung mit Wärmepumpen“ gegenüber dem Status Quo von 2,3 % auf 4,6 % verdoppeln würde.<sup>31</sup> In einem Szenario unter Verwendung von „grünen Gasen“ wie Wasserstoff läge der Heizkostenanteil am

<sup>30</sup> z. B. Frontier Economics et al. (2017), Dena (2018) für Deutschland und Frontier Economics & IAEW (2019) für die EU.

<sup>31</sup> E.ON (2021).

Haushaltsbudget bei 3,5 % und damit etwa 30 % niedriger als in einem reinen Elektrifizierungsszenario. Der Anstieg der Heizkosten würde sich zudem überproportional auf einkommensschwache Haushalte auswirken, da hier die Energiekosten einen größeren Anteil am Haushaltsbudget ausmachen. Darüber hinaus sind die spezifischen Kosten des Einbaus von elektrischen Wärmepumpen in Einfamilienhäusern geringer als in Mehrfamilienhäusern, deren Bewohner zudem durchschnittlich über geringere Einkommen verfügen als die Bewohner von Einfamilienhäusern.

### 3 EFFIZIENZANALYSE – EIN ERWEITERTER EFFIZIENZVERGLEICH ZEIGT, DASS EINE FOKUSSIERUNG AUF DIE REINE TECHNISCHE EFFIZIENZ VON ALTERNATIVEN WÄRMETECHNOLOGIEN ZU KURZ GREIFT

Neben Sektorkopplung und dem weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien ist die Steigerung der Energieeffizienz (Dreiklang der Energiewende) ein wichtiger Baustein in der Strategie der Bundesregierung zum Erreichen der Klimaschutzziele:

*„Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen und bis 2050 den Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 zu halbieren.“ (Effizienzstrategie 2050)<sup>32</sup>*

In der wissenschaftlichen wie auch in der energiepolitischen Debatte besteht Konsens, dass Energieeffizienz ein wichtiges Element für die Energiewende in Deutschland sein wird. Eine Steigerung der Energieeffizienz, also eine Verringerung der eingesetzten Primärenergie (Input) zu verwendbarer Nutzenergie (Output) kann sowohl durch effizientere Umwandlung von Primärenergie (z. B. Wind- oder Sonnenenergie) zu Endenergie (z. B. Strom oder Wasserstoff) erfolgen als auch durch eine effizientere Überführung von Endenergie zu Nutzenergie z. B. durch Endgeräte mit höherem Wirkungsgrad (hier relevant: Wärme). In der Debatte um den Einsatz alternativer emissionsarmer oder emissionsneutraler Technologien im Wärmebereich steht oft das Argument im Vordergrund, dass aus Gründen der Energieeffizienz strombasierte Anwendungen den Anwendungen auf Basis von klimaneutralen Gasen überlegen seien.

#### Wirkungsgrad allein kein sinnvoller Indikator für politische Entscheidungen, nichtsdestotrotz lohnt inhaltliche Auseinandersetzung

Allerdings ist zu bedenken, dass Energieeffizienz und hohe Wirkungsgrade allein keine sinnvollen Indikatoren für energiepolitische Entscheidungen sein können. Vielmehr bedarf es für energiepolitische Weichenstellungen mit Konsequenzen für die Technologiewahl einer ganzheitlichen Analyse der verschiedenen Technologien. Hierzu zählen zum Beispiel die volkswirtschaftlichen Kosten, welche durch die verschiedenen Technologien induziert werden (für die Endgeräte selbst sowie z. B. für die Energieerzeugung, die Energieumwandlung, die Energiespeicherung, den Energietransport und die Energieverteilung), die im Lebenszyklus der verschiedenen Technologien anfallenden Treibhausgasemissionen sowie die Realisierbarkeit bzw. die Akzeptanz der jeweiligen Technologien.

---

<sup>32</sup> BMWi (2019).

Zudem muss dort, wo Wirkungsgrade zur Entscheidungsfindung herangezogen werden, sichergestellt werden, dass diese auch aussagekräftig sind und alle relevanten Effekte entlang der Energielieferkette abbilden. Daher setzen wir uns im Folgenden unter anderem mit dem Gesamtwirkungsgrad verschiedener Heizungstechnologien als einem von mehreren zu berücksichtigenden Aspekten auseinander. Hierbei zeigt sich, dass ein Vergleich des Wirkungsgrades unterschiedlicher Energiepfade im Gebäudewärmesektor keinesfalls so eindeutig ausfällt wie in der öffentlichen Debatte häufig dargestellt, sondern diese erheblich von den unterstellten Bedingungen entlang der gesamten Wirkungsgradkette (z. B. kalter Wintertag vs. milder Herbsttag; Altbau vs. Neubau) abhängt. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte zeigt sich ein deutlich heterogeneres Bild der verschiedenen Technologien.

Ein sinnvoller Effizienzvergleich alternativer Wärmetechnologien sollte die tatsächlichen klimatischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen im Wärmemarkt berücksichtigen. Im Folgenden gehen wir darauf näher ein und beschreiben:

- welche **Rahmenbedingungen im Wärmemarkt** in einer Effizienzanalyse berücksichtigt werden sollten (Abschnitt 3.1);
- welche Ergebnisse ein Effizienzvergleich unter günstigen Rahmenbedingungen in umfassend sanierten Gebäuden hervorbringt. (Abschnitt 3.2);
- welche **Gesamtwirkungsgrade** die unterschiedlichen Technologien unter realistischen Rahmenbedingungen in Bestandsgebäuden aufweisen (Abschnitt 3.3).

In der folgenden Textbox fassen wir zunächst die zentralen Ergebnisse eines erweiterten Effizienzvergleichs von Wärmetechnologien zusammen.



## DIE ERGEBNISSE AUF EINEN BLICK

Ein sinnvoller Effizienzvergleich alternativer strom- oder wasserstoffbasierter Wärmetechnologien berücksichtigt neben der technischen Effizienz der verschiedenen Technologien die tatsächlichen klimatischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen im Wärmemarkt. Eine Fokussierung auf die reinen technischen Wirkungsgrade der Endgeräte greift daher zu kurz, da sie die Realität des Wärmemarktes nicht widerspiegelt, der durch eine hohe Heterogenität des Gebäudebestandes mit unterschiedlichen Sanierungszuständen und durch eine hohe Saisonalität der Nachfrage gekennzeichnet ist.

Im Ergebnis zeigt sich, dass

- **elektrischen Wärmepumpen eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmemarktes** zukommt, da sie in Gebäuden mit einem guten Dämmungssystem, also insbesondere in Neubauten, durch die Nutzung von Umgebungswärme einen hohen Gesamtwirkungsgrad erzielen können;
- der **Effizienzvorteil elektrischer Wärmepumpen gegenüber wasserstoffbasierten Wärmetechnologien** jedoch **schwindet**, wenn
  - sie in **nicht oder nur teilweise sanierten Gebäuden** eingesetzt werden, **welche 87 % des heutigen Gebäudebestandes** ausmachen, und / oder
  - aufgrund **kalter klimatischer Bedingungen** ein erheblicher Teil der Energie aus einem **saisonalen Zwischenspeicher** bezogen werden muss. Derartige Kälteperioden sind jedoch für die Auslegung der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur ausschlaggebend.

### 3.1 Rahmenbedingungen im Wärmemarkt – Ein sinnvoller Effizienzvergleich von Wärmetechnologien muss die tatsächlichen klimatischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen berücksichtigen

Der Wärmemarkt in Deutschland ist durch eine hohe Heterogenität des Gebäudebestandes mit unterschiedlichen Sanierungszuständen und durch eine hohe Saisonalität der Nachfrage gekennzeichnet.

Derzeit werden fast 80 % des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs in Deutschland auf Basis fossiler Energieträger bereitgestellt – bei einem gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2019 von 836 TWh in diesem Segment also etwa 670 TWh (siehe Abschnitt 2.1).

Soll zukünftig ein Großteil des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser aus erneuerbaren Energien gespeist werden, ändern sich die Rahmenbedingungen im Wärmemarkt grundlegend. Insbesondere muss berücksichtigt werden, dass bei einer starken Zunahme der Produktion aus dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie Windkraft und Photovoltaik der zukünftig hergestellte Strom nicht stets und in ausreichendem Umfang dort und zu dem Zeitpunkt zur Verfügung stehen wird, wo und wann er benötigt wird.

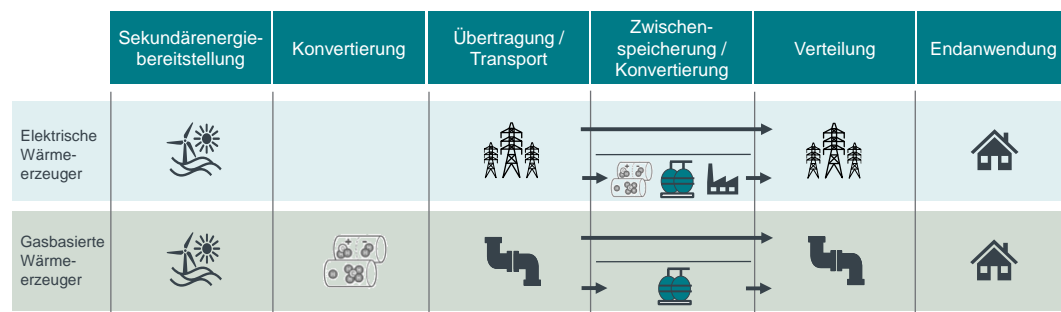
Um die saisonale Nachfrage im Wärmemarkt abzudecken sind daher die Speicherbarkeit von Energieträgern in großem Umfang und über lange Zeiträume sowie die Transportfähigkeit der Energieträger vom Ort der Herstellung bzw. Speicherung bis zum Ort des Verbrauchs von entscheidender Bedeutung (siehe Abschnitt 2.4).

Aufgrund des Mangels an großvolumigen Speichermöglichkeiten direkt für elektrische Energie bedeutet dies, dass zur Bedienung der Wärmemarkt-Spitzennachfrage im Winter ein Teil des dann benötigten Stroms in speicherbare gasförmige Energieträger wie Wasserstoff konvertiert und in dieser Form zwischengespeichert werden muss. Letztlich kann daher nur mithilfe von gasbasierten Energieträgern und Infrastrukturen eine ausreichende und sichere Energieversorgung im Wärmemarkt gewährleistet werden.

### Zur Beurteilung der Gesamteffizienz von Technologien müssen Effizienzverluste entlang der gesamten Prozesskette berücksichtigt werden

Für einen aussagekräftigen Vergleich von Wirkungsgraden einzelner Wärmetechnologien sollte daher die gesamte Prozesskette von der Energiebereitstellung bis zum Endverbrauch am Heizgerät betrachtet werden. Je nach Rahmenbedingungen entstehen entlang der Prozesskette Effizienzverluste, die den Gesamtwirkungsgrad einzelner Heiztechnologien teilweise stark beeinflussen können. Abbildung 9 stellt exemplarische Versorgungsketten von Wärmetechnologien für elektrische und wasserstoffbasierte Wärmeerzeuger die auf erneuerbarem Strom als Energiequelle basieren.

**Abbildung 9 Vereinfachte Darstellung der betrachteten Stufen der Versorgungskette von elektrischen Wärmepumpen und H<sub>2</sub>-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.*

Nachfolgend beschreiben wir die Faktoren, die sich in den einzelnen Prozessschritten auf den Gesamtwirkungsgrad einzelner Heiztechnologien auswirken:

- **Bereitstellung der Energie:** Wir gehen davon aus, dass als Energiequelle ausschließlich aus erneuerbaren Energien in Deutschland erzeugter Strom zur Verfügung steht.
- **Konvertierung:**
  - Im Fall der gasbasierten Wärmeerzeuger entstehen Umwandlungsverluste durch die Konvertierung des Stroms in Wasserstoff mittels Elektrolyse.
  - Im Fall der strombasierten Wärmeerzeugung fallen keine Umwandlungsverluste an.
- **Übertragung/Transport und Verteilung:** Beim Transport und der Verteilung sowohl von Strom als auch von Wasserstoff treten auf diesen Stufen Energieverluste auf.
- **Zwischenspeicherung:** Zur Vorsorge für die Deckung des Wärmebedarfs in kalten Heizperioden wird ein Teil der Sekundärenergie zwischengespeichert. Die saisonale Speicherung erfolgt hier annahmegemäß in Form von Wasserstoff, der in Gasspeichern gelagert werden kann:
  - Im Fall der elektrischen Wärmeerzeuger entstehen dabei Effizienzverluste durch die zur Zwischenspeicherung notwendige Konvertierung des Stroms in Wasserstoff, die Speicherung selbst sowie durch die notwendige Rückverstromung in H<sub>2</sub>-Kraftwerken.
  - Im Fall der gasbasierten Wärmeerzeuger sind die Effizienzverluste auf dieser Stufe auf die reinen H<sub>2</sub>-Speicherverluste begrenzt.<sup>33</sup>
- **Endanwendung:** Die technischen Wirkungsgrade insbesondere von elektrischen Wärmeerzeugern hängen von einer Reihe von externen Faktoren wie dem Gebäudezustand und den klimatischen Bedingungen ab. Auf diese Faktoren gehen wir im Folgenden detailliert ein.

