Agora Industrie

STUDIE

Industriewärme elektrifizieren und Kosten sparen

Potenziale im niedrigen und mittleren Temperaturbereich

Fraunhofer ISI

Bitte zitieren als:

Agora Industrie und Fraunhofer ISI (2025): Industriewärme elektrifizieren und Kosten sparen. Potenziale im niedrigen und mittleren Temperaturbereich

Studie
Industriewärme elektrifizieren und Kosten sparen. Potenziale im niedrigen und mittleren Temperaturbereich.

Im Auftrag von
Agora Industrie
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

Erstellt durch
Fraunhofer Institut für System- und
Innovationsforschung ISI
Dr. Matthias Rehfeldt, Luna Lütz
Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe
T +49 (0)721 6809 412
www.isi.fraunhofer.de
matthias.rehfeldt@isi.fraunhofer.de

Projektleitung
Marco Giuli
marco.giuli@agora-industrie.de

Autorinnen und Autoren
Luna Lütz, Dr. Matthias Rehfeldt, Robin Blömer, Michael Haendel, Simon Bussmann (alle Fraunhofer ISI)

Danksagung
Für ihre aktive Unterstützung beim Verfassen der vorliegenden Veröffentlichung danken wir unseren Kolleginnen und Kollegen, insbesondere Christopher Berndt, Leandro Janke, Dr. Julia Metz, Lea Mohnen, Paul Münnich, Frank Peter, Nora Rauschke (alle Agora Industrie); Jasper Eitze (ehemalig Agora Industrie); Janne Görlach, Anna Kraus, Roman Rudnik (alle Agora Energiewende); Dr. Jahel Mielke, Lena Tropschug (beide Agora Think Tanks).
.

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

die produzierende Industrie in Deutschland braucht angesichts der angespannten Wirtschaftslage eine Modernisierungsoffensive, die es ihr ermöglicht, kostengünstiger und klimaneutral zu produzieren. Eine Umstellung von gas- auf strombasierte Wärmeprozesse kann hierfür einen zentralen Impuls geben.

Rund drei Viertel des industriellen Endenergiebedarfs entfallen auf Prozesswärme – für die Lebensmittelsterilisation, Papiertrocknung oder Rohstofferhitzung bei der Chemikalienproduktion. Diese Wärme wird bislang überwiegend aus fossilen Energieträgern erzeugt, sie ist CO_2-intensiv und importabhängig.

Die vorliegende Studie zeigt, dass Unternehmen in Branchen wie Chemie-, Papier- und Lebensmittelindustrie ihren Wärmebedarf in niedrigen und mittleren Temperaturbereichen bis 500 °C bereits heute mit Wärmepumpen oder Elektrodenkesseln elektrifizieren können – und dabei Kosten sowie Emissionen senken. Eine Szenarioanalyse vergleicht diese Technologien hinsichtlich Kosten, CO_2-Emissionen und Primärenergiebedarf mit fossilen und wasserstoffbasierten Alternativen.

Damit dieses Potenzial gehoben wird, ist politisches Handeln erforderlich. Maßnahmen für ein günstiges Strom-Gas-Preisverhältnis, ein beschleunigter Netzzugang und Anreize für flexiblen Stromverbrauch können einen Investitionsschub für eine energie- und kosteneffiziente Industrieproduktion auslösen.

Ich wünsche Ihnen viel Freude beim Lesen!

Julia Metz
Direktorin, Agora Industry

Ergebnisse auf einen Blick

1 **Industriezweige wie die Chemie-, Papier- und Lebensmittelindustrie können ihren Wärmebedarf bis 500 °C auf Strom umstellen und so Emissionen und Kosten sparen.** Dieser Temperaturbereich entspricht fast der Hälfte des industriellen Wärmebedarfs in Deutschland und verursacht über ein Drittel der industriellen CO_2-Emissionen. Durch einen Umstieg auf marktreife Technologien wie Wärmepumpen und Elektrodenkessel können Unternehmen ihre Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit steigern.

2 **Die direkte Elektrifizierung der Prozesswärme spart im Vergleich zur Nutzung fossiler Brennstoffe sektorübergreifend Kosten ein – bis 2045 etwa 16 Prozent und bis 2050 rund ein Fünftel.** Industrielle Wärmepumpen sind am kostensparendsten, gefolgt von Elektroden- anstelle von Gaskesseln. Wasserstoffbasierte Lösungen sind mit deutlich höheren Kosten verbunden.

3 **Die Energiesicherheit wird gestärkt, indem der Gasbedarf der betroffenen Industrien bis 2040 um knapp zwei Drittel sinkt.** Wasserstoffbasierte Alternativen senken den Bedarf im selben Zeitraum nur rund 37 %, da der klimaneutrale Brennstoff erst langsam verfügbar ist. Trotz indirekter Emissionen aus der Stromerzeugung erreicht eine direkte Elektrifizierung mit einem hohen Wärmepumpenanteil je nach Sektor 34 % bis 57 % weniger Emissionen im Jahr 2030 und 65 % bis 93 % im Jahr 2040 gegenüber einem Business-as-usual-Szenario.

4 **Die Chemie-, Papier- und Lebensmittelindustrie können sich klimaneutral modernisieren und damit zukunftsfest machen – vorausgesetzt ein günstiges Strom-Gas-Preisverhältnis, eine schnelle Netzintegration und Flexibilitätsanreize unterstützen die Elektrifizierung.** Industrielle Wärmepumpen sind bei einem Strom-Gas-Preisverhältnis von 1,5 bis 2,5 wirtschaftlich. Sinkende Strompreis durch den Ausbau Erneuerbarer Energien, niedrigere Abgaben und Umlagen sowie eine verlässliche CO_2-Bepreisung verbessern die Wirtschaftlichkeit. Eine vorübergehende Förderung kann den Umstieg zusätzlich anreizen.

Inhalt

Inhalt 4

Abkürzungsverzeichnis 5

Zusammenfassung 6

1 Einleitung 10

2 Untersuchungsrahmen 12
- 2.1 Sektoren 12
- 2.2 Technologien 17

3 Annahmen und Szenarien 19
- 3.1 Annahmen 19
- 3.2 Szenarienaufbau 23

4 Ergebnisse 26

5 Politische Handlungsempfehlungen 36

6 Anhang 39
- 6.1 Annahmen 39
- 6.2 Methodik 40
- 6.3 Eingangswerte 42
- 6.4 Ergebnisse 44

Literaturverzeichnis 46

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Erläuterung
BAU	*Business as usual*
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BK	Biomassekessel
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionsausgaben
EK	Elektrodenkessel
EHS	Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EEB	Endenergiebedarf
EG	Erdgas
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HTWP	Hochtemperatur-Wärmepumpe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWh	Kilowattstunden
MWh	Megawattstunden
NTWP	Niedertemperatur-Wärmepumpe
OPEX	Betriebskosten
TWh	Terawattstunden
TWhth	TWh thermische Leistung
UHTWP	Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe
Vlh	Volllaststunden
WGK	Wärmegestehungskosten
WP	Wärmepumpe

Zusammenfassung

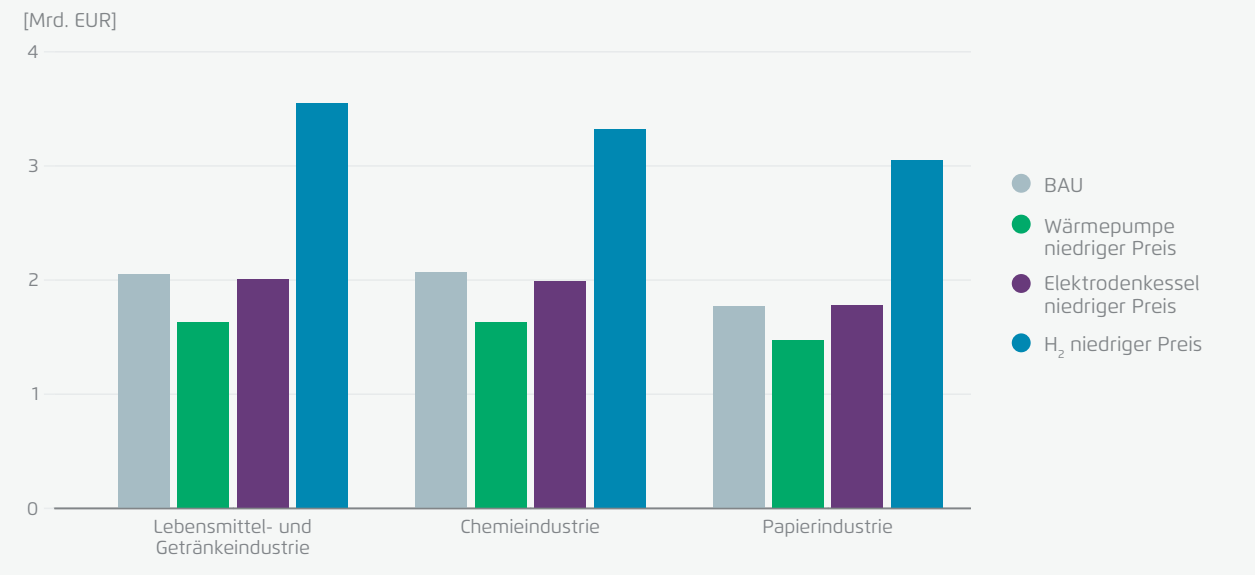
Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Aspekten Wirtschaftlichkeit und Klimaverträglichkeit sowie Effizienz und Versorgungssicherheit einer direkten Elektrifizierung von industrieller Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärmeerzeugung im Vergleich zu Alternativen mit fossilen Brennstoffen und Wasserstoff. In einer Szenarioanalyse werden Kosten, CO_2-Emissionen und Primärenergiebedarf verschiedener Technologiepfade sowie Energie- und CO_2-Preisprognosen über einen Zeitraum von 25 Jahren betrachtet. Die Szenarien beziehen sich speziell auf die Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärmeerzeugung in der Lebensmittel- und Getränke-, der Papier- und der Chemieindustrie in Deutschland.

Frühere Studien haben das derzeitige und erwartete technische Potenzial direkter Elektrifizierungsoptionen untersucht und qualitative Beschreibungen technischer, wirtschaftlicher und unternehmensrelevanter Hürden geliefert (Fraunhofer ISI, 2024). Andere modellierten die Wettbewerbsfähigkeit emissionsarmer Technologien in verschiedenen Anwendungen (Umweltbundesamt, 2023; Fleiter et al., 2024). Die vorliegende Studie knüpft an diesen Forschungsansatz an und vergleicht spezifische Technologiekategorien für ausgewählte Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärmebedarfe unter veränderlichen Marktbedingungen.

Im Rahmen dieser Analyse erreichen sowohl die direkte als auch die indirekte Elektrifizierung in den untersuchten Industriezweigen Klimaneutralität. Allerdings unterscheiden sie sich in Bezug auf kumulative Kosten, Emissionsreduzierung und Energieeinsparungen. Eine direkte Elektrifizierung senkt die Kosten (Abbildung 1).

Aggregierte Kosten pro Sektor nach Szenario, 2025 bis 2050

→ Abb. 1



Fraunhofer ISI (2025); Anmerkung: Strompreis: Tabelle 7, Strom (reduzierter Preis); Wasserstoffpreis: Tabelle 7, Wasserstoff (Übergang, Umstellung niedrig); Gas- und Biomassepreise: Tabelle 8; Kohlenstoffpreis: Tabelle 9.