### Je nach Heiztechnologie wird der Wirkungsgrad in der Endanwendung von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst

Die nachfolgende Effizienzanalyse berücksichtigt eine Reihe von alternativen Heiztechnologien, die in einem zukünftigen dekarbonisierten Wärmemarkt eingesetzt werden könnten. Die folgenden Faktoren haben dabei Einfluss auf die Endanwendungs-Wirkungsgrade von Heiztechnologien:

- **Technologiespezifische Faktoren:** Die Endanwendungs-Wirkungsgrade einzelner Heiztechnologien sind abhängig von der genauen technischen Spezifikation des jeweiligen Heizsystems.
- **Klimatische Bedingungen:** Bei Wärmepumpen hängen die Wirkungsgrade stark von der Temperatur der Wärmequelle ab (z. B. die Umgebungsluft bei Luft-Wasser-Wärmepumpen oder die Erdwärme bei Sole-Wasser-

<sup>33</sup> Die Konvertierungsverluste von Strom zu Wasserstoff werden bereits auf der zweiten Stufe (Konvertierung) berücksichtigt.

Wärmepumpen). So erreichen Wärmepumpen an Normaltagen eine hohe Leistungszahl (auch bezeichnet als Coefficient of Performance, COP).<sup>34</sup> An kalten Wintertagen, an denen der Unterschied zwischen Quellentemperatur und Vorlauftemperatur sehr hoch ist, sinkt die Leistungszahl jedoch stark ab.<sup>35</sup> Die Endanwendungs-Wirkungsgrade von Brennwertkesseln oder Brennstoffzellen sind unabhängig von den klimatischen Bedingungen weitgehend konstant.

- **Gebäudezustand:** Die Leistungszahl von Wärmepumpen hängt zudem vom Sanierungsgrad des Gebäudes ab. In vollsanierten Gebäuden bzw. Neubauten mit hoher Wärmedämmung und Flächenheizkörpern, in denen nur niedrige Heizungs-Vorlauftemperaturen (~35 °C) benötigt werden um die beabsichtigte Raumtemperatur (z. B. 20 °C) zu erreichen, weisen Wärmepumpen höhere Wirkungsgrade auf als in unsanierten Gebäuden bzw. Altbauten, in denen höhere Vorlauftemperaturen (~60 °C) zur Erreichung der gleichen Raumtemperatur benötigt werden. Die Endanwendungs-Wirkungsgrade von Brennwertkesseln oder Brennstoffzellen sind wiederum weitgehend unabhängig vom Gebäudezustand.

Im Folgenden geben wir einen Überblick über die betrachteten Heizsysteme. Abbildung 10 stellt die in unserer Analyse verwendeten Annahmen für die Endanwendungs-Wirkungsgrade der verschiedenen Heizsysteme dar.

- **Elektrische Wärmepumpe:**
  - Eine **Luft-Wasser-Wärmepumpe** (LWWP) nutzt die Umgebungsluft als Wärmequelle und nutzt diese 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 460 % erreichen. Das bedeutet, dass aus 100 % Strombezug am Gerät (d. h. ohne Berücksichtigung möglicher Effizienzverluste in den Vorstufen) eine nutzbare Wärmeenergie von 460 % 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 160 %. Im Fall des Einsatzes des Heizstabes, der dann als Unterstützung notwendig wird, wenn die elektrische Wärmepumpe z. B. bei sehr niedrigen Außentemperaturen nicht den vollen Wärmebedarf decken kann, sinkt der Wirkungsgrad auf 100 %. Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen machen derzeit mit einem Anteil von etwa 60 % den Großteil des Wärmepumpenbestands in Deutschland aus.<sup>36</sup> In den letzten Jahren stieg

<sup>34</sup> Die Leistungszahl (oder COP) beschreibt das Verhältnis von eingesetzter elektrischer Leistung zu der in der Wärmepumpe erzeugten thermischen Leistung, das abhängig von den externen Bedingungen (Gebäudezustand, Umgebungstemperatur) über das Jahr variiert. Das Mittel der Leistungszahlen über ein Jahr hinweg wird als Jahresarbeitszahl (JAZ) bezeichnet. Die JAZ gibt damit das Verhältnis der über das Jahr erzeugten Wärmeleistung zur aufgenommenen elektrischen Energie wieder.

<sup>35</sup> Für Sole-Wasser-Wärmepumpen gilt dies nur eingeschränkt. Oberflächennahes Erdreich reagiert weniger stark und nur mit Verzögerung auf veränderte Außentemperaturen. Ab etwa 10 Metern Erdtiefe herrschen im Jahresverlauf konstante Temperaturen. Mit zunehmender Tiefe steigt durch die Erdwärme die Durchschnittstemperatur.

<sup>36</sup> BDEW (2021), S. 44. Der verbleibende Wärmepumpenbestand verteilt sich auf Sole-Wasser-Wärmepumpen (20 %) sowie in geringeren Anteilen Wasser-Wasser-Wärmepumpen, Gas-Wärmepumpen und Brauchwasser-Wärmepumpen.

der Anteil von Luft-Wasser-Wärmepumpen an allen verkauften Heizungswärmepumpen stetig an und lag im Jahr 2020 sogar bei 80 %.<sup>37</sup>

- Eine **Sole-Wasser-Wärmepumpe** (SWWP) funktioniert nach dem gleichen Prinzip wie eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, wobei sie die thermische Energie aus dem Erdreich gewinnt. Dabei werden entweder Erdkollektoren oberflächennah verlegt oder eine bis zu 100 Meter tiefe Erdsonde in die Erde eingelassen. Sole-Wasser-Wärmepumpen zeichnen sich insgesamt durch höhere Wirkungsgrade als Luft-Wasser-Wärmepumpen aus. Da im Vergleich zur Umgebungsluft die Temperatur im Erdreich relativ konstant bleibt, sind zudem die Wirkungsgradverluste an kalten Tagen weniger stark ausgeprägt als bei Luft-Wasser-Wärmepumpen. Allerdings ist der Einbau im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen deutlich aufwendiger und kostenintensiver. Zudem sind Sole-Wasser-Wärmepumpen aufgrund der notwendigen Erdarbeiten für viele Gebäudearten (z. B. Mehrfamilienhäuser im Bestand) nicht geeignet. Da Sole-Wasser-Wärmepumpen für den Großteil des Gebäudebestands keine realistische Alternative als Heiztechnologie darstellen, **fokussieren wir unsere Analyse auf Luft-Wasser-Wärmepumpen.**
- **H<sub>2</sub>-Brennwertkessel:** Das Funktionsprinzip eines Wasserstoff-Brennwertkessels ist das gleiche, wie bei einem mit Erdgas betriebenen Brennwertkessel. Diese nutzen neben der Wärme, die bei der Verbrennung des Gases entsteht, zusätzlich die in den Abgasen enthaltene Energie. Die aus den Abgasen gewonnene Wärme wird so zusätzlich in Heizwärme umgesetzt. Im Vergleich zu Konstant- und Niedertemperaturkesseln können auf diese Weise hohe Wirkungsgrade von bis zu 98 % erreicht werden. Erdgas-Brennwertgeräte stellen mit Marktanteilen von 60 % bis 70 % den Großteil der verkauften Wärmeerzeuger in den Jahren 2015 bis 2020 dar.<sup>38</sup> In den Bestand gasbasierter Brennwertgeräte können gemäß Heizungsherstellern heute bereits ohne Anpassungsbedarf flexibel mindestens 10 Volumenprozent Wasserstoff begemischt werden. Die jüngsten 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.
- **H<sub>2</sub>-Wärmepumpe:** Gaswärmepumpen nutzen ebenso wie strombetriebene Wärmepumpen thermische Energie aus Luft, Erde oder Wasser. Im Gegensatz zu elektrischen Wärmepumpen wird die aus der Umwelt gewonnene Wärmeenergie jedoch nicht mit Strom, sondern durch die Verbrennung von Erdgas oder Wasserstoff auf ein höheres Temperaturniveau gehoben. Grundsätzlich gibt es verschiedene Funktionsprinzipien für Gaswärmepumpen.<sup>39</sup> Gas-Wärmepumpen machen derzeit nur einen sehr

<sup>37</sup> Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2021)

<sup>38</sup> BDEW (2021). S. 51.

<sup>39</sup> Bei einer **Gasmotorwärmepumpe** verdichtet ein gasbetriebener Motor das eingesetzte Kältemittel. Bei einer **Absorptionswärmepumpe** erfolgt die Erhöhung des Temperaturniveaus dadurch, dass Kältemitteldampf in einem speziellen Lösungsmittel (z.B. einem Ammoniak/Wasser-Gemisch) aufgelöst bzw. absorbiert wird, wodurch Absorptionswärme freigesetzt wird. Im Unterschied dazu wird bei einer **Adsorptionswärmepumpe** das Kältemittel nicht in einer Flüssigkeit aufgelöst. Stattdessen wird Wasser als Kältemittel verwendet, das

geringen Anteil des Wärmepumpenbestands in Deutschland aus.<sup>40</sup> Auf Basis von Wasserstoff betriebene Wärmepumpen werden absehbar verfügbar sein.

- **H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle:** Brennstoffzellen arbeiten mit Wasserstoff, der in der Regel in einem sogenannten Reformier aus Erdgas hergestellt wird. Dieser Schritt könnte entfallen, wenn der Brennstoffzelle direkt Wasserstoff zugeführt wird. Brennstoffzellen-Heizsysteme erzeugen gleichzeitig Strom, der durch Umwandlung in Wechselstrom für den Verbraucher nutzbar gemacht wird und Wärme, die direkt oder über einen Pufferspeicher zur Erwärmung des Brauchwassers oder Heizkreises verwendet werden kann. Der Gesamtwirkungsgrad eines Brennstoffzellen-Heizsystems wird in der Regel vereinfacht wiedergegeben als Summe des elektrischen Wirkungsgrads der Stromproduktion und des thermischen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung. Nicht berücksichtigt wird dabei, dass die dezentrale Produktion von Strom zusätzliche Vorteile bietet und daher gegenüber einer reinen Wärmebereitstellung evtl. als höherwertiger anzusehen ist. So kann in Phasen hohen Wärmebedarfs das Gesamtsystem entlastet werden, indem überschüssig produzierter Strom zur Unterstützung elektrischer Wärmepumpen in der unmittelbaren Nachbarschaft eingesetzt wird.

**Abbildung 10 Endanwendungswirkungsgrade der Heiztechnologien bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen**

Heiztechnologie	Spezifikation	Neubau (=niedrige Vorlauftemperatur von 35°C)		Altbau (=hohe Vorlauftemperatur von 55°C)	
		Milde Außen-temperatur (15°C)	Kalte Außen-temperatur (-15°C)	Milde Außen-temperatur (15°C)	Kalte Außen-temperatur (-15°C)
Elektr. Wärmepumpe	Luft-Wasser	460%	240%	270%	160%
H <sub>2</sub> -Brennwertkessel	Wasserstoff	98%	98%	98%	98%
H <sub>2</sub> -Wärmepumpe	Luft-Wasser / Gas-Absorption	160%	130%	145%	100%
H <sub>2</sub> -Brennstoffzelle	Wasserstoff	90%	90%	90%	90%

Quelle: Frontier Economics basierend auf Hirvonen und Siren (2017), ASUE (2019), Herrmann et al. (2018), EnergieSchweiz (2019), Dodds et al. (2015) und Sadler et al. (2016).

Hinweise: Annahmegemäß wird in einem Neubau das Heizungssystem auf niedrige Vorlauftemperaturen von ca. 35 °C eingestellt. In einem Altbau muss dagegen eine relativ hohe Vorlauftemperatur von etwa 55 °C gewährleistet werden. Bei den Wärmepumpen wird für den Anwendungsfall „mild“ die Situation eines milden Herbsttages mit geringem Heizbedarf unterstellt und die entsprechende Leistungszahl der Wärmepumpe verwendet. Im Anwendungsfall „kalt“ wird die Situation eines kalten Wintertages mit tiefen Außentemperaturen von bis -15 °C unterstellt und die entsprechende Leistungszahl der Wärmepumpe verwendet. Die Endanwendungswirkungsgrade von H<sub>2</sub>-Brennwertkessel und Brennstoffzelle sind unabhängig von den klimatischen Bedingungen konstant. Bei der Brennstoffzelle wird der kombinierte Wirkungsgrad von Wärme- und Stromerzeugung präsentiert. Bei der H<sub>2</sub>-Wärmepumpe handelt es sich um eine Absorptions-Wärmepumpe.

durch Aufnahme der Umweltwärme verdampft und sich an der Oberfläche eines Feststoffs (z.B. Aktivkohle oder Zeolith) ablagert bzw. adsorbiert. Bei diesem Vorgang entsteht Adsorptionswärme. In der Praxis kommen hauptsächlich Gas-Absorptionswärmepumpen zum Einsatz.