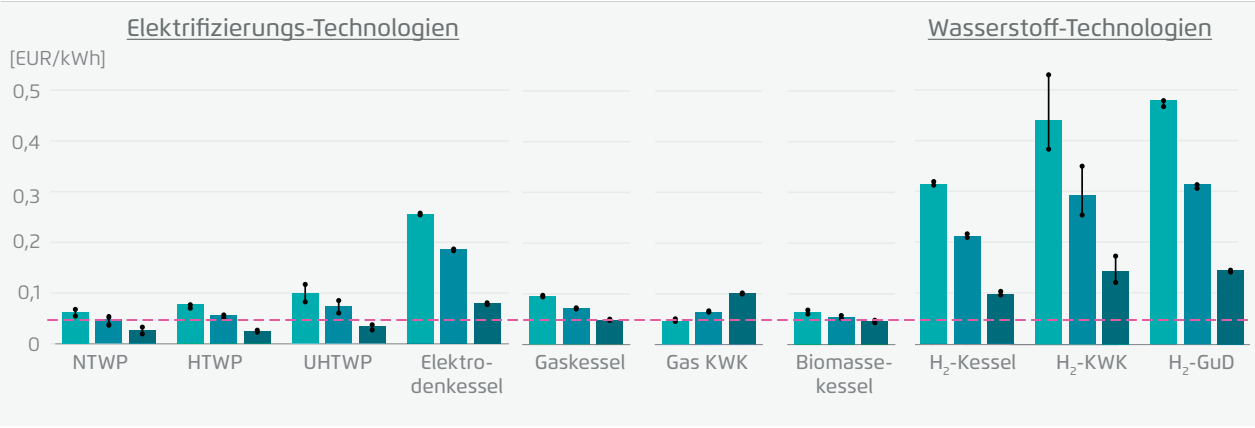
Die drei wichtigsten Erkenntnisse sind:

→ Erstens zeigt die Analyse, dass mit direkter Elektrifizierung in den untersuchten Sektoren und über den analysierten Zeitraum Klimaneutralität erreicht werden kann, und zwar zu geringeren Kosten im Vergleich zum *Business-as-usual*-Szenario. Das ist insbesondere möglich, wenn Wärmepumpen überall da zum Einsatz kommen, wo dies technisch umsetzbar ist (Abbildung 1, Szenario *Wärmepumpe niedriger Preis).* In der Papier-, Lebensmittel- und Getränke- sowie der Chemieindustrie gibt es dafür vielfältige Möglichkeiten. Hier liegen 56 Prozent, 76 Prozent und 32 Prozent des Endenergiebedarfs unter 150 °C und eignen sich damit potenziell für eine Versorgung mit Wärmepumpen. Kleine und mittlere Unternehmen können jedoch hohe Strompreise zahlen, aufgrund hoher Abgaben- und Umlagenanteile (Eurostat, 2025). Das kann dazu führen, dass die Kosten der Elektrifizierung die Kosten eines *Business-as-usual*-Szenarios übersteigen (Szenario *Electrotech-Mix hoher Preis).*[1] Das Strom-/Gaspreisverhältnis ist eine wichtige Kennzahl dafür, wie wirtschaftlich attraktiv eine Elektrifizierung ist. Es kann in Abhängigkeit von Energiepreis, CO_2-Preis sowie Steuern, Abgaben und Umlagen stark variieren. Politische Maßnahmen, die den relativen Strompreis im Vergleich zu fossilen Brennstoffen reduzieren, sind daher relevante Hebel für die Elektrifizierung. Zu solchen Maßnahmen gehören beispielsweise die Senkung von Abgaben und Umlagen auf Strom sowie die schrittweise Erhöhung des CO_2-Preises.

Wärmepumpen bleiben wirtschaftlich attraktiv, bei einem Strom-/Gaspreisverhältnis (einschließlich CO_2-Preise) von 1,5 bis 2,5. Allerdings wird die Elektrifizierung von Prozessen bei Temperaturen, die derzeit von Wärmepumpen noch nicht erreicht werden – zum Beispiel bei einem Wärmebedarf

1 Vgl. Tabelle 2. Die untersuchten Elektrifizierungsszenarien betrachten: Elektrifizierung mit hohen Preisen (ähnliches Strompreisniveau wie bei Endverbraucher*innen mit geringem Verbrauch, Szenario *Electrotech-Mix hoher Preis),* starker Fokus auf Wärmepumpen *(Wärmepumpe niedriger Preis)* und reduzierte Preise ohne Wärmepumpen *(Elektrodenkessel niedriger Preis).*

Vergleich der Wärmegestehungskosten der Technologien → Abb. 2



● hohe Energiepreise ● mittlere Energiepreise ● niedrige Energiepreise

---- Wärmegestehungskosten Gaskessel - niedriger Preis

Fraunhofer ISI (2025); NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe, HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe, UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerk; Anmerkung: Vergleich der Wärmegestehungskosten (WGK) ohne temporale Klassifizierung der Werte. „heutige Elektrifizierung" zeigt die verschiedenen Elektrifizierungstechnologien mit aktuellen Preisen („hohe Energiepreise").

von über 165 °C[2] –, unter Umständen erst bei einem niedrigeren Strom-/Gaspreisverhältnis nahe eins wettbewerbsfähig. Das gilt insbesondere für Elektrodenkessel, die höhere Temperaturen erreichen können und damit über die Leistungsfähigkeit von Wärmepumpen hinausgehen. In diesen Fällen kann eine flexible Nutzung elektrischer Prozesswärmeerzeugung – beispielsweise durch die Integration von Speichern und Hybridsystemen – die Elektrifizierung kostengünstiger machen. Elektrifizierte Prozesswärmeerzeugung kann dann in Phasen zum Einsatz kommen, in denen Strom günstig und reichlich verfügbar ist.

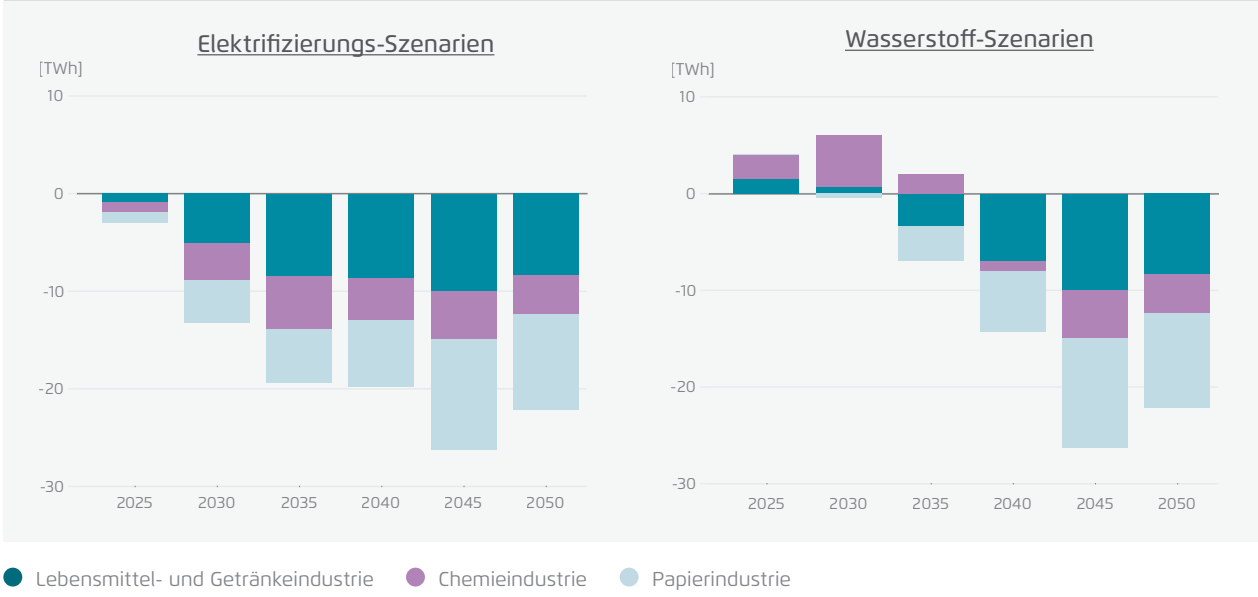
Szenarien mit einem hohen Einsatz von Wasserstoff weisen höhere Kosten auf, da im Vergleich zu neuen fossilen Anlagen keine nennenswerten Effizienzpotenziale bestehen. Optimistischere Annahmen in Bezug auf Wasserstoffpreise könnten ein anderes Bild zeichnen. Um die Ergebnisse infrage zu stellen, müssten die Preise aber unter 65 Euro pro Megawattstunde liegen. Abbildung 2 zeigt einen direkten Vergleich der Technologien. Hier werden die wirtschaftlichen Vorteile von Elektrifizierungstechnologien in einem Szenario deutlich, in dem die Strompreise niedrig sind und die Gas- und CO_2-Preise steigen. Wasserstofftechnologien können diesen Vorteil gegenüber fossilen Technologien nicht erreichen.

→ Die zweite Erkenntnis: Während sowohl eine direkte als auch eine indirekte Elektrifizierung vollständig klimaneutrale Prozesswärme erreichen kann, sind die kumulierten Emissionen bei direkter Elektrifizierung geringer (-24 bis -75 Millionen Tonnen CO_2). Ein breiter Einsatz von Wärmepumpen ermöglicht die schnellste Emissionssenkung (einschließlich Stromnetzemissionen), aber alle Technologiekombinationen einer direkten Elektrifizierung zeigen vergleichbare Muster. Nur wenn grüner Wasserstoff deutlich schneller verfügbar wird als in dieser Studie angenommen, lassen sich damit schon vor 2030 Emissionssenkungen realisieren. Das führt zu höheren kumulierten Emissionen, da möglicherweise neu in fossile Anlagen mit

2 Schätzungen gehen davon aus, dass industrielle Wärmepumpen bis zum Jahr 2035 300 Grad Celsius erreichen könnten (Fraunhofer ISI, 2024).

Einsparung fossiler Energie in den Szenarien im Vergleich zu BAU

→ Abb. 3



Fraunhofer ISI (2025)

längerer Lebensdauer investiert wird. Gleichzeitig ergibt sich daraus ein deutlich steilerer Reduktionspfad nach 2040.

→ Der dritte Gegenstand der Untersuchung sind Effizienz und Versorgungssicherheit. Die Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung mit Wärmepumpen kann hohe Einsparungen erzielen und die Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen reduzieren. Wasserstoff wird in den kommenden Jahren nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen. Das bedeutet, dass die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen in den auf Wasserstoff fokussierten Szenarien zunächst ansteigen wird und insgesamt preislicher und infrastruktureller Unsicherheiten unterliegt (Abbildung 3). Die Elektrifizierung bietet schon heute Effizienzvorteile. Diese zeigen sich aber in Zukunft noch deutlicher, wenn Wärmepumpen für einen breiteren Temperaturbereich anwendbar werden.

Die aktuellen politischen Rahmenbedingungen setzen im Allgemeinen Anreize für die Elektrifizierung von Prozessen, die Temperaturen von bis zu 100 °C mittels Wärmepumpen nutzen. Dies gilt, wenn ein günstiges steuerliches Umfeld für Strom und eine graduelle Anhebung des CO_2-Preises beibehalten werden. Allerdings muss das Strom-/Gaspreisverhältnis kurzfristig schneller sinken, um die Elektrifizierung von Prozessen, die Mitteltemperaturen erfordern, zu unterstützen. Neben einer Verstetigung der Entlastung bei Abgaben und Umlagen, kann eine Reform der Netzentgeltstruktur, die eine flexible Stromnutzung stärker unterstützt, den Einsatz elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung über den gesamten Nieder-/Mitteltemperaturbereich hinweg wesentlich fördern. Fehlende kurzfristige Anreize könnten zu Reinvestitionen in fossile Wärmeerzeugungsanlagen führen. Deren Betrieb über ihre gesamte Lebensdauer könnte Technologiepfade festschreiben, die mit höheren Kosten, höheren Emissionen und einer längeren Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe einhergehen.

Zur Unterstützung der Energiewende müssen Hürden wie die begrenzte Netzanschlusskapazität abgebaut werden und das Strom-/Gaspreisverhältnis muss ein wettbewerbsfähiges Niveau erreichen. All diese Maßnahmen können eine große und unmittelbare Wirkung entfalten. Da die technologischen Lösungen bereits verfügbar sind, könnten Unternehmen unmittelbar in strombasierte Systeme investieren, Kosten senken und ihre Abhängigkeit von fossilen Importen reduzieren.

1 Einleitung

Die deutsche Fertigungsindustrie ist stark von fossilen Brennstoffen abhängig. Diese machen 2023 58 Prozent des Endenergieverbrauchs aus. 52 Prozent davon entfielen auf Erdgas. Die jüngsten Krisen haben die Bedeutung von Energiesicherheit, Energiepreisen und Energieinfrastruktur für internationale Wettbewerbsfähigkeit, Klimaschutz und gesellschaftliche Stabilität besonders deutlich gemacht. Insbesondere die Energiekrise infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine stellte die Risiken einer starken Abhängigkeit von Importen fossiler Brennstoffe unter Beweis. Gleichzeitig bleibt die Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität hinter den Erwartungen zurück.

Mit strombasierten Prozesswärmetechnologien können Unternehmen dank höherer Effizienz ihren Energieverbrauch senken und ihre Prozesse klimaneutral modernisieren. Gleichzeitig sinkt damit auch die Abhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe. Die direkte Elektrifizierung stellt also eine strategische Gelegenheit dar, wirtschaftliche, sicherheitsrelevante und klimapolitische Ziele in Einklang zu bringen. Frühere Studien haben das technische Potenzial der direkten Elektrifizierung industrieller Prozesswärmeerzeugung hervorgehoben (Fraunhofer ISI, 2024; Agora Industrie, FutureCamp, 2022). Etwa 90 Prozent der derzeit noch nicht auf Strom umgestellten Prozesswärmeerzeugung sind mit den bis 2035 verfügbaren Technologien elektrifizierbar. Über 60 Prozent sind es mit den bereits heute verfügbaren Technologien (Fraunhofer ISI, 2024). In ihrem sogenannten *Clean Industrial Deal* identifiziert die EU-Kommission die Elektrifizierung als entscheidende Möglichkeit, Klimaschutz und wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern. Als weiteren Fokusbereich nennt sie die Senkung der Stromkosten (EU Kommission, 2025). Ziel ist eine Zunahme der gesamtwirtschaftlichen Elektrifizierung von 21,3 Prozent auf 32 Prozent bis zum Jahr 2030 (EU Kommission, 2025).

Gleichzeitig bremsen oder verhindern bestimmte wirtschaftliche und unternehmensrelevante Hürden die Verbreitung von Elektrifizierungstechnologien. Insbesondere hohe Betriebskosten (OPEX) von elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung im Vergleich zu Erdgaskesseln könnten die wirtschaftliche Attraktivität beeinträchtigen. Denn OPEX stehen für 80 Prozent der Gesamtbetriebskosten einer Prozesswärmeinstallation (Fleiter et al., 2024a). Während diese Hürde zur Elektrifizierung sowohl die Nieder/Mittel- als auch die Hochtemperatur-Prozesswärmeerzeugung betrifft, hat der Nieder/Mitteltemperaturbereich ein höheres Potenzial für eine schnelle Transformation (Agora Industrie, FutureCamp, 2022). Somit wird eine zentrale Herausforderung der nächsten Jahre darin bestehen, die direkte Elektrifizierung der Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärmeerzeugung zu ermöglichen. Entsprechend sind Bedingungen zu schaffen, die diese Elektrifizierung umsetzbar und wirtschaftlich attraktiv machen.

Die vorliegende Studie untersucht, welche Bedingungen notwendig sind, um eine wirtschaftlich attraktive Grundlage für die direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärmeerzeugung zu schaffen. In diesem Kontext werden verschiedene mögliche Anwendungen elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung in der Lebensmittel- und Getränke-, in der Zellstoff- und Papier- sowie in der Chemieindustrie im Zeitraum 2025 bis 2050 untersucht. Die Studie zielt darauf ab, verfügbare Technologien für die Elektrifizierung von Prozesswärmeerzeugung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu beurteilen, ihre Wettbewerbsfähigkeit zu ermitteln und ihren Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu betrachten. Weiterhin wird analysiert, inwiefern sich mit diesen Technologien fossile Brennstoffe einsparen lassen. Dafür werden drei Szenarien verglichen: ein *Business-as-usual*-Szenario (BAU), ein Elektrifizierungs-Szenario und ein Wasserstoff-Szenario. Zudem wird die Relevanz des wirtschaftlichen und politischen Rahmens als begünstigender Faktor für die direkte Elektrifizierung beleuchtet.

Die Ergebnisse zeigen einen klaren Vorteil der Elektrifizierung von Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärmeerzeugung gegenüber den anderen zwei Szenarien. Der weitverbreitete Einsatz von Wärmepumpen kann langfristig Kosten reduzieren und die Energieeffizienz erhöhen. Gleichzeitig verursacht die Elektrifizierung im gesamten Untersuchungszeitraum die niedrigsten Emissionen. Das Wasserstoff-Szenario erreicht dasselbe Emissionsziel, allerdings liegen Kosten und Emissionen deutlich höher. Bei einer Elektrifizierung ausschließlich durch Elektrodenkessel erreichen die Kosten – über den Studienzeitraum gemittelt – ein ähnliches Niveau wie im *Business-as-usual*-Szenario (BAU). Der Einsatz von Wärmepumpen für die Prozesswärmeerzeugung ist angesichts von Kosteneinsparungen und einer erhöhten Energieeffizienz besonders vielversprechend. Insgesamt zeigen die Ergebnisse ein hohes Potenzial für eine kosteneffiziente Elektrifizierung. Das aktuell ungünstige Strom-/Gaspreisverhältnis und weitere Hürden – wie die Netzanschlusskapazitäten und die notwendigen Anfangsinvestitionen – erschweren jedoch die Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung und erfordern politische Aufmerksamkeit.

2 Untersuchungsrahmen

2.1 Sektoren

Prozesswärme ist ein essenzieller Bestandteil der deutschen Industrie und liefert thermische Energie, die für viele Fertigungsprozesse nötig ist. 2022 wurden 448 TWh (73 Prozent) des Endenergiebedarfs (insgesamt 610 TWh) für Prozesswärme genutzt und generierten 184 Mio. t CO_2-Emissionen (Harthan et al. 2024). Prozesswärme lässt sich in drei Temperaturbereiche aufteilen: Nieder-/Mittel- und Hochtemperaturen (Abbildung 4). Jedem Bereich sind spezifische Anwendungen, Prozesse und Hürden auf dem Weg zur Elektrifizierung zuzuordnen. Daneben gibt es Herausforderungen und Lösungen, die für alle Bereiche gelten.

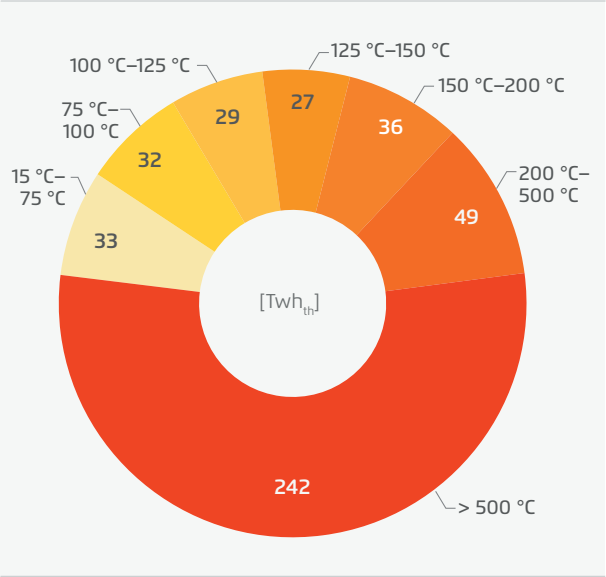
Niedertemperatur-Prozesswärme, hier als thermische Energie von bis zu 100 °C definiert, findet in Industriezweigen wie Lebensmittelverarbeitung, Textilien und Reinigung breite Anwendung. Diese Kategorie stützt sich vorrangig auf die Verbrennung von Erdgas unter Verwendung von Technologien wie Warmwasserkesseln. In Deutschland liegt der Bedarf an Niedertemperatur-Prozesswärme bei etwa 65 TWh thermische Leistung (Fleiter et al., 2024b).

Mitteltemperatur-Prozesswärme, die den Bereich von 100 °C bis 500 °C umfasst, spielt in Sektoren wie der chemischen Verarbeitung und der Papierproduktion eine entscheidende Rolle. Die Erzeugung dieser thermischen Energie ist derzeit von fossilen Brennstoffen abhängig, insbesondere Erdgas. Zu den in dieser Kategorie eingesetzten Technologien gehören Dampfkessel und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der industrielle Bedarf an Mitteltemperatur-Prozesswärme in Deutschland beläuft sich auf etwa 141 TWh thermische Leistung (Fleiter et al., 2024b).

Hochtemperatur-Prozesswärme, die 500 °C übersteigt, ist für die Grundstoffindustrien, die Metalle, Chemikalien und nicht metallische Mineralien wie Glas und Keramik fertigen und bearbeiten, von zentraler Bedeutung. Diese thermische Energie wird vorrangig in mit fossilen Brennstoffen betriebenen Öfen erzeugt. Ein geringerer Teil stammt auch aus direkten Heiztechnologien wie Lichtbogenöfen. Der Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme in Deutschland liegt bei etwa 242 TWh thermische Leistung (Fleiter et al, 2024b).

Industrielle Prozesswärme nach Temperaturbereich in Deutschland, 2023

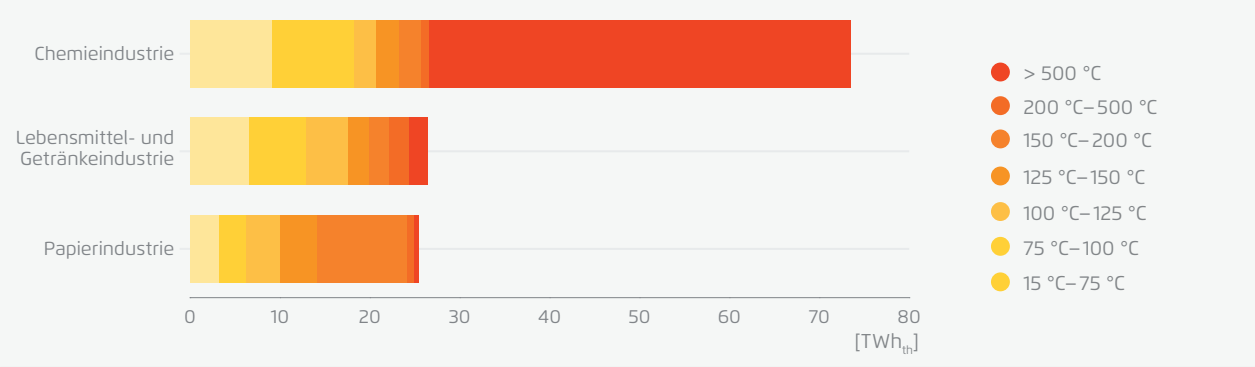
→ Abb. 4



Fraunhofer ISI (2025) basierend auf AG Energiebilanzen (2024).

Endenergiebedarf für Prozesswärme in ausgewählten Sektoren nach Temperaturbereich in Deutschland, 2023

→ Abb. 5



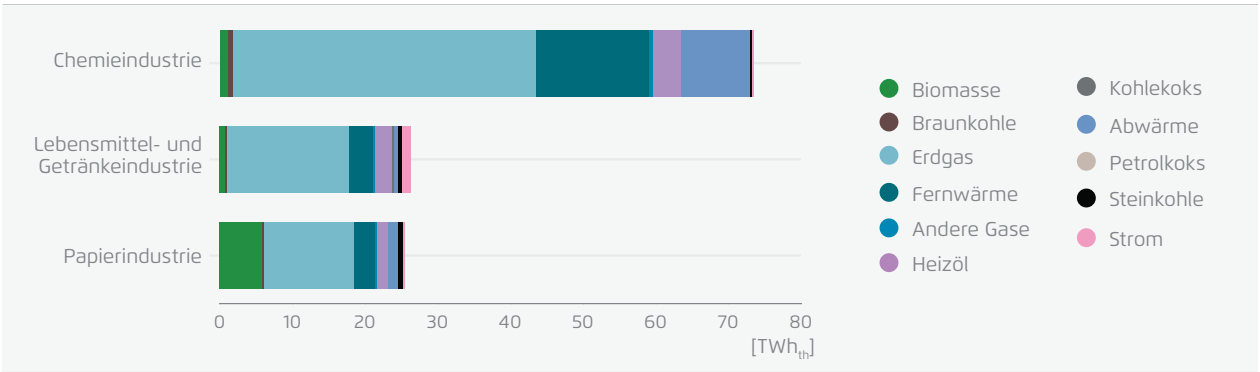
Fraunhofer ISI (2025) basierend auf AG Energiebilanzen (2024)

Der Nieder- und Mitteltemperaturbereich macht 46 Prozent der industriellen Prozesswärme aus und ist damit von besonderer Relevanz (siehe Abbildung 4). Technologien wie Wärmepumpen und Elektrodenkessel, die für viele Anwendungen einsetzbar sind, stehen bereits zur Verfügung (Fraunhofer ISI, 2024) und können bereits wirtschaftlich attraktiv sein (Umweltbundesamt, 2023).

Teilsektoren der Industrie, die vorrangig Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme nutzen (Lebensmittel und Getränke, Papier, Chemikalien – siehe Abbildung 5), können daher zu Wegbereitern der Transformation werden. Prozesswärme-Anlagen haben eine jahrzehntelange Lebensdauer und können wichtige Bestandteile zukünftiger Produktionssysteme festschreiben. Somit bilden sie im besten Fall das Sprungbrett für eine moderne, wettbewerbsfähige und nachhaltige Fertigungsindustrie.

Endenergiebedarf für Prozesswärme in den analysierten Industriesektor in Deutschland, 2023

→ Abb. 6



Fraunhofer ISI (2025), FORECAST

2.1.1 Lebensmittel und Getränke

Der Lebensmittel- und Getränkesektor in Deutschland umfasst etwa 6.100 Unternehmen und verzeichnet einen Jahresumsatz von ungefähr 230 Milliarden Euro (2023) (Pascher et al., 2024). Dieser Sektor hat einen erheblichen Bedarf an Prozesswärme, der auf etwa 34 TWh_{th} pro Jahr geschätzt wird (Fraunhofer ISI, 2024). Dabei entstehen jedoch auch erhebliche Emissionen, die sich auf etwa 4,2 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr belaufen (Fraunhofer ISI, 2024).

Der Lebensmittel- und Getränkesektor benötigt für viele Prozesse Dampf in verschiedenen Temperaturbereichen. Dabei kommen unterschiedliche Energieträger zum Einsatz, um eine effiziente Produktion zu gewährleisten. Zu den gängigen Prozessen und dem jeweiligen Dampfbedarf gehören:

1. **Garen und Pasteurisieren:**
→ **Prozesse:** Das Garen roher Zutaten (zum Beispiel Gemüse, Fleisch) sowie das Pasteurisieren flüssiger Produkte (zum Beispiel Säfte, Soßen) erfordern oft Dampf.
→ **Dampftemperatur:** Üblicherweise zwischen 120 und 140 °C. In diesem Temperaturbereich werden Mikroorganismen wirksam dezimiert, während die Produktqualität gewahrt bleibt.