<sup>40</sup> BDEW (2021), S. 44.

### 3.2 Effizienzvergleich bei günstigen Rahmenbedingungen – Elektrische Wärmepumpen realisieren in umfassend sanierten Gebäuden die höchsten Gesamtwirkungsgrade

Um die verschiedenen Wärmetechnologien unter realistischen Rahmenbedingungen des Wärmemarkts miteinander zu vergleichen, analysieren wir die Effizienzverluste und / oder -gewinne entlang der Wertschöpfungskette der Technologien.

In dem nachfolgenden detaillierten Vergleich der Wertschöpfungsstufen berücksichtigen wir die elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe (die aktuell gängigste Variante der elektrischen Wärmepumpe) und den H<sub>2</sub>-Brennwertkessel (die aktuell gängigste molekülbasierte Variante, aber auf Basis von Wasserstoff).

Wir gehen dabei davon aus, dass als Sekundärenergieträger für beide Technologien in Deutschland produzierter Strom aus erneuerbaren Energien verwendet wird.<sup>41</sup> Wir betrachten dann die Gesamtwirkungsgrade für unterschiedliche Anwendungsfälle, in denen sowohl die klimatischen Bedingungen (milder Heiztag vs. kalter Heiztag) als auch die Gebäudetypen (Neubau bzw. sanierter Altbau vs. unsanierter bzw. teilsanierter Altbau) variieren. Für die Einteilung nach Gebäudetyp legen wir die Annahmen zugrunde, dass in einem Neubau (bzw. sanierten Altbau) aufgrund der modernen Wärmedämmung (z.B. KfW-Standard 55) und der Nutzung von Flächenheizsystemen (Fußboden- oder Wandheizungen) mit niedrigen Vorlauftemperaturen von etwa 35 °C geheizt werden kann. Im Falle des unsanierten bzw. teilsanierten Altbaus gehen wir hingegen davon aus, dass der energetische Gebäudezustand nicht dem heutigen Standard entspricht und als Wärmeübergabesystem klassischerweise Kompaktheizkörper oder Stahlradiatoren installiert sind. Hier werden höhere Vorlauftemperaturen von ca. 55 °C oder mehr benötigt.

**Der häufig betonte Effizienzvorteil von elektrischen Wärmepumpen im Vergleich zu alternativen Wärmetechnologien beruht wesentlich auf deren hohen Wirkungsgraden unter günstigen Rahmenbedingungen**

Abbildung 11 vergleicht die Wirkungsgrade von elektrischen Wärmepumpen und H<sub>2</sub>-Brennwertkesseln für einen Neubau bzw. vollsanierten Altbau an milden Heiztagen (Herbsttag mit milden Außentemperaturen von etwa 15 Grad Celsius und dementsprechend geringem Heizbedarf), an denen ausreichend erneuerbarer Strom direkt erzeugt wird und keine Energie aus einem saisonalen Zwischenspeicher, z.B. einem Wasserstoff-Kavernenspeicher, bezogen werden muss. In diesem Fall können **elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen** ihre hohen technischen Wirkungsgrade (Leistungszahl von 460 %) durch die Nutzung der Energie aus der Umgebungsluft voll ausspielen und eine **Gesamteffizienz von 437 %** (bezogen auf die Ausgangsbasis von 100 % erneuerbarem Strom)

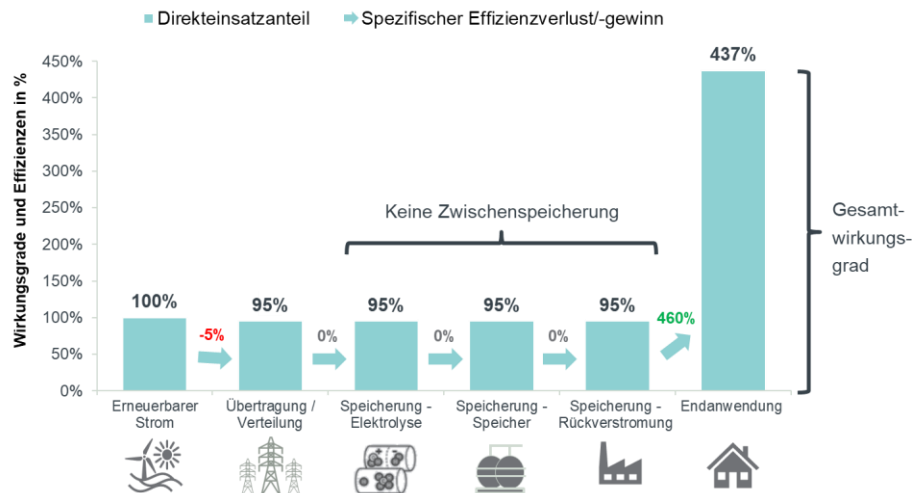
<sup>41</sup> Für eine Diskussion der Vorteile der Möglichkeit von Wasserstoffimporten siehe Kapitel 2.3.



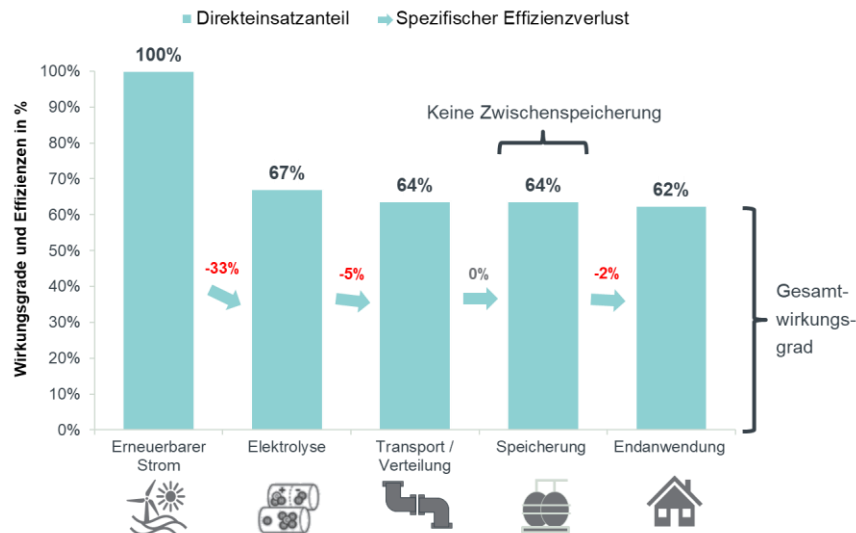
realisieren. Der **H<sub>2</sub>- Brennwertkessel** kommt dahingegen lediglich auf eine **Gesamteffizienz von 62 %** (bezogen auf die Ausgangsbasis von 100 % EE-Strom), wobei die Effizienzverluste hauptsächlich durch die Konvertierung des Stroms in Wasserstoff mittels Elektrolyse (-33 %), zuzüglich geringer Effizienzverluste durch den H<sub>2</sub>-Transport (-5 %) <sup>42</sup> und den Wirkungsgrad des Brennwertkessels (-2 %) entstehen.

**Abbildung 11 Wirkungsgradverluste von elektrischen Wärmepumpen und H<sub>2</sub>-Brennwertkesseln entlang der Wertschöpfungskette in % („milder Heiztag ohne Zwischenspeicherung“)**

**Elektrische Luftwärmepumpe („Milder Heiztag“, Neubau, keine Zwischenspeicherung)**



**H<sub>2</sub>-Brennwertkessel („Milder Heiztag“, Neubau & Altbau, keine Zwischenspeicherung)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zugrunde liegen die folgenden Annahmen zu den Effizienzen auf jeder Stufe: Effizienz Strom/Gastransport: 95 %, Wirkungsgrad Elektrolyse: 67 %, Leistungszahl LWWP: 460 % (bei Außentemperaturen von 15 °C), Wirkungsgrad H<sub>2</sub>-Brennwertkessel: 98 %.

<sup>42</sup> Die Höhe des Energieverlusts des Wasserstofftransports hängt dabei u.a. von der Entfernung der Wasserstoffherzeugung zu den Wasserstoffverbrauchern ab. Bei lokalen/dezentralen Lösungen entfallen diese Verluste größtenteils, womit entsprechende Lösungen bei gleichen sonstigen Bedingungen noch höhere Gesamtwirkungsgrade erreichen können.

Unter diesen Bedingungen liegt der Gesamtwirkungsgrad der elektrischen Wärmepumpe also um den Faktor 7 höher als der eines H<sub>2</sub>-Brennwertkessels. Dies ist auch der Effizienzvergleich, der in der politischen Debatte häufig ausschließlich dargestellt wird, um den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt argumentativ auszuschließen. Nachfolgend zeigen wir jedoch, dass dieser Vergleich für den Großteil der relevanten Situationen signifikant anders ausfällt – und zwar wesentlich vorteilhafter für den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt.

### 3.3 Effizienzvergleich bei tatsächlichen Rahmenbedingungen – Im Großteil der Bestandsgebäude sind Wasserstoff-basierte Heiztechnologien an kalten Heiztagen ähnlich effizient wie Wärmepumpen

Unsere bisherige Betrachtung beruhte auf Annahmen, die (aus Sicht der elektrischen Wärmepumpe) eine idealtypische Situation abbilden, die jedoch der **Realität des Wärmemarktes** nicht gerecht wird. Dazu gehören insbesondere die Annahme der milden klimatischen Bedingungen und der Installation der Endgeräte in einem Neubau oder vollsanierten Gebäude, die beide zu einer hohen Leistungszahl und somit einem hohen Gesamtwirkungsgrad der Wärmepumpe führen. In 87 % des Gebäudebestands, d. h. in nicht oder nur teilweise sanierten Altbauten, sind Wärmepumpen hingegen ungeeignet. In der Praxis lassen sich Altbauten mit Wärmepumpen sogar häufig gar nicht hinreichend erwärmen.<sup>43</sup>

Führt man den Effizienzvergleich unter entsprechenden realen Rahmenbedingungen durch, so **schwindet der Gesamteffizienzvorteil der elektrischen Wärmepumpe** (Abbildung 13). An einem kalten Wintertag (mit Außentemperaturen von bis zu -15 Grad Celsius) ohne substanzielle EE-Produktion kann der Strom nur zu einem geringen Teil unmittelbar aus lokaler EE-Produktion verwendet werden. Stattdessen muss dieser zu einem Großteil über einen Speicher mittels Rückverstromung erzeugt werden. Die Notwendigkeit zur Zwischenspeicherung und Rückverstromung lässt sich aus dem Anteil von volatilem erneuerbarem Strom am gesamten Strombedarf ableiten (siehe Textbox). Auf dieser Basis nehmen wir an, dass an einem **kalten Wintertag 80 % der benötigten Energiemengen** aus einem **saisonalen Zwischenspeicher** bezogen werden müssen.