2. **Sterilisieren:**
→ **Prozesse:** Bei der Konservenherstellung und bei Abfüllprozessen ist oft eine Sterilisierung notwendig, um die Lebensmittelsicherheit zu gewährleisten und die Haltbarkeit zu verlängern.
→ **Dampftemperatur:** In der Regel ist Dampf mit einer Temperatur von 120 bis 130 °C erforderlich. Das ist abhängig von den spezifischen Anforderungen des Produkts und der jeweiligen Verpackung.

3. **Trocknen:**
→ **Prozesse:** Beim Trocknen von Produkten wie Obst, Gemüse und Getreide kommt häufig Dampf in Kombination mit Heißluft zum Einsatz.
→ **Dampftemperatur:** Die Dampftemperatur kann von 80 bis 120 °C reichen und unterstützt die Entfeuchtung, während das Produkt intakt bleibt.

4. **Erhitzen und Garen in der Lebensmittelverarbeitung:**
→ **Prozesse:** Verschiedene Verfahren, wie Blanchieren oder Garen in Chargen oder durchgängigen Systemen, erfordern Dampf.
→ **Dampftemperatur:** Üblicherweise im Bereich von 100 bis 150 °C, in Abhängigkeit vom jeweiligen Verfahren und Lebensmittel.

5. **Reinigen und Desinfizieren:**
→ **Prozesse:** In Reinigungsprozessen für Geräte und Anlagen wird Dampf häufig als Desinfektionsmittel eingesetzt.
→ **Dampftemperatur:** Die Dampftemperaturen können zwischen 100 und 150 °C liegen, um Oberflächen und Ausstattung wirksam zu desinfizieren.

Im Lebensmittel- und Getränkesektor steht die Elektrifizierung vor mehreren Herausforderungen. Bestimmte Prozesse umfassen bereits elektrische Technologien, beispielsweise Elektrodenkessel für die Erzeugung von Dampf im Nieder- bis Mitteltemperaturbereich oder auch spezifische Anwendungen beim Erhitzen und Pasteurisieren. In vielen Bereichen kommen jedoch weiterhin mit Erdgas betriebene Geräte wie Kessel und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zum Einsatz.

Die Elektrifizierung der Dampferzeugung ist heute noch die Ausnahme, insbesondere da Wärmepumpen in der Vergangenheit bei niedrigeren Temperaturen bis 120 °C an ihre Grenzen gestoßen sind. Elektrodenkessel liefern einen deutlich geringeren Effizienzvorteil und können somit die Differenz zwischen Erdgas- und Strompreis nicht ausgleichen. Hochtemperatur-Wärmepumpen sind attraktiv, aber bislang noch nicht weit verbreitet. Daraus wiederum ergibt sich die Frage, ob diese Technologie mit ihren deutlich höheren Investitionskosten durch Effizienzverbesserungen einen entscheidenden Vorteil liefert. Unternehmen müssen zudem Maßnahmen ergreifen, um Umgebungswärme nutzen zu können, und die notwendigen Stromanschlüsse installieren. Neben den Investitionskosten sind auch die Kosten für diese Maßnahmen zu berücksichtigen.

2.1.2 Zellstoff und Papier

Die Zellstoff- und Papierindustrie betreibt etwa 90 Werke in Deutschland (DIE PAPIERINDUSTRIE, 2024). 2023 lag der Endenergiebedarf des Sektors bei einem im Vergleich zu den Vorjahren relativ niedrigen Wert von etwa 26 TWh_{th}. Hauptgrund dafür war der Konjunkturrückgang. Die in der vorliegenden Studie angewandten Szenarien gehen von einer positiveren Bedarfsprognose aus, basierend auf den Energiebilanzdaten von 2019. 2023 betrugen die CO_2-Emissionen 9,8 Millionen Tonnen, bei einer Produktion von 1,9 Millionen Tonnen Zellstoff und 18 Millionen Tonnen Papier, Pappe und Kartonagen (DIE PAPIERINDUSTRIE, 2024).

Im Zellstoff- und Papiersektor ist der Dampfeinsatz für verschiedene Produktionsphasen relevant. Dazu gehören insbesondere die Zellstoffherstellung, Trocknung und Endverarbeitung. Dementsprechend konzentriert sich die vorliegende Studie bei der Szenarioanalyse von Zellstoff und Papier auf die Dampferzeugung in unterschiedlichen Temperaturbereichen.

1. **Zellstoffherstellung:** Während der Zellstoffherstellung hat der erzeugte Dampf Temperaturen zwischen 160 und 200 °C. Dieser Dampf dient dazu, Holzhackschnitzel in chemischen Herstellungsprozessen wie Kraft- oder Sulfit-Verfahren zu erhitzen. Hier hilft der Dampf, Lignin zu lösen und die Zellulosefasern voneinander zu trennen.
2. **Trocknung:** Nachdem der Zellstoff zu Papierbahnen geformt wurde, kommt im Trocknungsprozess Dampf zum Einsatz. Hier liegen die Dampftemperaturen häufig zwischen 120 und 180 °C. Der Dampf wird in erhitzte Zylinder geleitet, die den Papierbahnen Feuchtigkeit entziehen. So trocknet das Papier und die Qualität des Endprodukts wird verbessert. Die erforderlichen Temperaturen und der Energiebedarf sind abhängig von Produkttyp, Durchsatzleistung und Zustand der eingesetzten Maschinen.
3. **Endverarbeitung:** Bei der Endverarbeitung wird Dampf für Verfahren wie die Kalandrierung genutzt. Dabei wird das Papier geglättet und verdichtet. Hierfür ist Dampf mit ähnlichen Temperaturen erforderlich, um die nötige Restfeuchte und die Flexibilität des Papiers zu erhalten.

Neben Dampf wird Strom genutzt, um mechanische Energie und in manchen Fällen auch zusätzliche Wärme zu liefern. Darüber hinaus kommen in vielen Werken biogene Reststoffe und Ausschuss zum Einsatz, um Energie zu liefern (insbesondere Dampf). Aufgrund des hohen Strombedarfs in Kombination mit Wärme sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unter den derzeitigen Bedingungen eine technisch-wirtschaftlich attraktive Lösung. Der Einsatz von Wärmepumpen ist aus technischer Perspektive besonders attraktiv, da damit der erforderliche Temperaturbereich weitgehend erreicht werden kann. Zudem bietet die Technologie erhebliches Potenzial für Effizienzverbesserungen. Wenn der Temperaturbereich des Dampfbedarfs die Kapazität der Wärmepumpe übersteigt,[3] kann die Kombination mit einem Elektrodenkessel für mehr Flexibilität sorgen und Emissionen reduzieren. Weitere Technologiekombinationen (unter anderem Dampfkompression) wurden für die vorliegende Studie nicht berücksichtigt, da sie nicht für alle Anwendungsfälle geeignet sind. Heute sind bereits einige Hybridsysteme im Einsatz, die bestehende fossilbasierte Lösungen und Elektrodenkessel kombinieren. Eine flächendeckende Einführung vollständig elektrifizierter Lösungen ist jedoch mit wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden.

2.1.3 Chemie

Die Chemieindustrie spielt in der deutschen Wirtschaft eine bedeutende Rolle. 2024 lag ihre Wertschöpfung bei insgesamt etwa 200 Milliarden Euro (Verband der Chemischen Industrie, 2024). Der

3 Die konkrete Konfiguration der Wärmepumpen hängt von den Bedingungen vor Ort ab – dazu gehören auch die Verfügbarkeit und Nutzbarkeit von (interner) Abwärme. Die erreichbaren Temperaturbereiche sind daher nur schwer zu prognostizieren. Unter Berücksichtigung von technisch-wirtschaftlichen Einschränkungen gilt der Bereich von 140 bis 165 °C allgemein als realistisch. Der Temperaturbereich des Wärmebedarfs ist abhängig von der Papiermaschine und der Drehzahl, da längere Maschinen und niedrigere Drehzahlen die notwendige Temperatur reduzieren können. Diese Anpassungen müssen jedoch Produktqualität und Durchsatz miteinbeziehen.

Sektor umfasst ungefähr 1.900 Unternehmen und ist für etwa 30 Prozent des bundesweiten industriellen Energieverbrauchs verantwortlich. 2022 lag der jährliche Energiebedarf bei 182 TWh, der Rohstoffbedarf bei 236 TWh (AG Energiebilanzen, 2024). Was die Klimaauswirkungen betrifft, so verursacht die Chemieindustrie in Deutschland etwa 42 Millionen Tonnen CO_2-Emissionen pro Jahr (Verband der Chemischen Industrie, 2024). 2023 belief sich der bedarf an prozesswarme bis 500 C in der chemieindustrie auf 27 TWh (Abbildung 5).

Zu den typischen Prozessen gehören:

1. **Erhitzen von Rohstoffen:** Viele chemische Reaktionen erfolgen leichter, wenn die Rohstoffe zunächst erwärmt werden. Dabei geht es oft um das Erhitzen auf Temperaturen zwischen 100 und 200 °C.
2. **Destillieren:** Destillationsverfahren zur Trennung von Komponenten anhand ihrer Siedepunkte erfordern große Mengen Wärme. Die Betriebstemperaturen der *Reboiler* in Destillationskolonnen liegen in der Regel zwischen 150 und 300 °C, je nach den zu trennenden Substanzen.
3. **Chemische Synthese:** Viele Syntheseprozesse wie die Produktion von Düngemitteln, Polymeren und Spezialchemikalien erfolgen innerhalb eines Temperaturbereichs von 150 bis 400 °C. Oft ist Wärme notwendig, um endothermische Reaktionen auszulösen und optimale Reaktionsbedingungen zu erhalten.
4. **Verdampfen**: In Verfahren, bei denen Lösungsmittel entfernt werden müssen, wird mit Verdampfung gearbeitet. Dafür ist Wärme mit Temperaturen von 100 bis 200 °C nötig.

In der Chemieindustrie wird der Bedarf an Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme hauptsächlich mithilfe von Dampf abgedeckt, der in der Regel auf dem Betriebsgelände erzeugt und dann zum Ort der Nutzung transportiert wird. Ein besonderer Aspekt der Chemieindustrie ist die Prozessvernetzung. Das bedeutet, dass es viele Quellen nutzbarer Abwärme gibt. Diese variieren von Werk zu Werk und müssen anlagenspezifisch analysiert werden. Aus diesem Grund betrachtet die vorliegende Studie die Bereitstellung von Mittel- und Niedertemperatur-Dampf, ohne die potenzielle Verwendung von Hochtemperatur-Abwärme in diesem Sektor zu berücksichtigen.

In der Chemieindustrie finden verschiedene Technologien für die Dampferzeugung Anwendung. Erdgaskessel sind weit verbreitet und liefern Dampf mit Temperaturen zwischen 100 und 300 °C. Sie werden aufgrund ihrer Effizienz und Kostenwirksamkeit bevorzugt. KWK-Anlagen kommen ebenfalls zum Einsatz. Sie generieren sowohl Strom als auch Wärme und nutzen Abwärme für die Dampferzeugung. Im Gegensatz zu anderen Sektoren setzen Chemiewerke häufig auf Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD). Diese sind deutlich größer als beispielsweise die KWK-Systeme in der Papierindustrie. Sie liefern Strom und Dampf für eine Vielzahl von Prozessen. Mit fossilen Brennstoffen betriebene Dampfgeneratoren kommen häufig vor, insbesondere in älteren Werken. Daneben finden auch andere Brennstoffe wie Abfall, kleinere Mengen Kohle und Biomasse Verwendung. In ihrer Gesamtheit unterstreichen diese Technologien, wie sehr sich der Sektor bei der Dampferzeugung auf fossile Brennstoffe stützt.

In der Chemieindustrie gibt es einzelne Fälle von Elektrifizierung, insbesondere im Nieder- und Mitteltemperaturbereich mit Elektrodenkesseln und Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme und Niederdruckdampf. Dennoch ist eine flächendeckende Elektrifizierung der Dampfproduktion noch nicht gegeben.

Eine große Herausforderung besteht darin, dass viele chemische Prozesse hohe Temperaturen erfordern. Die derzeit verfügbaren Elektrotechnologien sind für diese Prozesse oft nicht wirtschaftlich attraktiv. Wärmepumpen können die für Prozesse wie Destillation und chemische Synthese erforderlichen hohen Temperaturen nicht direkt erreichen. Dennoch gibt es Beispiele für Systeme mit hoher Kapazität und Hochtemperaturen, wie beispielsweise Zusatzsysteme für Temperaturen über ungefähr 240 °C (32 bar) (MAN Energy Solutions, 2025; Parat (2016; Zander & Ingestrom, 2025). Weiterhin können die Erstinvestitionskosten für die Installation elektrischer Heizsysteme erheblich sein. Das könnte einige Unternehmen

davon abhalten, diesen Schritt zu gehen. Die Differenzierung von Temperaturen zwischen den Anwendungen ist zudem oft nur eingeschränkt möglich, denn die Bedingungen der Dampfdistribution richten sich nach der höchsten erforderlichen Temperatur eines Verfahrens oder eines Betriebs. Eine nach Temperatur abgestufte Bereitstellung von Wärme verbessert die Anwendbarkeit von Elektrifizierungsoptionen, erfordert aber verschiedene strukturelle Veränderungen in bestehenden Systemen.