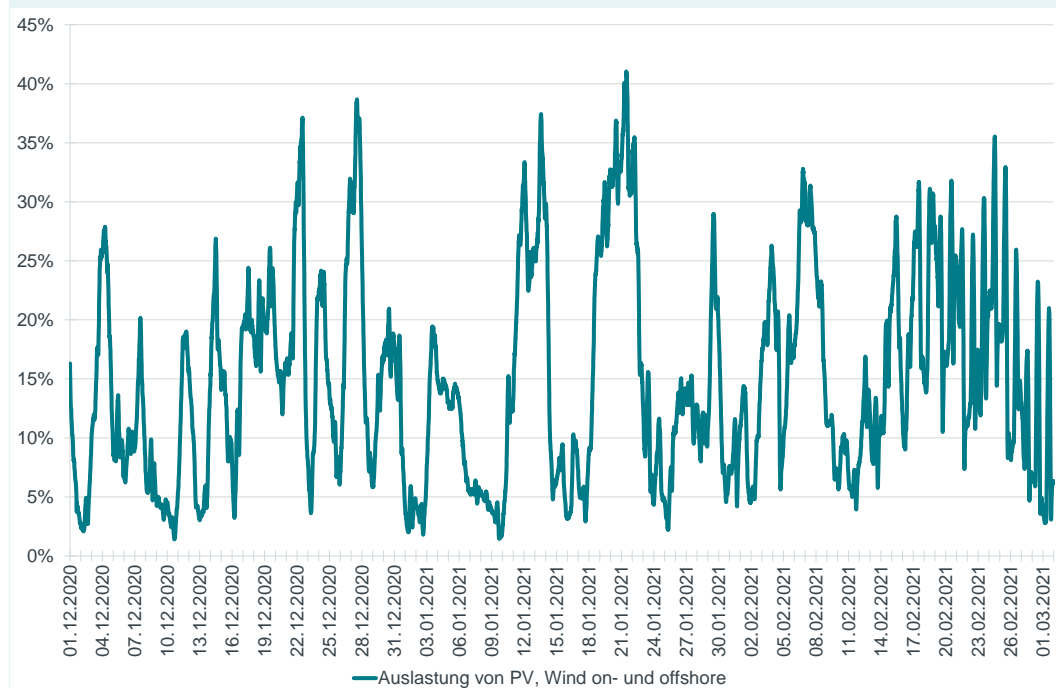
<sup>43</sup> So führt beispielsweise ifeu & Hamburg Institute Research (2020), S. 57, aus: „In Gebäuden, die nicht ausreichend gedämmt sind, ist die erforderliche Vorlauftemperatur im Heizungssystem so hoch, dass sie von einer Wärmepumpe nicht wirtschaftlich zur Verfügung gestellt werden kann. Dies kann zu einem gewissen Maß durch den Austausch von Heizkörpern gemildert werden. Oberhalb eines Nutzwärmebedarfs von 120 kWh/m<sup>2</sup>a ist laut Jochum et al. (2017) ein wirtschaftlicher Wärmepumpenbetrieb nicht möglich. Diese Grenze gilt jedoch nur unter idealen Bedingungen in den Heizkreisen. Wenn die vorhandenen Heizkörper nicht alle auf dieselbe spezifische Heizlast ausgelegt sind, nicht abgeglichen sind oder, wenn einzelne Räume durch eine exponierte Lage oder höhere Soll-Temperaturen eine höhere Vorlauftemperatur benötigen, sinkt die Grenze für den Wärmepumpeneinsatz weiter ab. In der Praxis können Wärmepumpen kaum in Gebäuden installiert werden, deren Heizwärmebedarf über 90 kWh/m<sup>2</sup>a liegt“.

## Für den Einsatz von erneuerbarem Strom im Wärmemarkt braucht es Zwischenspeicher



Abbildung 12 stellt den Anteil der Stromerzeugung aus Wind und PV an der gesamten zur Verfügung stehenden Wind- und PV-Kapazität im Zeitraum vom 1. Dezember 2020 bis zum 1. März 2021 dar. Die Abbildung zeigt, dass die Auslastung der PV- und Windanlagen in der Regel um die 20 % oder deutlich darunter liegt – häufig an mehreren aufeinanderfolgenden Tagen sogar unter 5 %. Nur an wenigen Tagen werden demgegenüber Auslastungen von 30 – 40 % der gesamten Erzeugungskapazität erreicht. Die gesicherte Leistung, die durch PV- und Windanlagen bereit gestellt wird, beträgt daher insbesondere in Phasen von „Dunkelflauten“ mit geringem Sonnen- und Windangebot nur einen Bruchteil der benötigten Leistung. Um in einem auf dargebotsabhängigen Energieträgern wie Wind- und PV-Strom basierenden System den tatsächlichen Strombedarf zu jedem Zeitpunkt zu decken, muss also auf gespeicherte Energiemengen zurückgegriffen werden.

**Abbildung 12 Auslastung von PV- und Windstromkapazitäten im Zeitraum 1. Dezember 2020 bis 1. März 2021**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten zur realisierten Stromerzeugung von smard.de und energy-charts.info

Während Zwischenspeicherungen über kurzfristige Zeiträume (von z. B. wenigen Stunden) von EE-Strom zukünftig durch Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke und Batterien geleistet werden können, wird die **Zwischenspeicherung von EE-Strom über längere Zeiträume** von mehreren Wochen oder Monaten wie in Abschnitt 2.4 erläutert perspektivisch realistischerweise nur **in Form von Wasserstoff** erfolgen können. Für den 80%igen Anteil des Strombedarfs der elektrischen Wärmepumpe, der als Wasserstoff längerfristig zwischengespeichert werden muss, entstehen dadurch



Effizienzverluste durch die Elektrolyse (-33 %), die Speicherung selbst (-5 %) und die erforderliche Rückverstromung in einer offenen Gas- bzw. Wasserstoffturbine (-60 %) (Abbildung 13).

Hinzu kommt, dass der **Wirkungsgrad der Wärmepumpe bei kalten Umgebungstemperaturen und in einem nicht oder nur teilweise sanierten Altbau wesentlich geringer** ist als unter optimalen Rahmenbedingungen, sodass auf der Stufe der Endanwendung lediglich ein Effizienzgewinn von 60 % (basierend auf einer Leistungszahl von 160 %) entsteht, im Vergleich zu 360 % Effizienzgewinn (basierend auf der Leistungszahl von 460 %) bei milden Temperaturen im Neubau. Die **elektrische Wärmepumpe** kann im Ergebnis nur noch eine **Gesamteffizienz von 61 %** realisieren. Diese entspricht in etwa dem Niveau der **Gesamteffizienz von H<sub>2</sub>-Brennwertkesseln (60 %)**, welche von den externen klimatischen und gebäudetechnischen Rahmenbedingungen unabhängig ist.

**Abbildung 13 Wirkungsgradverluste von elektrischen Wärmepumpen und H<sub>2</sub>-Brennwertkesseln entlang der Wertschöpfungskette in % („kalter Heiztag mit Zwischenspeicherung“)**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zugrunde liegen die folgenden Annahmen zu den Effizienzen auf jeder Stufe: Effizienz Strom/Gastransport: 95 %, Wirkungsgrad Elektrolyse: 67 %, Effizienz Speicherung: 95 %, Effizienz Rückverstromung: 40 %, Leistungszahl LWWP: 160 % (bei Außentemperaturen von -15 °C), Wirkungsgrad H<sub>2</sub>-Brennwertkessel: 98 %.

Die extremen Anwendungsfälle sind für die Systemauslegung relevant – in diesen Fällen weisen elektrische Wärmepumpen kaum noch Vorteile gegenüber wasserstoffbasierten Heizungstechnologien auf

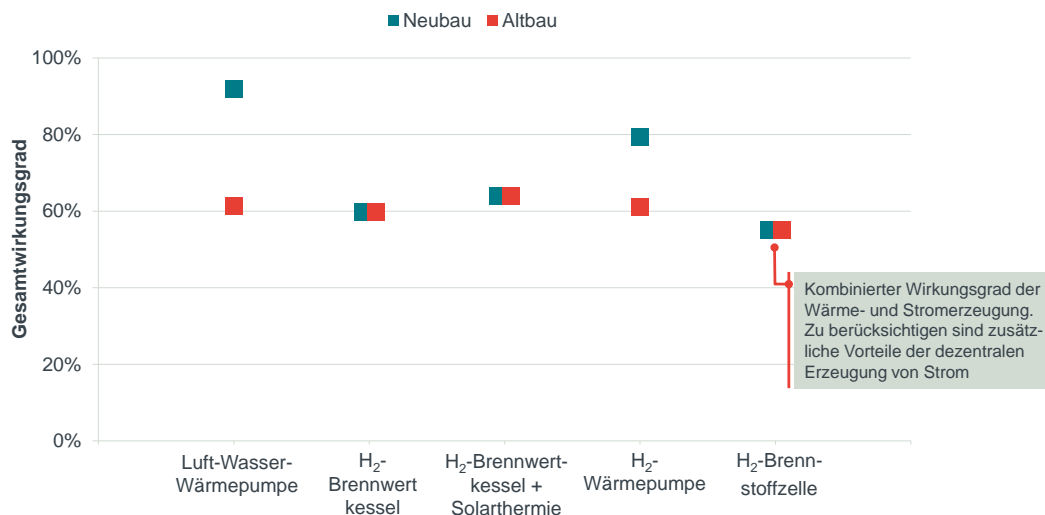
Im Folgenden stellen wir die **Gesamtwirkungsgrade** aller betrachteten **Technologien** gegenüber. Neben den bereits im Detail analysierten Technologien

(elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe und H<sub>2</sub>-Brennwertkessel) berücksichtigen wir als weitere alternative Wärmetechnologien eine Kombination aus H<sub>2</sub>-Brennwertkessel mit Solarthermie, eine H<sub>2</sub>-Wärmepumpe sowie eine H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle.

Abbildung 14 zeigt die Bandbreiten der Gesamtwirkungsgrade der betrachteten Heiztechnologien an einem kalten Heiztag mit Zwischenspeicherung. Derartige Kälteperioden sind für die Erzeugungs-, Transport- und Speicherinfrastruktur auslegungsrelevant, da das Wärmesystem **auch in Extremsituationen** in der Lage sein muss, den **gesamten Wärmebedarf sicher zu bedienen**.<sup>44</sup>

In diesem für die Infrastruktur auslegungsrelevanten Fall sind **wasserstoffbasierte Heiztechnologien** insbesondere in nicht durchsanierten Gebäuden **bezüglich des Gesamtwirkungsgrades gleichwertig mit elektrischen Wärmepumpen**. H<sub>2</sub>-Brennwertkessel (60%) H<sub>2</sub>-Brennwertkessel in Kombination mit Solarthermie (64%) oder H<sub>2</sub>-Wärmepumpen (61 %) weisen in diesem Fall die gleichen oder sogar leicht bessere Gesamtwirkungsgrade auf wie elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpen (61 %). Im Fall von H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen weisen wir explizit auf den zusätzlichen Aspekt der dezentralen Stromerzeugung hin, welcher die Stromnetze und damit Wärmepumpen lokal in den auslegungsrelevanten Fällen unterstützen kann.

**Abbildung 14 In infrastrukturelevanten Anwendungsfällen an kalten Heiztagen mit Zwischenspeicherung im Altbau sind H<sub>2</sub>-basierte Heiztechnologien mindestens so effizient wie elektrische Wärmepumpen**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Annahmen zu Wirkungsgradverlusten entlang der Versorgungskette analog zu Abbildung 11 und Abbildung 13. Annahmen zu den Leistungszahlen und Endanwendungswirkungsgraden siehe Abbildung 10. Der Gesamtwirkungsgrad der H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle basiert auf dem kombinierten Wirkungsgrad von Wärme- und Stromerzeugung.

<sup>44</sup> Infrastruktur auslegungsrelevante Situationen sind auch deshalb zentral, weil in einem zukünftig auf 100 % erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem fast ausschließlich für die Vorhaltung der Erzeugungs- und Transportinfrastruktur Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen, während die Stromerzeugung selbst – anders als noch in einem auch auf fossilen Energien basierendem System – nur vernachlässigbare Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen hervorruft.

## 4 LEISTUNGSANALYSE – DER ZUKÜNFTIGE LEISTUNGSBEDARF IM STROMMARKT STEIGT BEI EINER UMFASSENDE ELEKTRIFIZIERUNG DES WÄRMEMARKTS STARK AN

Im vorherigen Kapitel haben wir gezeigt, dass die Beurteilung der Gesamteffizienz von Wärmetechnologien von unterschiedlichen externen Faktoren wie den klimatischen Bedingungen und dem Sanierungszustand von Gebäuden abhängt. Im Kontext des Wärmemarkts ist es dabei insbesondere relevant, wie die Technologien in extremen Situationen an kalten Wintertagen abschneiden, die für die Auslegung der Energieinfrastruktur (inkl. Erzeugung, Transport, Verteilung und Speicherung) von Bedeutung sind.

Darauf aufbauend analysieren wir im Folgenden, wie sich eine Elektrifizierung der heute durch die fossilen Energieträger Erdgas und Öl bereitgestellte Wärmeleistung auf die zukünftige Strom-Spitzenlast auswirken würde.



### DIE ERGEBNISSE AUF EINEN BLICK

Die Wärmenachfrage in Deutschland ist durch erhebliche saisonale Schwankungen gekennzeichnet. Heute wird der Wärmebedarf zu etwa 70 % unmittelbar durch die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl gedeckt. Unter Berücksichtigung der Verwendung von Erdgas, Kohle und Öl in der Erzeugung der Sekundärenergieträger Fernwärme und Strom liegen die Anteile fossiler Energieträger um die 80 %. Die Gas- und Ölinfrastrukturen sind entsprechend darauf ausgelegt, den saisonalen Wärmebedarf auch in einem Extremwinter sicher zu bedienen.

Eine Auswertung täglicher Gasflussdaten aus dem Gasübertragungsnetz zeigt, dass die durch das Gassystem bereitgestellte Wärmeleistung mit einer Maximallast von 230 GW für den temperaturabhängigen Wärmemarkt erheblich ist. Darüber hinaus stellt das Ölsystem aktuell weitere etwa 100 GW Maximalast für den temperaturabhängigen Wärmemarkt zur Verfügung.

Übersetzt man dieses Ergebnis in eine (hypothetische) vollständige Umstellung fossiler Brennstoffe auf elektrische Wärmepumpen, so würde dies zu einer zusätzlichen Strom-Spitzenlast von mindestens 86 GW bis zu 124 GW führen (siehe Abschnitt 4.2). Die bisherige Strom-Spitzenlast (von etwa 80 GW) könnte sich allein durch eine umfassende Elektrifizierung also mehr als verdoppeln.

Auch wenn dies eine extreme Betrachtungsweise ist, und in der Realität auch andere Technologien zum Einsatz kommen werden und sollten, so zeigt es dennoch, dass selbst eine Umstellung nur eines Teils der aktuellen Leistung

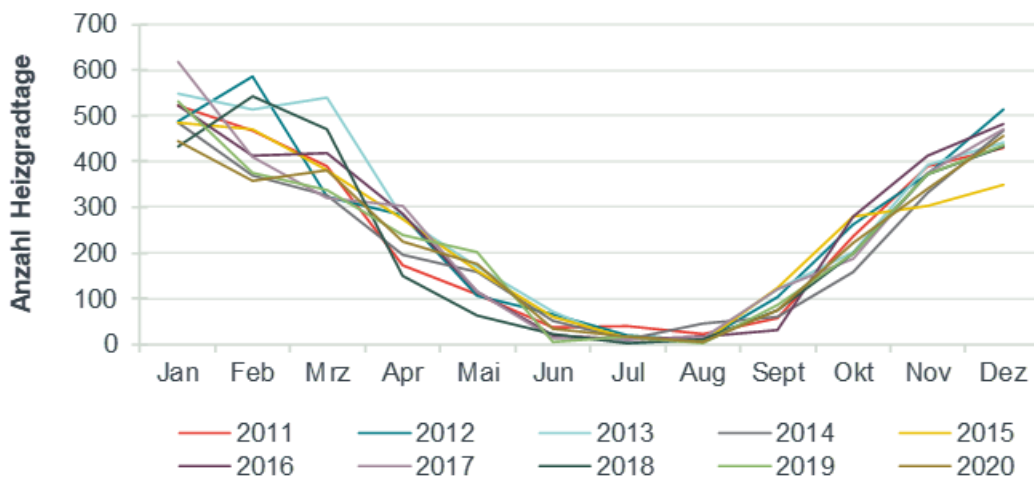
des fossilen Wärmemarktes auf strombasierte Heiztechnologien eine relevante Auswirkungen auf die zukünftig erforderliche gesicherte Leistung des Stromsystems haben wird.

Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung in Verbindung mit zusätzlicher Stromnachfrage aus der Elektromobilität und der daraus drohenden Lücke in der gesicherten Stromerzeugungsleistung sowie des hinter den gesetzten Zielen zurückbleibenden Stromnetzausbaus relevant.

#### 4.1 Saisonale Wärmenachfrage – Der Wärmebedarf in Deutschland ist durch erhebliche Saisonalität gekennzeichnet und wird heute wesentlich durch gas- und ölbasierte Heizsysteme gedeckt

Die klimatischen Bedingungen in Deutschland führen zu stark saisonaler Nachfrage im Wärmemarkt. In den Wintermonaten besteht bei niedrigen Außentemperaturen ein hoher Heizbedarf, der mit den steigenden Temperaturen im Frühjahr abflacht und im Sommer seinen Tiefpunkt erreicht (Abbildung 15). Die temperaturabhängige Wärmenachfrage liegt insbesondere in den Anwendungsbereichen Raumwärme und Warmwasser und einem kleinen Teil der Prozesswärme.

**Abbildung 15 Heizgradtage illustrieren hohe Saisonalität der Wärmenachfrage in Deutschland, 2011 - 2020**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Eurostat

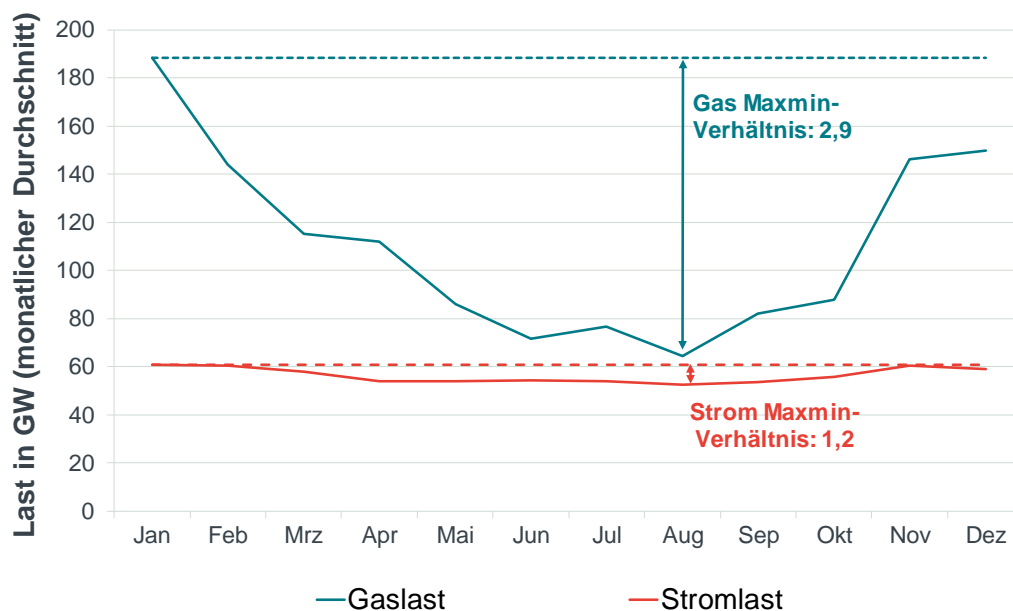
Hinweis: Heizgradtage sind ein Maß dafür, um wieviel Kelvin (entspricht Grad Celsius) und für wie lange (in Tagen) die durchschnittliche Tages-Außentemperaturen unterhalb einer bestimmten Basistemperatur (Eurostat verwendet 15 °C) lag. Sie spiegeln damit die Anzahl der Heiztage in Abhängigkeit der Außentemperatur wider.

## Fossile Energieträger bedienen den Großteil des heutigen Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser – die bereitgestellte Wärmeleistung ist erheblich

Wie in Abschnitt 2.1 erläutert, sind Erdgas und Heizöl die am meisten eingesetzten Endenergieträger im Wärmemarkt. Ihr direkter Anteil an der Raumwärme und Warmwasserbereitstellung beträgt aktuell zusammengefasst etwa 70 %, wobei etwa 47 % auf Erdgas und 23 % auf Heizöl entfallen. Zusätzlich entfallen 8 % auf die Fernwärme und damit indirekt weitere 4 % auf Erdgas. Demgegenüber entfallen derzeit lediglich 5 % auf den Endenergieträger Strom (vgl. Abbildung 4).

Entsprechend zeigt schon eine Betrachtung der monatlichen Energieverbräuche die erheblichen saisonalen Unterschiede des Gasverbrauchs, siehe Abbildung 16 am Beispiel eines durchschnittlich kalten Jahres (2017).

**Abbildung 16 Monatlicher Energieverbrauch auf Basis öffentlicher Statistiken zeigt bereits hohe Saisonalität des Gasverbrauchs im durchschnittlich kalten Beispieljahr 2017 (hier im Vergleich zum Stromverbrauch)**



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

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

## Die Gasinfrastruktur ist – wie auch die Ölinfrastruktur – auf den saisonalen Wärmebedarf und Extremwinter ausgerichtet

Zur sicheren Bedienung der Wärmenachfrage muss die Erzeugungs-, Speicher- und Netzinfrastuktur nicht nur darauf ausgelegt sein, die erforderliche maximale Wärmeleistung im üblichen saisonalen Verlauf zu erbringen, sondern zudem in denkbaren Extremsituationen, d. h. außergewöhnlich kalten Winterperioden („Extremwinter“). Die Gasinfrastruktur ist entsprechend seit jeher auf einen „1 in

20 Winter“ ausgelegt, also einen so kalten Winter, wie er nur alle 20 Jahre zu erwarten ist.<sup>45</sup>

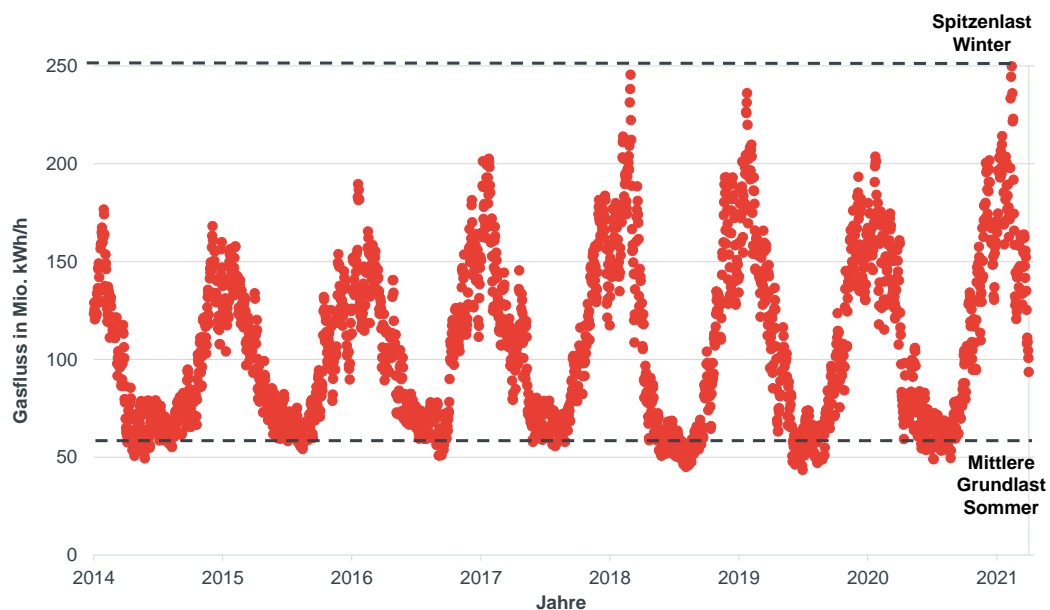
Die Wärmeleistung, die erdgasbasierte Heizsysteme heute erbringen, leiten wir nachfolgend anhand von tatsächlich gemessenen Flussdaten aus dem Gasübertragungsnetz ab.

### Die auf Tagesbasis gemessene tatsächliche Leistung des Gassystems von 250 GW zeigt die Auslegung auf hohe Nachfrageschwankungen

Die tatsächliche Leistung des aktuellen Gassystems in Deutschland lässt sich anhand der in Abbildung 17 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, siehe Abbildung 16). 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.

**Abbildung 17 Tägliche innerdeutsche Gasflüsse (ohne Transit) auf Übertragungsnetzebene (1. Januar 2014 – 31. März 2021)**



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

<sup>45</sup> Vgl. ENTSO-G (2017), S.8.



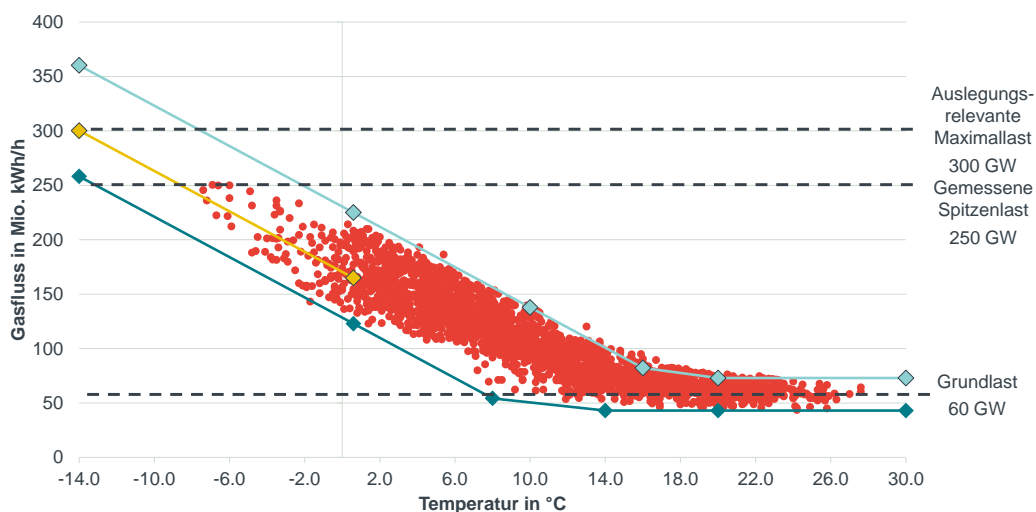
*Hinweis: Die dargestellten Gasflüsse entsprechen den von den FNB am jeweiligen Tag gemessenen Gasflüsse (ohne Transitmengen), dividiert durch die Anzahl Stunden pro Tag (24). Entsprechend handelt es sich bei der Spitzenlast um eine tagesdurchschnittliche Spitzenlast. In einzelnen Stunden oder Viertelstunden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

Die für die Auslegung der Gasinfrastruktur relevante Maximallast liegt bei etwa 300 GW, was einer Wärmeleistung von über 230 GW für den temperaturabhängigen Wärmemarkt entspricht

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).<sup>46</sup>

Abbildung 18 stellt die täglichen Gasflüsse im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur dar und veranschaulicht die hohe Temperaturabhängigkeit der Gasflüsse.