Zusätzliche Einschränkungen der Infrastruktur spielen ebenfalls eine Rolle. Eine Erneuerung der elektrischen Infrastruktur im Zuge steigenden Bedarfs kann teuer und logistisch komplex sein, insbesondere in älteren Werken. Weiterhin ist ein Anschluss mit ausreichender Leistung an das Stromnetz entscheidend. Viele Werke müssen für eine umfassende Elektrifizierung möglicherweise ihre bestehende Anschlussleistung erhöhen. Wirtschaftlichkeit ist ebenfalls ein Faktor, denn Strom ist oft teurer als Erdgas. Dadurch sind elektrische Lösungen für einige Unternehmen wirtschaftlich weniger attraktiv, auch wenn sie langfristiges Sparpotenzial bergen.

Die vorliegende Studie legt besonderes Augenmerk auf die Dampfversorgung in der Chemieindustrie und die Gesamtbetriebskosten von Prozesswärmeanlagen.

2.2 Technologien

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit verschiedenen Heiztechnologien. Die Auswahl der Technologien erfolgte auf der Grundlage der Eigenschaften jedes Sektors. Zu den Kategorien gehören direkte Elektrifizierung, wasserstoffbasierte Lösungen, Biomasse sowie die bestehenden fossilbasierten Technologien. Für die Elektrifizierung ist insbesondere das Mapping unterschiedlicher Temperaturbereiche entscheidend. Aus diesem Grund berücksichtigt die Studie verschiedene Wärmepumpensysteme mit unterschiedlichen Anwendungsbereichen. Zu den ausgewählten Technologien gehören:

- Niedertemperatur-Wärmepumpe (NTWP T < 80 °C)
- Hochtemperatur-Wärmepumpe (HTWP T < 100 °C)
- Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe (UHTWP T < 165 °C)
- Elektrodenkessel (EK)
- Hybridsystem aus UHTWP und EK
- Erdgaskessel (EG-Kessel)
- Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplung (EG-KWK)
- Biomasse-Kessel (BM-Kessel)
- Wasserstoff-Kessel (H_2-Kessel)
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit Wasserstoffmotor (H_2-KWK)
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlage mit Wasserstoffturbine (H_2-GuD/-KWK)

Wärmepumpen könnten die Effizienz der Wärmeversorgung mittels Umgebungs- oder Abwärme erhöhen. Das hängt allerdings vom notwendigen Temperaturbereich und von den verfügbaren Wärmequellen ab. Dazu kommen höhere Investitionskosten und mehr Aufwand für die Integration in bestehende Produktionssysteme. Dieser Punkt ist besonders bei der Integration von Abwärmequellen relevant. Hier gilt es, zwischen (zusätzlichen) Investitionsausgaben und (geringeren) Betriebskosten abzuwägen. Mit Blick auf **Kessel** werden die Energiequellen Strom, Wasserstoff, Biomasse und Erdgas betrachtet. Erdgas dient als Referenz und Vergleichstechnologie. Biomasse stellt eine emissionsarme Option dar, wenn Emissionen entlang der Wertschöpfungskette nicht betrachtet werden. Das ist im Zellstoff- und Papiersektor der Fall, wo Reststoffe verwendet werden. Wasserstoff lässt sich durch einen Austausch des Brenners vergleichsweise leicht in Kesseln einsetzen. Dennoch sind neue Infrastrukturen erforderlich. Elektrodenkessel erfordern hingegen eine Neuinvestition der Anlage. Ihr Stromverbrauch ist weniger effizient als bei Wärmepumpen, aber sie können höhere Temperaturen erzeugen. Die dritte große Kategorie sind **Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.** Diese kommen heute zum Einsatz, wenn vor Ort ein hoher Strom- und Wärmebedarf besteht. Das kann auf Werke in allen Sektoren zutreffen. Die häufig genutzte EG-KWK dient als Referenztechnologie. Zusätzlich werden drei mit Wasserstoff betriebene Systeme

betrachtet: ein H_2-Kessel, eine H_2-KWK für geringe bis mittlere Kapazität sowie H_2-GuD/-KWK für große Industrieanlagen oder Netzwerke, wie sie vorrangig in der Chemieindustrie zu finden sind.

3 Annahmen und Szenarien

Die Szenarioanalyse ermittelt die Entwicklung von Kosten, CO_2-Minderung und Energieverbrauch für verschiedene Technologiekombinationen und Energiepreisparameter. Sie wird auf die Lebensmittel- und Getränke-, Zellstoff- und Papier- sowie die Chemieindustrie im Zeitraum 2025 bis 2050 angewandt. Der vorliegende Abschnitt erläutert die der Analyse zugrunde liegenden Annahmen und beschreibt den Aufbau der verschiedenen Szenarien. Eine methodische Erläuterung ist Bestandteil des Anhangs.

3.1 Annahmen

3.1.1 Investitionskosten (CAPEX) und fixe Betriebskosten (OPEX)

Die CAPEX-Daten für die untersuchten Prozesswärmetechnologien stammen aus verschiedenen Quellen (Anhang, Tabelle 6). Dabei sind ausschließlich Technologien mit einem Technologie-Reifegrad (TRL) von 8 bis 9 einbezogen (Anhang, Tabelle 6). Dazu gehören auch Technologien, die möglicherweise heute noch nicht wirtschaftlich tragbar sind oder derzeit aufgrund fehlender Infrastrukturen noch nicht in größerem Maßstab eingesetzt werden.

Für jede Technologie wurden drei Preisstufen betrachtet: niedrige, mittlere und hohe Kosten (Anhang, Tabelle 6). Die mittleren Kosten stellen hier einen realistischen Mittelwert dar. Die beobachtete hohe Varianz der Investitionskosten für Wärmepumpen ist auf fehlende Daten zu umgesetzten Projekten zurückzuführen. Für die noch nicht sehr verbreiteten Wärmepumpen wurde ein Implementierungsfaktor (1,2 oder 1,5 x CAPEX) angesetzt, um die Kosten für die Versorgung mit Abwärme- oder Umgebungswärme sowie für die Einrichtung der notwendigen Stromanschlüsse widerzuspiegeln. Dabei wurde berücksichtigt, dass diese in Einzelfällen deutlich höher sein können. Die Studie geht außerdem davon aus, dass die Investitionskosten jährlich um 0,5 Prozent sinken.[4]

Insgesamt sind Wärmepumpen mit höheren Investitionskosten verbunden als andere Technologien. Gründe dafür sind ihre höhere Komplexität und niedrigere Marktpenetration im Vergleich etwa zu Kesseln.

3.1.2 Betriebskosten (OPEX)

Strom- und Wasserstoffpreise

Die in dieser Analyse zugrunde gelegten Strom- und Wasserstoffpreise basieren auf einem Optimierungsmodell (Enertile; Pfluger, 2013), das die Energieversorgung in Europa abbildet. Die sich aus der Optimierung ergebenden Preise werden gemittelt, um Jahreswerte zu erhalten. Die Preiskomponenten (Netzentgelte, Strom-/Energiesteuer, Umsatzsteuer und Umweltabgaben) werden als Prozentsatz der heutigen (2024) Stromkosten angesetzt. Bei Wasserstoff basieren die Annahmen zu Kostenkomponenten aufgrund der technischen Vergleichbarkeit auf dem Erdgassystem. Diese Vereinfachung vermeidet Spekulationen zur Kostenstruktur von Wasserstoff, berücksichtigt aber relevante Unsicherheiten.

Bei der Bestimmung der Wasserstoff- und Strompreise wurden verschiedene Verbrauchergruppen einbezogen. Letztlich wurde jedoch ein Basispreis für Strom angenommen, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Bei Wasserstoff unterscheidet die Analyse zwischen Import und inländischer Produktion. Die individuellen Komponenten (Steuern, Abgaben, Netzentgelte) werden dann variiert.

4 Diese Anpassung ändert die Ergebnisse nicht maßgeblich. Deshalb wird dieser Ansatz nur auf die CAPEX-intensiven Wärmepumpen angewandt.

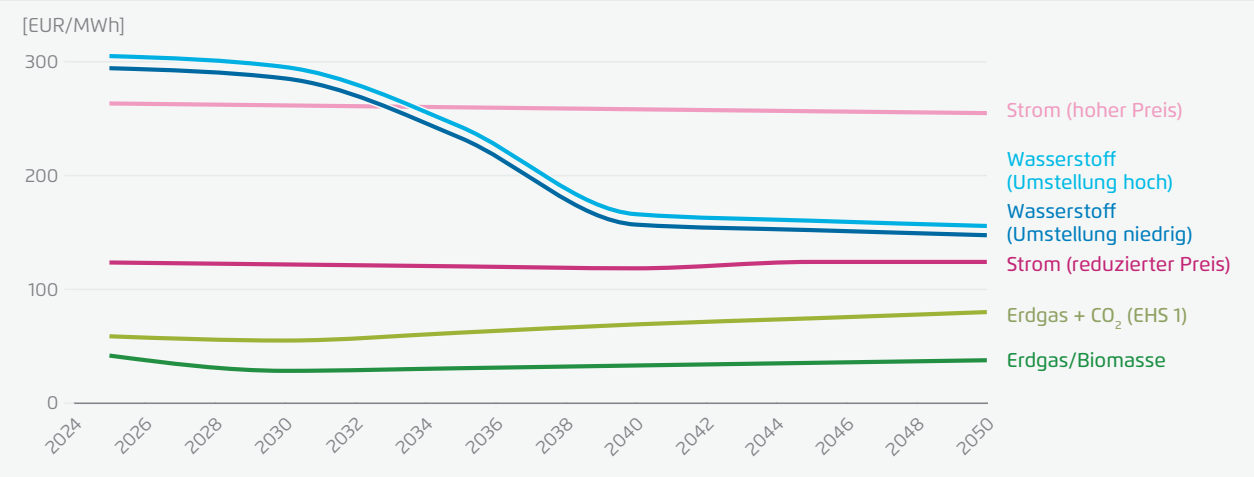
Die Preiskomponenten spiegeln verschiedene Steuer- und Abgabenniveaus wider. Ein reduzierter Strompreis entspricht dem Durchschnittswert für die Unternehmen, einschließlich reduzierter Steuern und Abgaben und einem reduzierten Netzentgelt (Abbildung 7 und Anhang, Tabelle 7). Das Strompreisniveau in der Kategorie „reduzierter Preis" bildet den Preis für große Industriekunden ab, die in Deutschland von Strompreisentlastungen[5] profitieren. Das gilt beispielsweise für große Chemiewerke, kann aber auch für große Produktionsanlagen im Lebensmittel- und Getränke- sowie Zellstoff- und Papiersektor relevant sein. Im Gegensatz dazu spiegelt das Preisniveau in der Kategorie „hoher Preis" die Hypothese wider, dass die Strompreise für mittelständische Unternehmen aufgrund anhaltend hoher Kostenkomponenten wieder auf das Niveau von 2023 steigen könnten. Dies hängt zwar mit Steuern und Abgaben zusammen, spiegelt jedoch nicht unbedingt deren künftige Entwicklung wider, sondern vielmehr die Notwendigkeit, auch den Effekt möglicher hoher Energiepreise zu berücksichtigen

Wie sich die Verfügbarkeit von Wasserstoff für die Industrie weiterentwickeln wird, ist sehr ungewiss. Die angenommenen Preise für Wasserstoff werden mit Blick auf ganz Europa optimiert und beinhalten Produktionskapazitäten in Spanien sowie den Transport von Spanien nach Deutschland. Aus diesem Grund wird eine lokale Produktion von Wasserstoff bis 2032 angenommen. Danach steigt der Importanteil bis 2040 auf 80 Prozent des gesamten Verbrauchs. Das Jahr 2032 wurde deshalb gewählt, weil für diesen Zeitpunkt die Fertigstellung des Wasserstoff-Kernnetzes geplant ist. Die Studie geht davon aus, dass lokal produzierter Wasserstoff mit einem reduzierten Strompreis (reduzierte Volllaststunden circa 3.000 Stunden pro Jahr) unter Nutzung eines Elektrolyseurs mit einer Effizienz von 70 Prozent sowie Investitionsausgaben in Höhe von 650 Euro pro Kilowatt generiert wird. Abbildung 7 zeigt den Wasserstoffpreis und die Strompreise (regulärer Preis und reduzierter Preis) für den Referenzfall mit allen Preiskomponenten.

5 Verbrauch von über 10 Gigawattstunden pro Jahr, Stromkostenintensität der Produktion über 20 Prozent und über 7.000 Volllaststunden pro Jahr, aber ohne Strompreiskompensation für indirekte CO_2-Preis-Effekte (BCG, BDI, 2025).

Energiepreisannahmen

→ Abb. 7



Fraunhofer ISI (2025); Anmerkung: Hoher Preis: Preis inklusive aller Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Reduzierter Preis: reduzierte Steuern, Netzentgelte und Abgaben als Grundlage für Industriekunden. Preis für Wasserstoff, der zunächst lokal produziert wird, mit zunehmendem Importanteil (Übergang, siehe Tabelle 7). Umstellung hoch: inklusive aller Steuern, Abgaben und Netzengelte; Umstellung niedrig: reduzierte Steuern, Netzentgelte und Abgaben als Grundlage für Industriekunden.

Preise für Erdgas und Biomasse

Neben Wasserstoff bilden Erdgas und Biomasse die Grundlage für den Vergleich mit Elektrifizierungsoptionen. Es wird ein statischer jährlicher Preis für Erdgas und Biomasse angenommen. Da die vorliegende Analyse keine für Biomasse relevante lokale Auflösung enthält, wird davon ausgegangen, dass Biomasse mit Erdgas konkurrenzfähig ist und daher den gleichen Preis hat (Anhang, Tabelle 8). Obwohl die nachhaltige Produktion von Biomasse in Deutschland weiteres Potenzial birgt (Harthan et al., 2024), ist davon auszugehen, dass konkurrierende Nutzungsarten – insbesondere als Grundstoff oder Rohstoff für die Chemieindustrie (Fleiter et al., 2024b) – die Verfügbarkeit einschränken. Auf regionaler Ebene ist es möglich, dass einige Werke Biomasse in den erforderlichen Mengen zu günstigeren Preisen als den hier dargestellten beschaffen. Für die Mehrheit der Unternehmen wird das jedoch nur sehr schwer realisierbar sein, sodass direkte und indirekte Elektrifizierung die relevantesten Dekarbonisierungspfade bleiben (Fleiter et al., 2024b).

CO_2-Preise und indirekte Stromsystememissionen

CO_2-Preise werden auf fossile Technologien entsprechend der im Betrieb entstehenden CO_2-Emissionen erhoben. Für kleine Anlagen, wie sie häufig im Lebensmittel- und Getränkesektor zu finden sind, basieren die CO_2-Preise auf dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Sie sollen ab 2027 mit dem auf EU-Ebene geltenden EU-EHS-2-Preis zusammengeführt werden. Für größere Anlagen, etwa in der Papier- und in der Chemieindustrie, gilt der europäische EU-EHS-1-Preis. Die Preisannahmen beruhen auf der Studie *Klimaneutrales Deutschland* (Agora Think Tanks, 2024). Es wird angenommen, dass die netzweite Emissionsintensität von 2025 bis 2045 von 300 auf 0 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde zurückgeht (Anhang, Tabelle 10). Dieser Verlauf basiert auf den „2045-Langfristszenarien", die Fleiter et al. 2024 entwickelt haben, sowie auf der darin angenommenen Ausweitung von Erneuerbaren Energien[6] (Fleiter et al., 2024b).

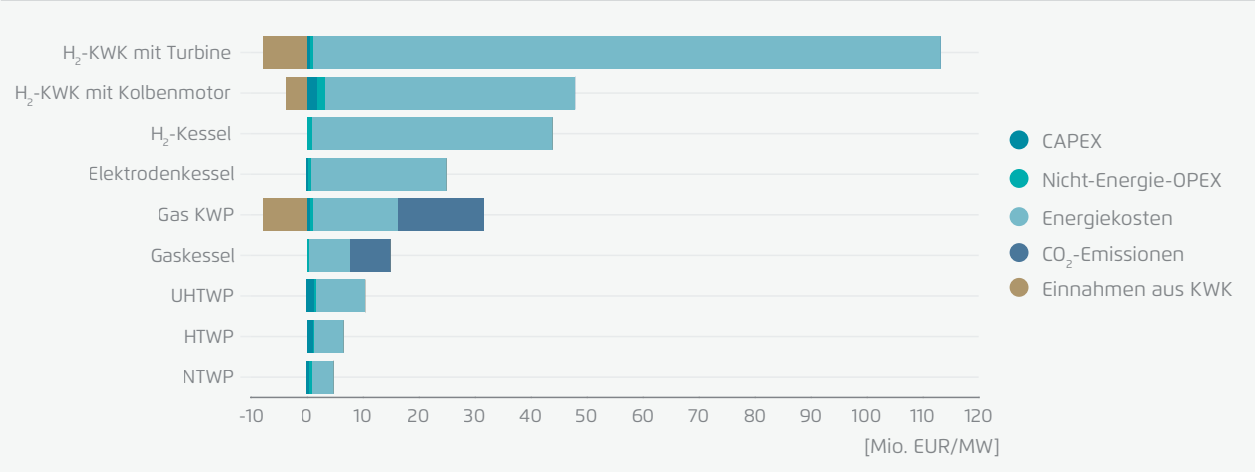
3.1.3 Anteile der Kostenkomponenten

Für den Vergleich der Kostenposition jeder Technologie wurden die aus der Literatur zusammengetragenen Daten (siehe Kapitel 4.2) verglichen und analysiert. Abbildung 8 stellt die Kostenkomponenten der verschiedenen Heiztechnologien für höhere Volllaststunden einander gegenüber und bietet einen Überblick über ihre Anteile an den Gesamtbetriebskosten der Technologie. Dazu gehören die Investitionskosten mit einem Implementierungsfaktor, die nicht energiebezogenen Betriebskosten einer Anlage über den Nutzungszeitraum sowie die Energie- und CO_2-Kosten, die sich direkt aus der Technologie ergeben. (Emissionen entlang der Lieferkette sind nicht berücksichtigt.) Abbildung 8 liefert eine Darstellung der jeweils mittleren Kosten für die entsprechende Technologie.

Bei fossilen Technologien stellt der CO_2-Preis einen wesentlichen Anteil der Kosten dar. Teilweise kompensiert er die günstigeren Kosten von Erdgas im Vergleich zu Strom oder Wasserstoff. Kessel zeigen einen ähnlichen Anteil an Investitions- und Betriebskosten, ebenso wie die auf Kolbenmotoren basierenden KWK-Technologien für Gas und Wasserstoff. Bei Wärmepumpen liegen die Investitions- und Betriebskosten höher. Entscheidend sind aber die Energiekosten über die gesamte Lebensdauer. Dieser vereinfachte Vergleich verdeutlicht die Rolle der Energiekosten: Dass sich Investitions- und Betriebskosten verringern, wie von einigen Stakeholdern erwartet, ist in Bezug auf die Gesamtbetriebskosten und damit die Attraktivität der Technologie nicht so ausschlaggebend wie die Bereitstellung von günstigem Strom und Wasserstoff. Die angenommenen Preise beziehen sich nicht auf einen bestimmten Zeitpunkt. Das genaue Preisniveau spielt kaum eine Rolle, da sich die abgebildeten Größenverhältnisse gegenüber Abbildung 8 wenig verändern. Es ist anzumerken, dass sich der Investitionskostenanteil im Fall von weniger Volllaststunden erhöht.[6]

6 Entwicklung eines kostenoptimierten Energiesystems, das im Enertile-Modell die Klimaziele erreicht.

Übersicht der Kostenanteile ausgewählter Technologieoptionen → Abb. 8

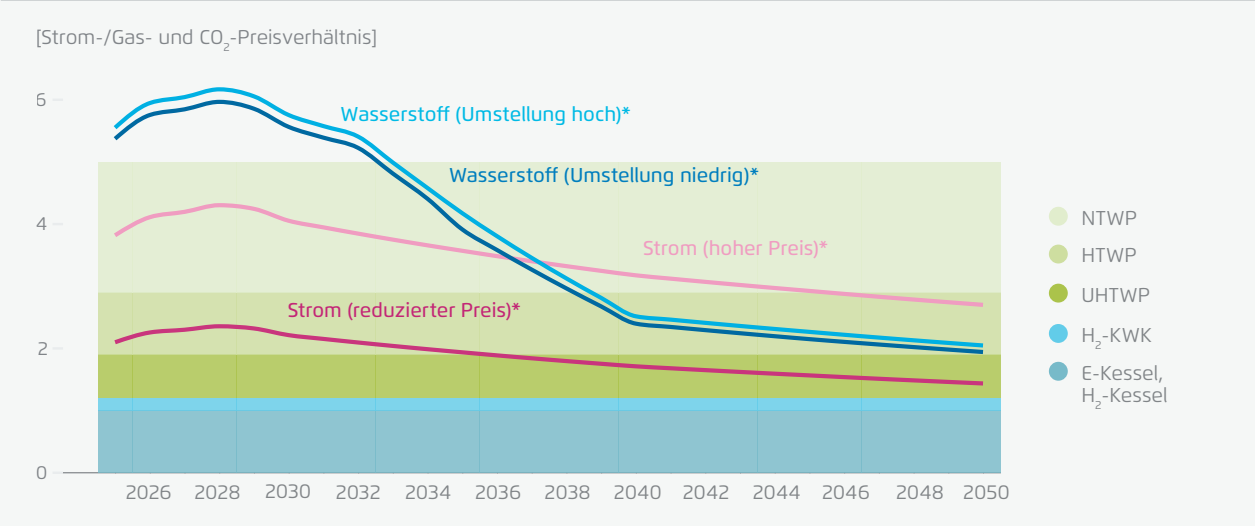


Fraunhofer ISI (2025); Anmerkung: Die Energie- und CO_2-Preis-Grundlage wurde für die Zwecke dieser Gegenüberstellung für alle Technologien identisch definiert, um die unterschiedlichen Kostenauswirkungen darzustellen und die Bedeutung von Energie- und CO_2-Preisen hervorzuheben. Volllaststunden: 6.400 h/a; Gaspreis: 35 Euro/MWh; Strompreis: 150 Euro/MWh; Wasserstoffpreis: 260 Euro/MWh; CO_2-Preis: 170 Euro/t; KWK-Umsatzfaktor: 0,7; KWK = Kraft-Wärme-Kopplung; UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe; HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe; NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe

3.1.4 Preisvergleich Energieträger

Energiekosten spielen bei Entscheidungen über Investitionen in saubere Alternativen für die Prozesswärme-Erzeugung eine zentrale Rolle. Abbildung 9 zeigt, wann saubere Wärmeerzeugungstechnologien im Vergleich zu mit Gas betriebenen Technologien rentabel werden. Die verschiedenen Strom- beziehungsweise Wasserstoff-/Gaspreisverhältnisse gehen auf die Energiepreisannahmen zurück, die in Abbildung 7 dargestellt sind. Das Verhältnis dürfte im Laufe der Zeit infolge

Annahmen zu den Preisen von Energieträgern und Effizienzpotenzial von Heizgeräten → Abb. 9



Fraunhofer ISI (2025); *zu Gaspreis + Emissionshandelssystem 1; Anmerkung: Die Energiepreise spiegeln die Annahmen zu den Energieträgerpreisen in Abbildung 7 wider. NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe, HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe, UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung

von Energie- und CO_2-Preis-Dynamiken sinken und dazu beitragen, die Energiewende voranzubringen. Auch die Effizienzgewinne der Technologien sind hinterlegt. So wird sichtbar, bei welchem Preisverhältnis die Technologien aus Energiekostenperspektive wirtschaftlich tragbar werden. Kessel erfordern Kostenparität, während sich Niedertemperatur-Wärmepumpen auch bei einem hohen Strom-/Gaspreisverhältnis rentabel betreiben lassen. Wenn ein niedrigerer Strompreis angenommen wird, bieten Niedertemperatur-Wärmepumpen (NTWP) und Hochtemperatur-Wärmepumpen (HTWP) bereits Vorteile gegenüber Erdgas. Ab etwa 2036 wird das auch für Ultrahochtemperatur-Wärmepumpen (UHTWP) gelten. Im Gegensatz dazu werden Elektrodenkessel beim Betrieb mit vielen Volllaststunden selbst 2050 im Kostenvergleich nicht mit Gas konkurrieren können. Dafür wären höhere CO_2-Preise oder niedrigere Strompreise notwendig. Die zwei hier dargestellten Wasserstoff-Technologien erzielen keinerlei Kostenvorteil gegenüber Erdgas.

3.2 Szenarienaufbau

Die vorliegende Analyse untersucht drei Szenarien, die grundlegende technologische Entwicklungen abbilden (dauerhafter Einsatz fossiler Energien, direkte Elektrifizierung und hoher Wasserstoffanteil). Die Pfade für Elektrifizierung und Wasserstoff sind von Fleiter et al. 2024[7] (Fleiter et al., 2024b) abgeleitet. In diesen Szenarien wird Treibhausgasneutralität bis 2045 erreicht, entsprechend dem Bundes-Klimaschutzgesetz. Das *Business-as-usual*-Szenario (BAU), das den fortgesetzten Einsatz fossiler Brennstoffe gemäß bestehenden Vorschriften darstellt, basiert auf den Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Harthan et al., 2024). Im BAU-Szenario erfolgt die Dekarbonisierung nur in Teilen. Klimaneutralität wird nicht erreicht (Tabelle 1). Abbildung 10 zeigt den Endenergiebedarf pro Jahr und Energiequelle in den unterschiedlichen Sektoren, die für die Szenarien analysiert wurden. In diesem Kontext wurde die Kategorie Umgebungswärme als Energiezufuhr für Wärmepumpen miteinbezogen. Weitere Energiequellen sind Biomasse, Abwärme und Fernwärme. Diese Szenarien wurden jeweils in dieselbe Gesamtenergiemenge umgerechnet, um Vergleichbarkeit zu erreichen. Sie stellen also nicht mehr die exakten Werte aus den Datenquellen dar, spiegeln aber die Zusammensetzung der jeweiligen Energieträger korrekt wider.