**Abbildung 18 Tägliche Gasflüsse auf Übertragungsnetzebene im Verhältnis zur gemessenen Außentemperatur (Zeitraum Januar 2014 – März 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.

Zur Ermittlung der im Maximalfall erforderlichen Leistung wurde eine lineare Regression gemäß Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) vorgenommen.<sup>47</sup> Bei einer mengengewichteten Auslegungstemperatur von -14 Grad Celsius ergibt sich damit eine auslegungsrelevante Maximallast von 300 GW, also deutlich höher als die im Februar 2021 tatsächlich gemessene Höchstlast von 250 GW.

<sup>46</sup> Die für die Planung relevante Auslegungstemperatur variiert bundesweit in Abhängigkeit von den lokalen meteorologischen Gegebenheiten. Für diese Analyse wird eine durchschnittliche bundesweite Auslegungstemperatur zugrunde gelegt, die einen mengengewichteten Durchschnitt der verschiedenen regionalen Auslegungstemperatur widerspiegelt.

<sup>47</sup> 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.

Die maximale Heizleistung, welche die heutige Gasinfrastruktur für den Wärmemarkt zur Verfügung stellt, ergibt sich dann aus der **auslegungsrelevanten Maximallast von 300 GW abzüglich:**

- der nicht durch den Wärmemarkt induzierten **Grundlast**, welche im Frühjahr und Sommer ab Temperaturen von etwa 15 Grad aufwärts gemessen werden kann (Abbildung 17 und Abbildung 18). 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.
- des saisonalen Anteils der **Gaskraftwerksleistung** in Höhe von etwa **4 GW**,<sup>48</sup> sowie
- des Wirkungsgradverlusts in der Endanwendung (mit einem angenommenen Wirkungsgrad der Gasheizungssysteme von 98 %).

**230 GW**

beträgt die Leistung, welche die Gasinfrastruktur heute für den Wärmemarkt zur Verfügung stellt.

Die durch das Gassystem für den Wärmemarkt zur Verfügung gestellte Leistung beträgt im Ergebnis knapp **230 GW**.

### Ölbasierte Heizsysteme tragen weitere knapp 100 GW Leistung zur Infrastruktur für den Wärmemarkt bei

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.<sup>49</sup>
- 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

<sup>48</sup> 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 Energy Charts, [www.energy-charts.info](http://www.energy-charts.info)

<sup>49</sup> Vgl. BDEW (2020a), Folie 24.

einer vom Erdgassystem übertragenen mengengewichteten Auslegungstemperatur von -14 °C) – zusätzlich knapp 100 GW zur Wärmeleistung des temperaturabhängigen Wärmemarktes bei.<sup>50</sup>

## 4.2 Zukünftige Strom-Spitzenlast: Eine umfassende Elektrifizierung des Wärmemarkts führt zu einer hohen zusätzlichen Spitzenlast im Stromsystem

Das heutige Stromsystem ist nicht auf eine solche saisonale Wärmenachfrage ausgelegt

Wie erläutert wird heute nur knapp 5 % des Endenergiebedarfs für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung direkt durch Strom gedeckt (siehe auch Abbildung 4). Entsprechend ist das Stromsystem bisher nicht auf solche Anforderungen des Wärmemarktes mit enormen Leistungsspitzen in kalten Wintern ausgelegt. Dies wird beispielsweise durch ein im Jahresverlauf weitgehend flaches Stromverbrauchsprofil reflektiert. Wie in Abbildung 16 illustriert, entsprach beispielsweise im klimatisch durchschnittlichen Jahr 2017 die maximale monatliche Stromlast im Winter im Übertragungsnetz nur dem 1,2-fachen der minimalen Monatslast im Sommer (gemessen auf Tagesbasis dem Faktor 1,7), während dieses Verhältnis beim Gasverbrauch 2,9 betrug (und auf Tagesbasis etwa dem Faktor 4).

Umfassende Elektrifizierung des Wärmemarktes erhöht Strom-Spitzenlast in Szenarien mit realistischer jährlicher Gebäudesanierungsrate um 103 GW bis 124 GW, bei einer sehr optimistischen Sanierungsrate immer noch 86 GW

Zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 müssen fossile Brennstoffe bis zu diesem Zeitpunkt vollständig durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden. Bis zum Jahr 2030 allein sollen nach Vorstellung der EU Kommission 49% der bereitgestellten Wärme erneuerbar sein.<sup>51</sup> Würde dabei eine Umstellung aktueller Technologie auf Basis fossiler Brennstoffe allein auf elektrische Wärmepumpen erfolgen, hätte dies umfassende Auswirkungen auf die durch das Stromsystem zu erbringende Leistung. Denn die derzeit durch das molekülbasierte Wärmesystem auf Basis von Erdgas und Heizöl erbrachte saisonale Leistung müsste dann weitestgehend durch das Stromsystem ersetzt und getragen werden.

Abbildung 19 stellt dar, welche zusätzliche Anforderungen an die Strom-Spitzenlast im Zieljahr 2045 (wenn auch der Wärmemarkt vollständig klimaneutral sein muss) entstehen würden, wenn der temperaturgetriebene fossile Wärmemarkt hypothetisch vollständig durch elektrische Wärmepumpen ersetzt würde. Wie hoch die zusätzliche Spitzenlast tatsächlich ausfällt, hängt von mehreren Faktoren ab:

<sup>50</sup> Ergibt sich als 236 GW (auslegungsrelevante Leistung des Gassystems für den Wärmemarkt vor Berücksichtigung von Wirkungsgradverlusten) \* 46 % \* 90 %.

<sup>51</sup> Europäische Kommission (2021).

## ■ Alternative klimaneutrale Heizsysteme

- Ein Teil der aktuell durch fossile Brennstoffe bereitgestellten Leistung könnte zukünftig durch alternative, nicht strombasierte, klimaneutrale Technologien ersetzt werden, beispielsweise weil der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen in unsanierten oder nur geringfügig sanierten Altbauten aus technischer und ökonomischer Sicht wenig sinnvoll erscheint. In unserer Analyse gehen wir für eine Maximalbetrachtung vereinfacht davon aus, dass ein vollständiger Ersatz fossiler Brennstoffe durch elektrische Wärmepumpen erfolgt. Den möglichen Einsatz alternativer Heizsysteme wie z.B. H<sub>2</sub>-Brennwertkessel oder Fernwärme betrachten wir in dieser Analyse nicht; im Ergebnis würde sich jedoch in diesem Fall die zusätzliche Strom-Spitzenlast entsprechend reduzieren.
- Innerhalb der elektrischen Wärmepumpe gehen wir davon aus, dass in einem Großteil der umzustellenden Bestandsgebäude insbesondere im städtischen Bereich eine Umstellung auf Luft-Wasser-Wärmepumpen erfolgt. Die effizienteren Sole- oder Grundwasser-Wärmepumpen sind primär für Neubauten und auch hier nur unter bestimmten Bedingungen eine geeignete Option. Wir nehmen daher für unsere exemplarische Analyse an, dass der Gebäudebestand zu 90 % auf Luft-Wasser-Wärmepumpen (Wärmequelle Luft) und zu 10 % auf Sole-Wasser-Wärmepumpen (Wärmequelle Erdreich) umgestellt wird.<sup>52</sup>

## ■ Zukünftiger Fortschritt bei der Gebäudesanierung – Die zukünftige Strom-Spitzenlast für den Wärmemarkt hängt maßgeblich davon ab, welche zukünftigen Sanierungsraten bei der Abschätzung zugrunde gelegt werden. Die energetische Sanierung von Gebäuden hat zwei Effekte auf die zukünftige Spitzenlast:

- **Elektrische Wärmepumpen** können in **vollsanieren Gebäuden oder Neubauten** eine **höhere Leistungszahl** realisieren als in unsanierten Altbauten. Je besser der Sanierungsstand des zukünftigen Gebäudebestandes, umso höher sind die erzielbaren Leistungszahlen der elektrischen Wärmepumpen und desto geringer ist der Effekt auf die zusätzliche Spitzenlast im Stromsystem.<sup>53</sup> Im Sinne einer konservativen Analyse berücksichtigen wir hier nicht den Effekt, den der Einsatz von Heizstäben auf die Strom-Spitzenlast hätte. Da wir annehmen, dass die Heizlast innerhalb eines Tages verschoben werden kann, könnten die elektrischen Heizsysteme so geschaltet werden, dass der gleichzeitige Einsatz von Heizstäben minimiert werden könnte.<sup>54</sup> Kommen Heizstäbe jedoch zum Einsatz, so weisen sie in der Regel die doppelte Leistung der

<sup>52</sup> Zudem unterstellen wir gegenüber heute unveränderte Leistungszahlen, sehen also von der Annahme eines technischen Fortschritts ab (welcher im Fall der vergleichsweise reifen elektrischen Wärmepumpen-Technologie ohnehin als allenfalls moderat zu erwarten ist).

<sup>53</sup> Dies bedeutet für die Auslegungstemperatur von -15 °C bei einer für Neubaustandard angenommenen Vorlauftemperatur von 35 °C eine Leistungszahl von 240 % für Luft-Wasser-Wärmepumpen (bzw. 390 % für Sole-Wasser-Wärmepumpen), und für Altbauten bei einer angenommenen Vorlauftemperatur von 65 °C eine Leistungszahl von 120 % für Luft-Wasserwärmepumpen (bzw. 260 % für Sole-Wasser-Wärmepumpen).

<sup>54</sup> Tatsächlich ist es aber so, dass elektrische Wärmepumpen nur für maximal 6 Stunden vom Netz genommen werden dürfen, die sogenannte Sperrzeit. Vgl. <https://www.bosch-thermotechnology.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/evu-sperre/>.

eigentlichen Wärmepumpenverdichter auf, mit dem entsprechenden Effekt auf die Spitzenlast.

- **Maßnahmen zur Gebäudedämmung reduzieren** den **Heizwärmeverbrauch** und damit die **Heizlast** von Gebäuden. Je höher der energetische Standard von Gebäuden, desto geringer sind Heizwärmeverbrauch und Heizlast.<sup>55</sup> Als Ausgangsbasis für die Berechnung des Effekts von Gebäudesanierung auf den zukünftigen Heizwärmebedarf (bzw. die Heizlast) berücksichtigen wir den wohnflächengewichteten Heizwärmebedarf des aktuellen Gebäudebestandes in Deutschland in den verschiedenen Baualtersklassen.<sup>56</sup> Nach der Durchführung von energetischen Sanierungsmaßnahmen reduziert sich der Heizwärmebedarf (bzw. die Heizlast) wie folgt:

- um 25 % gegenüber dem ursprünglichen Bedarf im Fall einer Teilsanierung des Gebäudes;<sup>57</sup>
- auf den Energiestandard eines Neubaus (KfW 55 Effizienzhaus) durch eine Vollsanierung des Gebäudes.<sup>58</sup>

Da die zukünftig realisierbare jährliche Sanierungsrate mit hoher Unsicherheit behaftet ist, betrachten wir verschiedene Szenarien:

- **Moderate Gebäudesanierungsrate** – Im Jahr 2020 galten nur 13 % der Gebäude in Deutschland als Neubau oder vollsaniert, die energetische Sanierungsrate ist in den letzten 20 Jahren mit etwa 1 % pro Jahr erheblich hinter dem Ziel der Bundesregierung von 2 % pro Jahr zurückgeblieben.<sup>59</sup> In Szenario A berechnen wir daher die Stromlast-Implicationen einer umfassenden Wärmeelektrifizierung für den Fall, dass die energetische Sanierungsrate weiterhin auf dem **historischen Niveau von 1,0 %** pro Jahr verbleibt.
- **Ambitioniertere Gebäudesanierungsraten** – In den Szenarien B, C, und D unterstellen wir, dass die energetische Sanierungsrate kurzfristig erheblich gesteigert werden kann. Basierend auf verschiedenen externen Studien legen wir in den Szenarien mit ambitionierterer Gebäudesanierung jährliche **Sanierungsraten von 1,4 %** pro Jahr (Dena Leitstudie, Szenario TM95) **bis 2,3 %** pro Jahr (Dena Leitstudie, Szenario EL95) zugrunde.<sup>60</sup>

<sup>55</sup> Heizwärmebedarf und Heizlast sind für die verschiedenen Energiestandards von Gebäuden in den Wärmeschutzverordnungen (WSV), den Energieeinsparverordnungen (EnEV) sowie in verschiedenen KfW-Effizienzhaus-Standards definiert. Die Heizlast entspricht dabei dem Wärmeverlust durch die Gebäudehülle. Je höher die Heizlast, desto mehr Wärme muss durch die Heizung ersetzt werden und entsprechend erhöht sich der Heizwärmeverbrauch in gleichem Maße. Vgl. <https://www.net4energy.com/de-de/smart-living/heizlast-niedrigenergiehaus>.