Innerhalb dieser Szenarien werden die Technologieauswahl und die angenommenen Energieträgerpreise differenziert. Daraus ergeben sich Kombinationen, die eine Bandbreite an Kosten, Energieverbrauch,

7 Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zur Erreichbarkeit von Klimazielen/Treibhausgasneutralität bis 2045 und zur Transformation der Industrie für die Erreichung dieser Ziele

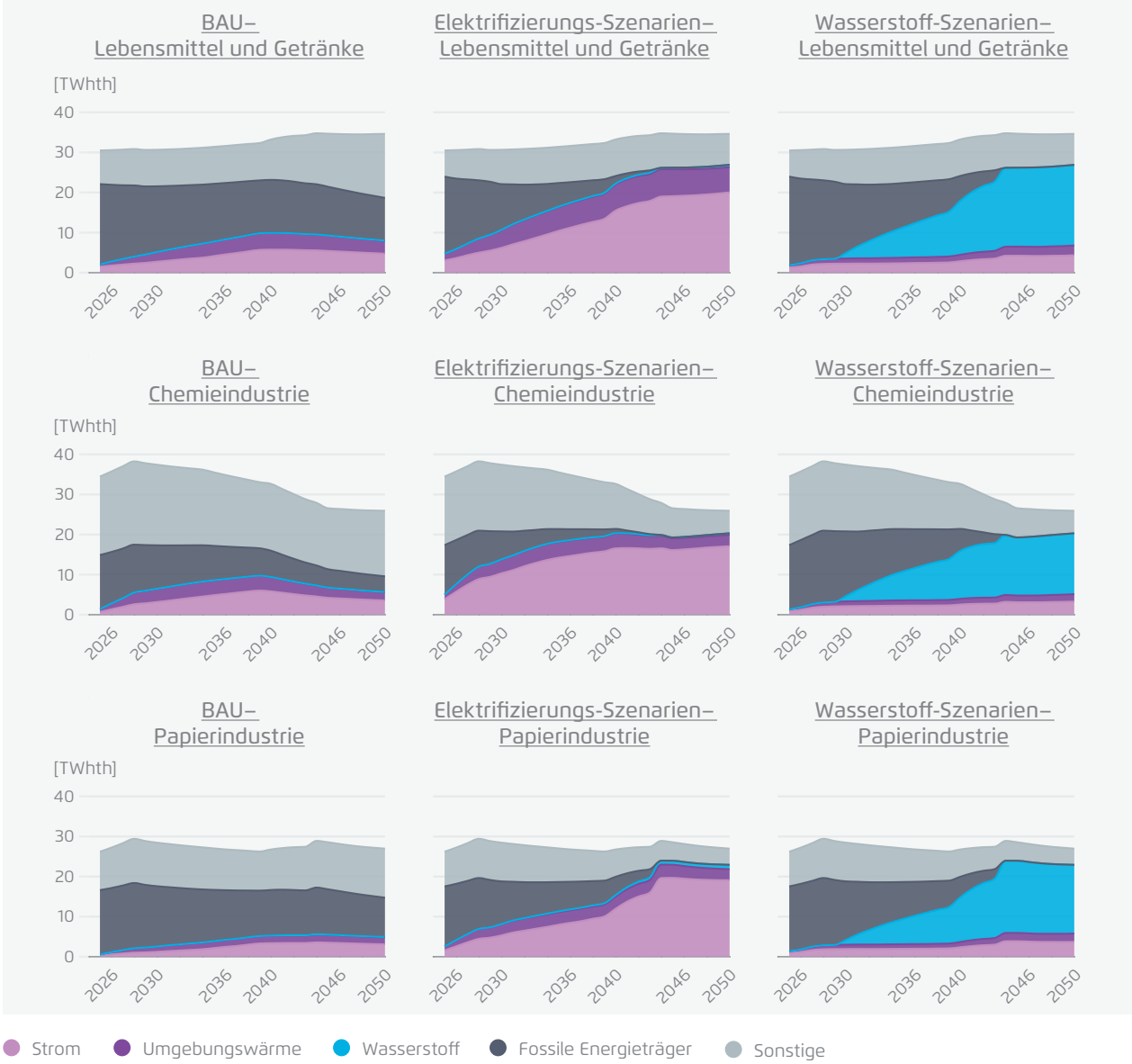
Szenarien und Übersicht der Parameter → Tabelle 1

Szenario	Fokus	Technologieauswahl	Energiepreise
Elektrifizierung	Elektrifizierung (CO_2-neutral im Jahr 2045)	• Elektrodenkessel, Wärmepumpe (NT, HT, UHT) • H_2-Kessel, H_2-KWK (Motor/GuD) • Biomassekessel • Erdgaskessel, Erdgas-KWK	Strom und H_2: Schwankungen in Erzeugungspreisen, Netzentgelten, Steuern und Abgaben Erdgas und Biomasse: Fixpreise pro Jahr
Wasserstoff	Wasserstoff (CO_2-neutral im Jahr 2045)		
Business as usual	Pfad des Projektionsberichts 2024 (relevante Restemissionen 2045)		

Elekrifizierungs- und Wasserstoff-Szenarien: Fleiter et al. (2024), BAU: Harthan et al. (2024)

Endenergiebedarf für Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme

→ Abb. 10



Elekrifizierungs- und Wasserstoff-Szenarien: Fleiter et al. (2024), BAU: Harthan et al. (2024)

CO_2-Emissionen und Effizienzpfaden abdecken. Insgesamt wurden sechs Kombinationen ausgewählt (Tabelle 2).

Die Parameterkombination für das Elektrifizierungsszenario beinhaltet eine Differenzierung der Technologienutzung, die vor allem einen unterschiedlichen Anteil von Wärmepumpen im elektrischen Wärmemix widerspiegelt. Dies reicht von einem Einsatz, wann immer dieser möglich ist *(Wärmepumpe niedriger Preis)*, bis zu einem vielfältigeren Technologiemix *(Elektrodenkessel niedriger Preis*, bei dem die gesamte elektrische Wärme über Elektrodenkessel generiert wird, und *Electrotech-Mix hoher Preis)*. Im Mittelpunkt steht die Frage, inwiefern sich die höhere Effizienz von Wärmepumpen im Vergleich zu weniger effizienten Optionen auf die Kosten auswirkt. Darüber hinaus werden zwei verschiedene Energiepreisparameter verwendet, um Niedrig- und Hochpreisumgebungen widerzuspiegeln. Der

Betrachtete Kombinationen, die sich aus Variationen von Szenario, Technologie und Energieträgerpreis ergeben

→ Tabelle 2

Ressourcenfokus	Szenario	Technologiefokus	Energiepreisparameter
BAU (fossiler Fokus)	BAU	gemischter Fokus, höherer WP-Anteil	reduzierte Steuern und Abgaben für Strom und H_2
Fokus auf Elektrifizierung	*WP niedriger Preis*	Elektrifizierung WP-Fokus	reduzierte Steuern und Abgaben für Strom und H_2
	Elektrodenkessel niedriger Preis	Fokus Elektrifizierung von Kesseln, keine fossile/H_2-KWK	reduzierte Steuern und Abgaben für Strom und H_2
	Electrotech-Mix hoher Preis	Fokus Elektrifizierung gemischt Kessel/WP	hoher Preis ohne USt für Strom und H_2
Fokus auf Wasserstoff	*Wasserstoff niedriger Preis*	Fokus H_2-Kessel, keine WP, keine fossile KWK	reduzierte Steuern und Abgaben für Strom und H_2
	Wasserstoff hoher Preis	Fokus H_2-KWK, gemischte Elektrifizierung WP/Kessel und fossil	regulärer Preis ohne USt für Strom und H_2

Fraunhofer ISI (2025); Anmerkung: Als Vergleichsszenario diente das BAU-Szenario.

Einfachheit halber wird der Unterschied auf unterschiedliche Steuern und Abgaben auf Strom zurückgeführt. Es ist jedoch zu beachten, dass dies eine stilisierte Differenz darstellt und keinem bestimmten politischen Rahmen entspricht. Ziel ist es, zu beurteilen, wie empfindlich die Ergebnisse auf unterschiedliche Strom-Gas-Preisdynamiken reagieren, die nicht nur durch die Besteuerung, sondern auch durch Unsicherheiten hinsichtlich der CO2-Bepreisung, der zugrunde liegenden Energiepreise – z. B. beeinflusst durch globale Rohstoffpreise oder unterschiedliche Geschwindigkeiten beim Ausbau zusätzlicher Kapazitäten für erneuerbare Energien – und anderer Systemkosten beeinflusst werden können. Daraus ergeben sich drei Kombinationen: Die erste Kombination legt den Fokus auf Wärmepumpen bei günstigen Strompreisen. Eine Zwischenkombination setzt auf einen energieintensiveren Elektrifizierungsmix, der aber günstigen Preisen unterliegt. Die dritte Kombination basiert schließlich auf einem ausgewogeneren Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln, allerdings in einer ungünstigen Preislandschaft.

Beiden Wasserstoffszenarien liegt der Übergangspreis aus Abbildung 7 zugrunde. Das bedeutet, dass auch Wasserstoff zum Einsatz kommt, der nicht zu 100 Prozent aus Ökostrom generiert wird. Die Einschränkung des Einsatzes von KWK bei Wasserstoff basiert darauf, dass Wasserstoff im Gegensatz zu Erdgas wertiger ist als der gleichzeitig mit Wärme erzeugte Strom. Folglich ist bei der Wasserstoffnutzung damit zu rechnen, dass Strom extern eingekauft und der Wasserstoff gezielt für Prozesswärme eingesetzt wird. Da jedoch die Umstellung von mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen auf Wasserstoff breit diskutiert wird,, wird eine Parameterauswahl mit Fokus auf diese Technologie getroffen.

Innerhalb der Hauptszenarien kommen die Technologien so zum Einsatz, wie sie entsprechend dem Fokus der Parameterkombination in jedem Sektor üblicherweise zu finden sind (Anhang, Abbildung 23). Für Wärmepumpen wurden die Temperaturbereiche der Sektoren verwendet, um den Anteil zu bestimmen. Dies bildet die grundlegenden Merkmale des Sektors ab. Besonderheiten, die nur auf bestimmte Teile der Industrie zutreffen, sind nicht berücksichtigt.

4 Ergebnisse

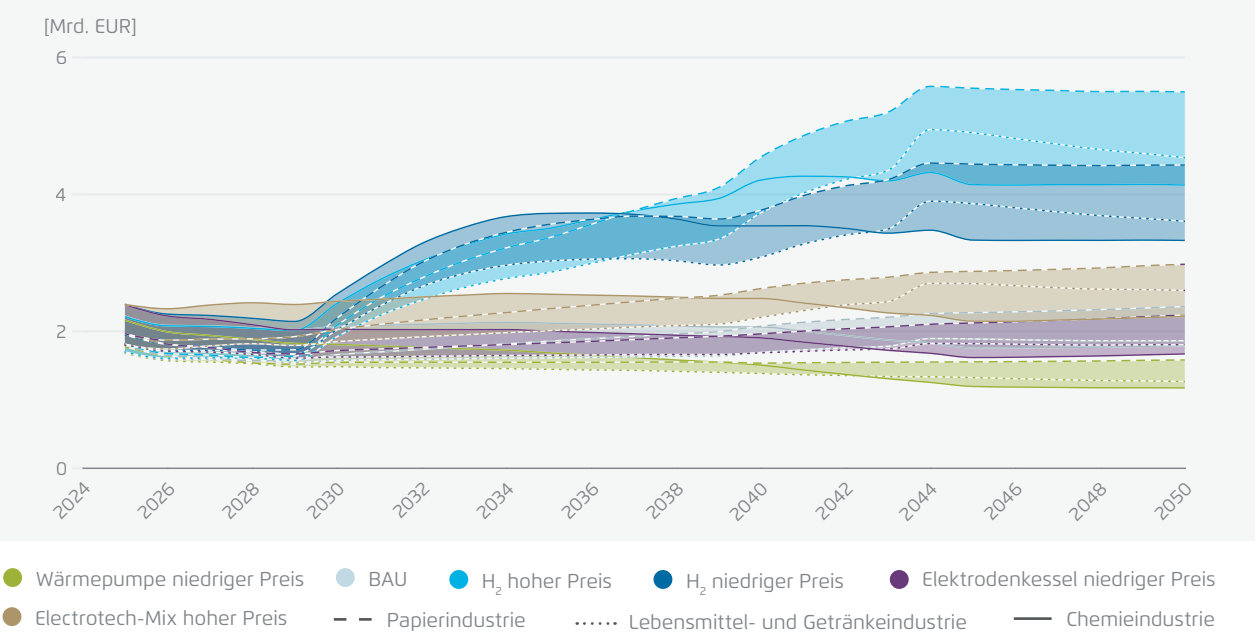
Die Ergebnisse wurden nach Sektor (Lebensmittel- und Getränke-, Papier- sowie Chemieindustrie) für die sechs gewählten Parameterkombinationen ausgewertet. Grundlage bildete die Berechnungsmethode, die im Anhang unter 9.2 erläutert ist.