<sup>56</sup> Auf Basis von IWU (2015) und IWU (2018).

<sup>57</sup> Auf Basis von Umweltbundesamt (2019a) und <https://www.co2online.de/>.

<sup>58</sup> Die Erreichung des KfW 55 Standards („Niedrigstenergiehaus“) ist ab 2021 verpflichtend für Neubauten in Deutschland.

<sup>59</sup> Siehe BDEW (2020a), Umweltbundesamt (2019a) und DIW (2019). Zusammenfassend auch Frontier Economics (2021a).

<sup>60</sup> Angesichts der beschriebenen Hemmnisse zur Steigerung der historischen Sanierungsrate ist dies eine sehr ambitionierte Unterstellung. Realistischerweise wäre eher von einem langsamen Anstieg der Sanierungsrate auszugehen, was wiederum die hier unterstellte Sanierungsgeschwindigkeit reduzieren würde.

Im Ergebnis zeigt sich, dass eine (hypothetische) **vollständige Umstellung fossiler Heiztechnologien (welche heute eine Wärmeleistung von etwa 330 GW<sub>thermisch</sub> aufweisen)<sup>61</sup> auf elektrische Wärmepumpen zu einer erheblichen zusätzlichen Strom-Spitzenlast führen würde.** In Szenarien mit realistischen Sanierungsraten (von unter 2,0 %) betrüge die zusätzliche Strom-Spitzenlast 103 GW<sub>elektrisch</sub> – 124 GW<sub>elektrisch</sub>. In einem Szenario mit einer sehr optimistischen Sanierungsrate (von 2,3 % pro Jahr) würde die zusätzliche Strom-Spitzenlast immer noch 86 GW<sub>elektrisch</sub> betragen.<sup>62</sup>

Die zukünftige Strom-Spitzenlast würde damit etwa das 2- bis 2,5-fache der historischen Strom-Spitzenlast betragen. Damit käme **allein durch den Wärmemarkt** – ohne Berücksichtigung weiterer zu elektrifizierender Bereiche – zukünftig mindestens eine **Verdopplung der Spitzenlastbereitstellung sowie deren Absicherung** auf das Stromsystem zu.

## 86 bis 124 GW

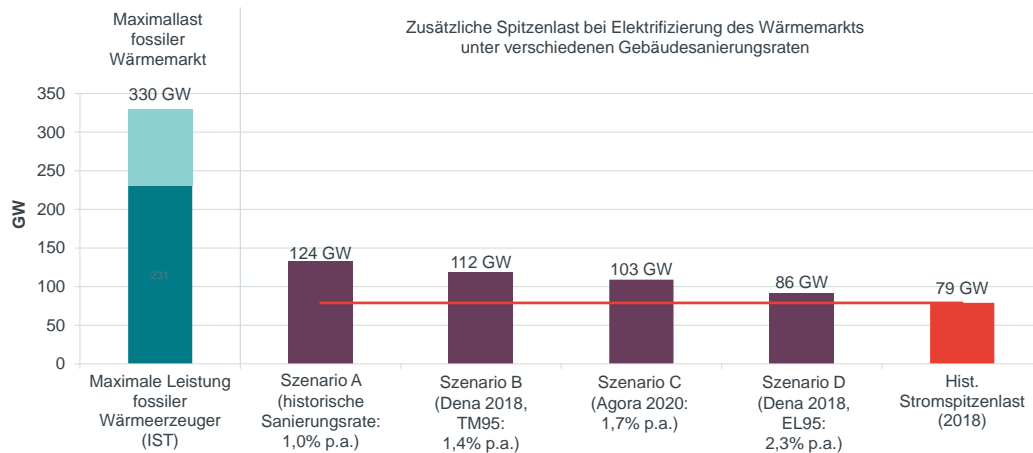
beträgt die zusätzliche Strom-Spitzenlast im Fall einer umfassenden Elektrifizierung des Wärmemarktes durch Wärmepumpen. **Die Strom-Spitzenlast (von heute 80 GW) würde sich also mindestens verdoppeln.**

<sup>61</sup> Diese ergibt sich aus 230 GW Infrastruktur auslegungsrelevante Leistung des Gassystems für den Wärmemarkt sowie 100 GW des Heizölsystems.

<sup>62</sup> Zum Vergleich: Eine von Frontier Economics im Auftrag von Viessmann durchgeführte Bottom-up-Schätzung hatte eine zusätzliche Spitzenlast durch Wärmepumpen in 2050 von bis zu 127 GW ergeben. Diese Abschätzung basiert auf der Annahme des zusätzlichen Einbaus von 15,7 Millionen elektrischen Wärmepumpen bis 2050 (in Anlehnung an das Elektrifizierungsszenario EL95 der dena-Leitstudie, siehe Dena (2018)). Hierbei wurde eine untere Abschätzung mit 3 kW Spitzenlast-Bedarf je Einheit und 80 % gleichzeitiger Nutzung der Wärmepumpen vorgenommen, sowie eine obere Abschätzung mit 9 kW Bedarf je Einheit (bspw. durch Inanspruchnahme des Heizstabs) und 100 % gleichzeitiger Nutzung. Siehe Frontier Economics (2021a).



**Abbildung 19 Elektrifizierung des Wärmemarktes führt zu einer hohen zusätzlichen Strom-Spitzenlast selbst bei optimistischen Sanierungsraten**



**Quelle:** Frontier Economics basierend auf FNB Gas und Hirvonen und Siren (2017) sowie Sanierungsraten aus den angegebenen Studien.

**Hinweis:** Die dargestellte heute durch Erdgas und Heizöl bereitgestellte Maximallast basiert auf der Messung tagesdurchschnittlicher Werte. Es ist davon auszugehen, dass die Maximalwerte in einzelnen Stunden oder sogar Viertelstunden deutlich oberhalb dieser Tagesdurchschnitte liegen, da beispielsweise die Heizlast nachts deutlich geringer ist als tagsüber. Bei der Berechnung der Zunahme der Strom-Spitzenlast bei Umstellung auf elektrische Wärmepumpen wird hier angenommen, dass die elektrischen Heizungssysteme so flexibel sind, dass der Strombedarf zu Heizungszwecken innerhalb eines Tages verschoben werden kann (also z. B. durch entsprechende Wärmespeicher nachts Wärme produziert werden kann, um sie tagsüber zu nutzen). Dies ist eine konservative Annahme. In der Praxis ist von einer geringeren Flexibilität der elektrischen Wärmepumpen auszugehen, sodass es tatsächlich zu einer höheren Zunahme der Strom-Spitzenlast käme. Annahmen zu Leistungszahlen für die Berechnung der äquivalenten Wärmepumpenleistung siehe Abbildung 10.

### 4.3 Zukünftiges Stromsystem: Um die Spitzenlast eines elektrifizierten Wärmemarkts sicher zu bedienen, müssen erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten und Infrastruktur massiv ausgebaut werden

Neben der Elektrifizierung des Wärmemarktes haben auch andere Faktoren einen Einfluss auf die zukünftigen Leistungsanforderungen im Stromsystem

Die Leistungsanforderungen an das Stromsystem sind zukünftig insbesondere durch die zunehmende Elektrifizierung von Endanwendungen in den verschiedenen Sektoren getrieben. Neben der Wärmebereitstellung betrifft dies insbesondere auch die Mobilität: Der Zusatzbedarf an gesicherter Strom-Leistung aus dem Mobilitätssektor könnte langfristig 22 GW und mehr betragen, abhängig



von der angenommenen Anzahl an zusätzlichen E-Fahrzeugen, der Fahrzeugleistung und der Lade-Gleichzeitigkeit.<sup>63</sup>

Auf der anderen Seite können Effizienzsteigerungen im Bereich der bisherigen Stromverbräuche (z. B. Licht oder stationäre Motoren) einen senkenden Effekt auf den zukünftigen Leistungsbedarf haben und damit einen Teil der durch Elektrifizierung von Wärme und Mobilität zunehmenden Stromspitzenlast kompensieren.

### Dem steigenden Leistungsbedarf aus dem elektrifizierten Wärmemarkt steht durch Kern- und Kohleausstieg eine stark rückläufige gesicherte Stromerzeugungsleistung gegenüber

Aktuell sind in Deutschland noch im umfangreichen Maßstab gesicherte Stromerzeugungskapazitäten aus Kernenergie, Braun- und Steinkohle sowie Erdgas vorhanden, um auch die Stunde der höchsten Nachfrage im Strommarkt (Strom-Spitzenlast) zu decken. Mit der bestehenden gesicherten Leistung wird die Versorgungssicherheit im Strommarkt aktuell sichergestellt (Abbildung 20, linke Seite).<sup>64</sup>

Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung ist in den nächsten Jahren jedoch mit einem starken Rückgang der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland zu rechnen. So gehen laut Planung der Bundesregierung mit dem Kernenergieausstieg bis Ende 2022 und dem beschlossenen Kohleausstiegspfad bis zum Jahr 2030 gesicherte Kapazitäten im Umfang von 36 GW vom Stromnetz – also etwa ein Drittel der derzeit gesicherten Leistung. Andererseits ist unklar, wie viel gesicherte Leistung über den Beitrag der Kohlekraftwerke hinaus zukünftig von anderen Energieträgern erbracht werden kann (Abbildung 20, Mitte). Noch deutlicher werden die Implikationen der rückläufigen gesicherten Kraftwerksleistung im Jahr 2050 (Abbildung 20, rechts). Aufgrund des vollständigen Ausstiegs Deutschlands aus allen fossilen und nuklearen Erzeugungstechnologien müsste die gesicherte Leistung in 2050 vollständig durch erneuerbare Erzeugungsarten gedeckt werden.

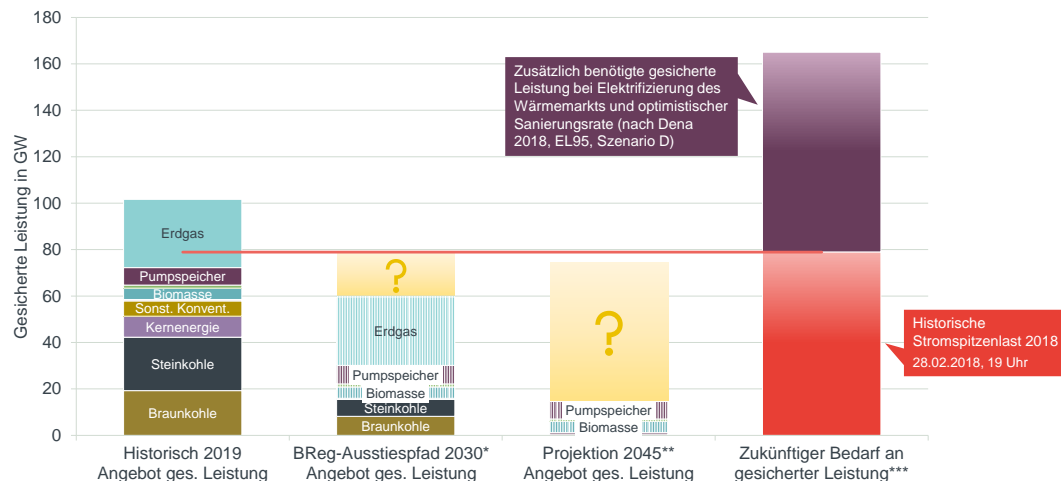
Jedoch würde sich selbst ein massiver Ausbau der Windkraft und Photovoltaik aufgrund der geringen Verfügbarkeitswerte von erneuerbaren Energien nicht maßgeblich in einer Zunahme der gesicherten Leistung niederschlagen. Daher müssen in ausreichendem Maßstab verlässliche und steuerbare Back-up-Kraftwerkskapazitäten installiert werden, damit auch in Zeiten einer kalten

<sup>63</sup> In Anlehnung an Dena (2018) entspricht 11 KW-Bedarf je E-Fahrzeug bei ca. 40 Mio. zusätzlichen Fahrzeugen in 2050 und einer gleichzeitigen Lade-Quote von circa 5 %. Vgl. Frontier Economics (2021a).

<sup>64</sup> Unter der für die Beurteilung der Strom-Versorgungssicherheit verwendeten gesicherten Leistung ist die Erzeugungsleistung zu verstehen, die mit hoher Sicherheit ständig zur Verfügung steht. Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland bewerten die installierten Stromerzeugungskapazitäten im Rahmen der jährlichen Erstellung einer Leistungsbilanz. Dabei fließt jede Erzeugungstechnologie mit der Wahrscheinlichkeit einer Verfügbarkeit zum Zeitpunkt eines potenziell kritischen Referenztages mit hohem Stromverbrauch (typischerweise eine Abendstunde im Wintermonat) ein. Diese Wahrscheinlichkeiten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern auf Basis historischer Einspeiseprofile ermittelt. Für erneuerbare Energien hingegen liegen die Verfügbarkeitswerte bei 1 % (Wind On-/Offshore) bzw. 0 % (PV) (Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2020)). Die Nichtverfügbarkeit für die konventionellen Brennstoffe wurde anhand der im Ten-year network development plan von 2018 (ENTSO-E & ENTSO-G (2018)) verwendeten Ausfallwahrscheinlichkeit ermittelt (im Sheet DE als „Normal conditions Average Forced Outage Rate“): Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich bspw. Verfügbarkeitswerte von 91 % (Braun- und Steinkohle), 93 % (Erdgas) bzw. 95 % (Kernenergie). Für gemischte Brennstoffe wurde ein Durchschnittswert betrachtet (8 %).

Dunkelflaute die Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Der Ausbau flexibler Gaskraftwerke (auf Basis von klimaneutralen Gasen), die für eine solche Back-up-Funktion geeignet wären, ist jedoch mit hohen Unsicherheiten behaftet, die zu mangelhaften Investitionsanreizen für den Bau neuer Kapazitäten führen können.

**Abbildung 20 Die langfristige Entwicklung der gesicherten Kraftwerksleistung ist sehr unsicher – durch einen elektrifizierten Wärmemarkt entsteht aber ein hoher zusätzlicher Bedarf**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Bundesnetzagentur (2021a), Übertragungsnetzbetreiber (2020) und BMU (2020)

Hinweis: \* Annahme, dass sich die gesicherte Leistung von Kohlekraftwerken gemäß dem beschlossenen Ausstiegspfad der Bundesregierung entwickelt und die gesicherte Leistung anderer Energieträger konstant zu heute bleibt. \*\* Im Jahr 2045 muss gesicherte Leistung vollständig durch klimaneutrale Energieträger bereitgestellt werden. \*\*\* Der zukünftige Bedarf an gesicherter Leistung setzt sich zusammen aus der zusätzlichen Last durch eine Elektrifizierung des saisonalen Wärmemarktes und gleichbleibender Stromspitzenlast in anderen Anwendungsbereichen.

**Angesichts des Ausbautempos der erneuerbaren Energien und der Stromnetze besteht bereits in der mittleren Frist bis 2030 das Risiko, dass es zu Stromversorgungslücken kommt**

Es besteht das Risiko, dass das Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energien in den Bereichen Erzeugung, bei der erforderlichen Infrastruktur der Transport- und Verteilnetze und den Speichermöglichkeiten sowie beim Zubau an gesicherter Kraftwerksleistung zu langsam ist, um die perspektivische Versorgungslücke aufgrund der rückläufigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu decken.

So haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem jüngsten Netzentwicklungsplan 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).<sup>65</sup> Die Verzögerungen beim Ausbau der Stromtrassen schränken – neben anderen Faktoren wie Flächenverfügbarkeit und Akzeptanzproblemen – auch die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien ein.

Letztlich führt der im Fall einer umfassenden Elektrifizierung erforderliche zusätzliche Ausbau von Stromnetzen und EE-Erzeugungskapazitäten zu hohen Mehrkosten. Weitere Kosten entstehen dadurch, dass in erheblichem Umfang gesicherte Kraftwerksleistung (perspektivisch zusätzliche 86 GW für den Wärmemarkt bei einer Sanierungsquote von 2,3% und starkem Einsatz von elektrischen Wärmepumpen) zusätzlich erbaut und betrieben werden muss, um die Lieferung von volatilen EE-Strom abzusichern. Die Mehrkosten der Elektrifizierung im Gesamtsystem könnten durch einen breiteren Technologieansatz, der unterschiedliche Energieträger, Infrastrukturen und Endanwendungen berücksichtigt, zumindest reduziert werden.<sup>66</sup>

### Eine umfassende Elektrifizierung des Wärmemarktes würde die bereits bestehenden Herausforderungen des Stromsystems weiter verschärfen

Aus heutiger Sicht ist unklar, wie in einem zukünftigen Stromsystem basierend auf 100 % erneuerbaren Energien der Bedarf an gesicherter Stromleistung bereitgestellt werden kann. In jedem Fall wird ein starker Ausbau flexibel regelbarer Erzeugungseinheiten erforderlich sein, wofür aber aktuell die Investitionsanreize fehlen.

Eine Umstellung von großen Teilen des heutigen Wärmemarktes von gas- und ölbasierten Heizsystemen auf elektrische Heizsysteme würde die Problematik der Bereitstellung erforderlicher Erzeugungsmengen sowie ausreichender gesicherter Leistung noch weiter zuspitzen. Für den Wärmemarkt stehen mit der Möglichkeit der Umstellung auf klimaneutrale Gase wie Wasserstoff alternative Optionen zur Verfügung, die in großen Teilen auf Basis der existierenden Infrastruktur transportiert und zwischengespeichert werden sowie in bestehenden und zukünftigen Heizendgeräten (als Beimischung in den Gasmix oder als reines Produkt) verwendet werden können. Die Berücksichtigung von gasbasierten klimaneutralen Alternativen zur Elektrifizierung ist aufgrund der Implikationen für die zukünftige Spitzenlast im Stromsystem, dem kurzen Zeitraum zur Umstellung sowie den gegebenen Zwischenzielen notwendig.

---

<sup>65</sup> Tagesspiegel (2021).

<sup>66</sup> Dena (2018).

## LITERATURVERZEICHNIS

- **ASUE (2019)**, Wärmepumpen: Gasantrieb zur Kostensenkung. ASUE-Fachtagung in Bingen am Rhein, 23. Oktober 2019.
- **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](https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf).
- **BDEW (2020a)**, Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht.
- **BDEW (2020b)**, Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, 4. aktualisierte Ausgabe.
- **BDEW (2021)**, Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland, Basisdaten und Einflussfaktoren, 5. aktualisierte Ausgabe, [https://www.bdew.de/media/documents/Waermeverbrauchsanalyse\\_Foliensatz\\_2021\\_final.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2021_final.pdf).
- **BMU (2020)**, Fragen und Antworten zum Kohleausstieg in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit BMU, <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/fragen-und-antworten-zum-kohleausstieg-in-deutschland/>
- **BMWi (2019)**, Energieeffizienzstrategie 2050, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.html>
- **BMWi (2021a)**, Zahlen und Fakten Energiedaten, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Stand: 01.06.2021)
- **Bundesregierung (2019)**, Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.
- **Bundesregierung (2020)**, Die nationale Wasserstoffstrategie, <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>.
- **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 (2018)**, dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Juli 2018, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)

- **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](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676231.de/19-36-1.pdf)
- **Dodds et al. (2015)**, Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 40, Januar 2015.
- **EnergieSchweiz (2019)**, Schlussbericht «Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019)», Prinzing et al., Bundesamt für Energie BFE, Dezember 2019.
- **Enervis (2017)**, Erneuerbare Gase: Ein Systemupdate der Energiewende, im Auftrag von Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) und Bundesverband Windenergie e.V. (BWE), Dezember 2017, [https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2019/07/20171212\\_studie\\_erneuerbare\\_gase\\_enervis.pdf](https://erdgasspeicher.de/wp-content/uploads/2019/07/20171212_studie_erneuerbare_gase_enervis.pdf).
- **ENTSO-E & ENTSO-G (2018)**, TYNDP 2018 – Scenario Report, Ten-year network development plan, Main Report, [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf)
- **ENTSO-G (2017)**, ENTSO-G Union-Wide Security of Supply Simulation Report, Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS simulation), [https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/sos/ENTSOG%20Union%20wide%20SoS%20simulation%20report\\_INV0262-171121.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/sos/ENTSOG%20Union%20wide%20SoS%20simulation%20report_INV0262-171121.pdf)
- **E.ON (2021)**, Energiewende mit Grünem Gas hilft einkommensschwachen Haushalten, Pressemitteilung, 21. Januar 2021, <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2021/energiewende-mit-gruenem-gas-hilft-einkommensschwachen-haushalten.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](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:0638aa1d-0f02-11eb-bc07-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF)
- **Europäische Kommission (2021)**, Umsetzung des Europäischen Grünen Deals, [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de)
- **Fraunhofer ISE (2020)**, Wärmepumpen in Bestandsgebäuden. Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt „WPsmart im Bestand“, Abschlussbericht, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, [https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-smart-im-bestand/download/Berichte/BMWi-03ET1272A-WPsmart\\_im\\_Bestand-Schlussbericht.pdf](https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-smart-im-bestand/download/Berichte/BMWi-03ET1272A-WPsmart_im_Bestand-Schlussbericht.pdf)
- **Fraunhofer ISI et al (2021)**, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Studie für BMWi, Kurzvorstellung 25.06.2021, [https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_TN\\_Szenarien\\_2021\\_06\\_25\\_v6\\_.pdf](https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_TN_Szenarien_2021_06_25_v6_.pdf).

- **Frontier Economics et al. (2017)**, Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland, Eine modellbasierte Analyse, Frontier Economics, IAEW, FourManagement, EMCEL, September 2017.
- **Frontier Economics et al. (2018)**, Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Frontier Economics, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, März 2018.
- **Frontier Economics & IAEW (2019)**, The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe - A study based on eight European countries, Frontier Economics und Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, April 2019, <https://www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>
- **Frontier Economics (2021a)**, Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt, Kurzstudie für Viessmann Climate Solutions, April 2021, <https://www.frontier-economics.com/media/4590/wasserstoff-im-waermemarkt.pdf>.
- **Frontier Economics (2021b)**, Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Wärmesektors, Studie für den DVGW, Juni 2021, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/frontiereconomics-h2-im-waermemarkt-studie.pdf>.
- **Gas for Climate (2020)**, European Hydrogen Backbone, How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, July 2020, [https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020\\_European-Hydrogen-Backbone\\_Report.pdf](https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf).
- **Gas for Climate (2021)**, Extending the European Hydrogen Backbone, A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries, April 2021, [https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone\\_April-2021\\_V3.pdf](https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf).
- **Geth et al. (2015)**, An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 52 (2015).
- **Guidehouse & Tractebel Impact (2020)**, Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits, ASSET Projekt (Advanced System Studies for Energy Transition), Studie im Auftrag der EU-Kommission, Juli 2020, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1>
- **Herrmann et al. (2018)**, Cost-Efficiency of a CHP Hydrogen Fuel Cell, 3<sup>rd</sup> International Hybrid Power Systems Workshop, Teneriffa, Spanien, Mai 2018.
- **Hirvonen und Siren (2017)**, High latitude solar heating using photovoltaic panels, air-source heat pumps and borehole thermal energy storage, ISES Conference Proceedings (2017)
- **Hydrogen Council (2020)**, Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective.
- **IEA (2019)**, The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20 in Japan, Juni 2019.



- **ifeu & Hamburg Institute Research (2020)**, Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zum Potenzial der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Bericht der Bundesrepublik Deutschland an die Kommission, ifeu – Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg gGmbH und Hamburg Institut Research gGmbH, Dezember 2020, [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/de\\_ca\\_2020\\_de\\_a01\\_art\\_157\\_red\\_ii\\_report\\_germany.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/de_ca_2020_de_a01_art_157_red_ii_report_germany.pdf)
- **IWU (2015)**, Deutsche Wohngebäudetypologie – Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, 2. erweiterte Auflage, Loga et al., Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), Februar 2015.
- **IWU (2018)**, Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 - Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand, Cischinsky und Diefenbach, Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), April 2018.
- **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](https://www.bdew.de/media/documents/20200331_KoV_XI_HT_clean_final.pdf)
- **Leiblein et al. (2020)**, Roadmap Gas 2050, Deliverable D1.1, Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H<sub>2</sub>, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201824-abschlussbericht-d1.1-rmg2050-h2-Bereitstellung.pdf>
- **Prognos & Boston Consulting Group (2018)**, Klimapfade für Deutschland, Januar 2018, [https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118\\_bdi\\_studie\\_klimapfade\\_fuer\\_deutschland\\_01.pdf](https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118_bdi_studie_klimapfade_fuer_deutschland_01.pdf).
- **Sadler et al. (2016)**, h<sub>2</sub>1 Leeds City Gate, Northern Gas Networks, Wales and West Utilities, Kiwa, Amec Foster Wheeler, Juli 2016, <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>.
- **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>.
- **Übertragungsnetzbetreiber (2020)**, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Februar 2020, [https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2019.pdf](https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf)
- **Umweltbundesamt (2019a)**: 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](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsanieren_hintergrundbericht.pdf).

- **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](https://www.zdh.de/fileadmin/user_upload/themen/wirtschaft/konjunkturberichte/2020/ZDH_Konjunkturreport_2-2020.pdf).