Abbildung 11 zeigt die Gesamtkosten für alle Kombinationen und Sektoren. Bis etwa 2030 liegen die Kostenentwicklungen eng beieinander, da sich die Szenarien nur allmählich vom BAU-Szenario entfernen. Nach 2030 zeigen sich die Unterschiede jedoch deutlicher.

Die Elektrifizierungskombination mit dem größten Anteil von Wärmepumpen *(Wärmepumpe niedriger Preis)* weist die niedrigsten Gesamtkosten auf. Wenn Wärmepumpen großflächig eingesetzt und Strompreise durch niedrigere Steuern und Abgaben gesenkt werden, sind in den drei Sektoren jährliche Einsparungen zwischen 294 und 443 Millionen Euro im Vergleich zum BAU-Szenario möglich. Das entspricht Kosteneinsparungen von 17 bis 21 Prozent gegenüber BAU über den gesamten Untersuchungszeitraum (Anhang, Tabelle 11; Abbildung 12). Im Gegensatz dazu zeigt die Elektrifizierungskombination mit einem Fokus auf Elektrodenkessel im Lebensmittel- und Getränke- sowie Chemiesektor einen geringeren Kostenvorteil (2 bis 4 Prozent) gegenüber BAU. Im Zellstoff- und Papiersektor ergibt sich sogar ein Kostennachteil von 1 Prozent (Anhang, Tabelle 11; Abbildung 12). Die Elektrifizierungskombinationen mit regulär bepreistem Strom (einschließlich regulärer Steuern und Abgaben) liegen im Analysezeitraum 19 bis 28 Prozent über BAU (Anhang, Tabelle 11; Abbildung 12).

Auf Wasserstoff ausgerichtete Szenarien, insbesondere nach 2030, stechen aufgrund der deutlich höheren Kosten hervor. Sie liegen um das 1,5- beziehungsweise 2-Fache über den Kosten der

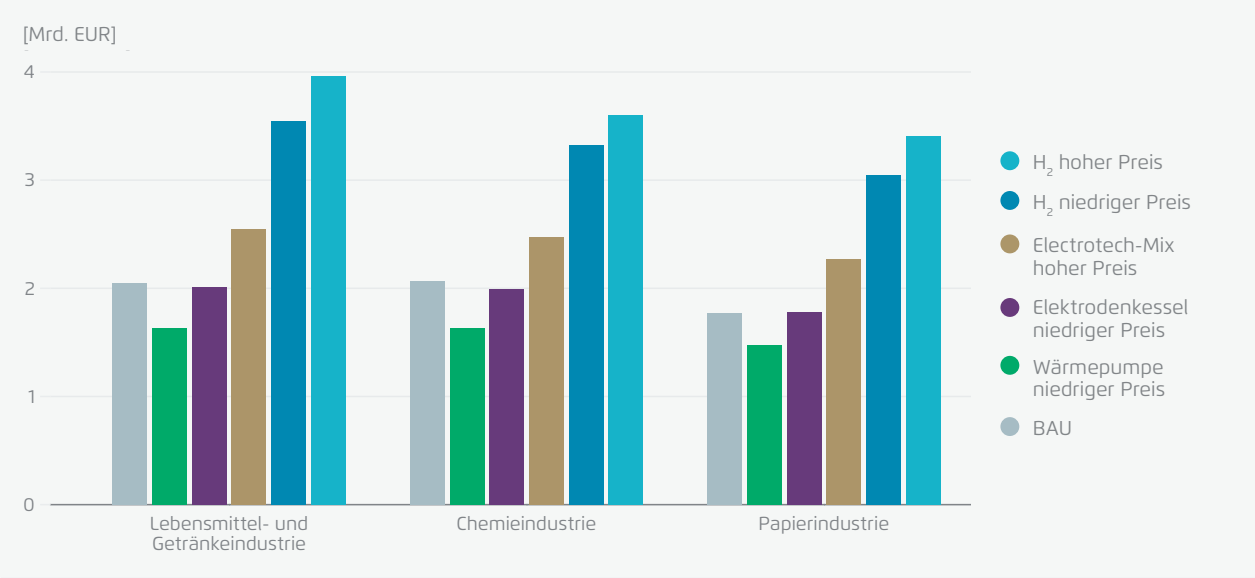
Kostenentwicklung in den analysierten Szenarien nach Industriesektor → Abb. 11



Fraunhofer ISI (2025)

Aggregierte Kosten pro Sektor nach Szenario, 2025 bis 2050

→ Abb. 12



Fraunhofer ISI (2025)

Elektrifizierungskombinationen (Anhang, Tabelle 11; Abbildung 12). Zunehmende Importe lassen die Wasserstoffkosten im Laufe der Zeit sinken, aber selbst das kostengünstigste Wasserstoffszenario liegt durchgängig über dem kostenintensivsten Stromszenario. Die Ergebnisse unterstreichen, dass Elektrifizierung mit Wärmepumpen die kostengünstigste der analysierten Strategien darstellt. Das ist vorrangig auf den deutlichen Effizienzvorteil von Wärmepumpen zurückzuführen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist der Einsatz von Wärmepumpen bereits 2025 sinnvoll, insbesondere für Niedertemperatur-Prozesswärme. Für Mitteltemperatur-Prozesswärme werden Wärmepumpen unter den bestehenden Bedingungen ab 2030 zu günstigen Optionen. Voraussetzung dafür sind verbesserte Technologien, die höhere Abgabetemperaturen ermöglichen.

Die Wirtschaftlichkeit hängt maßgeblich von den Energiekosten - und insbesondere den Strompreisen - ab, die die dominierende Komponente der gesamten Prozesswärmekosten sind (Abbildung 8). Die Ergebnisse reagieren somit sensibel auf Schwankungen der Energieträgerpreise, wie die Auswertungen für hohe und niedrige Strompreise zeigen (vergleiche Tabelle 7, Abbildung 9). Doch auch deutliche Variationen beider Preispfade zeigen durchgängig Kostenvorteile für eine direkte Elektrifizierung in den untersuchten Industriezweigen.

Ergänzend zu dieser dynamischen Betrachtung findet sich unter statischer Kostenvergleich der Technologien ein statischer Vergleich. Diese Analyse der Situation zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann für kurzfristig anstehende Investitionsentscheidungen herangezogen werden. Das ist besonders für Stakeholder relevant, die Klarheit über die wirtschaftliche Tragfähigkeit unter den aktuellen Rahmenbedingungen erlangen möchten.

Statischer Kostenvergleich der Technologien

Hier werden die oben beschriebenen Technologien auf der Grundlage statischer Wärmegestehungskosten (WGK; siehe Gleichung 9.1) verglichen. In dieser Analyse liegen jedem der Energieträger und dem CO_2-Preis drei Preisstufen (hoch, mittel, niedrig) zugrunde (Tabelle 3). Diese Daten basieren auf den erwarteten Preisentwicklungen bis 2050. Weitere Annahmen sind die Anzahl der Volllaststunden, ein Faktor für die Einbeziehung der Stromproduktion von KWK-Anlagen sowie der Zinssatz (Tabelle 3). Anhand dieser Werte berechnen sich die Wärmegestehungskosten in Euro/kWh für die jeweilige Technologie. Die Ergebnisse fließen in einen Vergleich von unterschiedlichen Industriewärmetechnologien ein. Sie helfen zu ermitteln, welche Technologie bei welchen Energieträgerpreisen wirtschaftlicher ist und welche Technologie Unterstützung benötigt, um bestimmte Kostenlücken bei bestehenden Technologien zu schließen.

Energieträger und CO_2-Preis für die WGK-Analyse → Tabelle 3

	Hoher Energiepreis	Mittlerer Energiepreis	Niedriger Energiepreis
Strom	250 Euro/MWh	180 Euro/MWh	75 Euro/MWh
Wasserstoff	300 Euro/MWh	200 Euro/MWh	90 Euro/MWh
Gas	50 Euro/MWh	40 Euro/MWh	25 Euro/MWh
CO_2	210 Euro/t	145 Euro/t	80 Euro/t

Fraunhofer ISI (2025)

Weitere Parameter für die WGK-Analyse

Volllaststunden	6.400 h/a
KWK-Stromfaktor	0,7
Zinssatz	5 Prozent

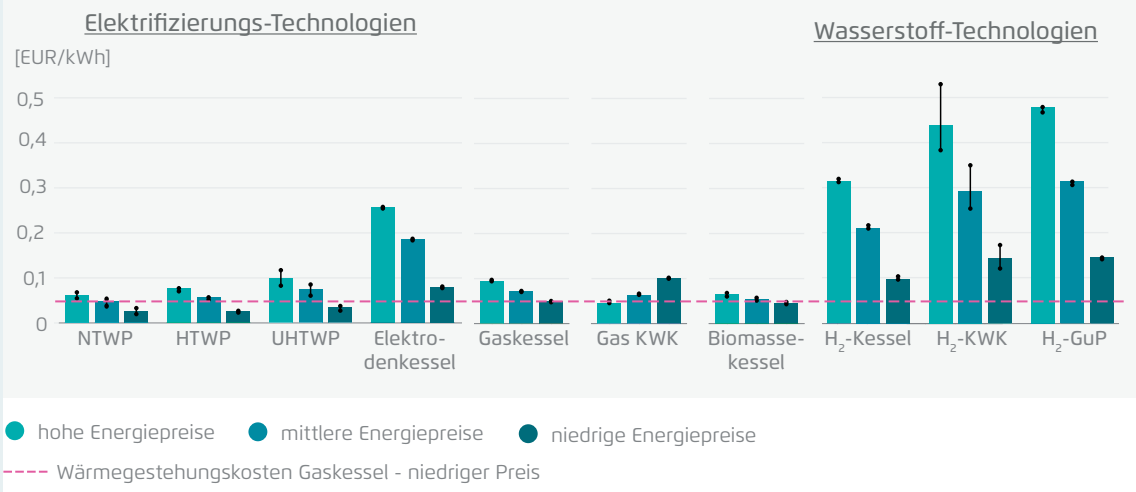
Der Technologievergleich zeigt, dass die Elektrifizierung mit Wärmepumpen wettbewerbsfähig ist (Abbildung 12). Die Kosteneinsparungen sind bei Niedertemperatur-Wärmepumpen besonders ausgeprägt. Dennoch können Wärmepumpen nicht wie gasbetriebene Kessel den gesamten Mitteltemperaturbereich bedienen und diese damit auch nicht in allen Anwendungen vollständig ersetzen. Elektrodenkessel decken den gesamten Mitteltemperaturbereich ab. Da sie aber stark vom Strompreis abhängig sind, ist ihr Betrieb kostenintensiver. Während ein flexibler Einsatz ihre Rentabilität verbessern kann, sind sie bei vielen Volllaststunden nicht wettbewerbsfähig, da die durchschnittlichen Stromkosten weiterhin über den Gaskosten liegen. Bei der Wärmeerzeugung mit Gas ist der CO_2-Preis der dominante Kostentreiber (33 Prozent der Wärmegestehungskosten bei niedrigen Preisen, 42 Prozent bei mittleren Preisen und 48 Prozent bei hohen Preisen). Dieser Effekt zeigt sich deutlich bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Hier machen steigende CO_2-Kosten in Kombination mit sinkenden Strompreisen die Technologie zunehmend unrentabel. Biomassekessel weisen durchgängig niedrigere Wärmegestehungskosten auf als Gaskessel.*

Die mit Wasserstofftechnologien erzeugte Wärme ist in allen Fällen teurer als die Alternativen. Dies liegt im hohen Preis von Wasserstoff und in den Investitionskosten, die die aktuelle Literatur hoch ansetzt, begründet. Der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung sollte im jeweiligen Einzelfall beurteilt werden. Da Wasserstoff mehr kostet als Strom, sind Wasserstoff-KWK und Gas-KWK nicht gleichermaßen vorteilhaft.

Weil die Wasserstofftechnologien von den unsicheren Prognosen für die Wasserstoffkosten abhängig sind, sind deutlich sinkende Kosten möglich. Doch selbst im besten Fall erreichen die Kosten nur den oberen Bereich der für die anderen Technologien beobachteten Spanne.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Wärmepumpen auch bei hohen Strompreisen und der Annahme mittelfristig steigender CO_2-Preise im Niedertemperaturbereich einen relevanten Kostenvorteil bergen. Daneben werden Wärmepumpen für Mitteltemperatur-Prozesswärme gegenüber Gas wirtschaftlich, sobald die mittlere Kostenspanne erreicht ist. Unter diesen Annahmen sind Wasserstofftechnologien für die Erzeugung von Niedertemperatur- und Mitteltemperatur-Prozesswärme nur sehr begrenzt wirtschaftlich attraktiv.

Vergleich der Wärmegestehungskosten der Technologien → Abb. 13



Fraunhofer ISI (2025); NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe, HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe, UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerk; Anmerkung: Vergleich der Wärmegestehungskosten (WGK) ohne temporale Klassifizierung der Werte. „heutige Elektrifizierung" zeigt die verschiedenen Elektrifizierungstechnologien mit aktuellen Preisen („hohe Energiepreise").

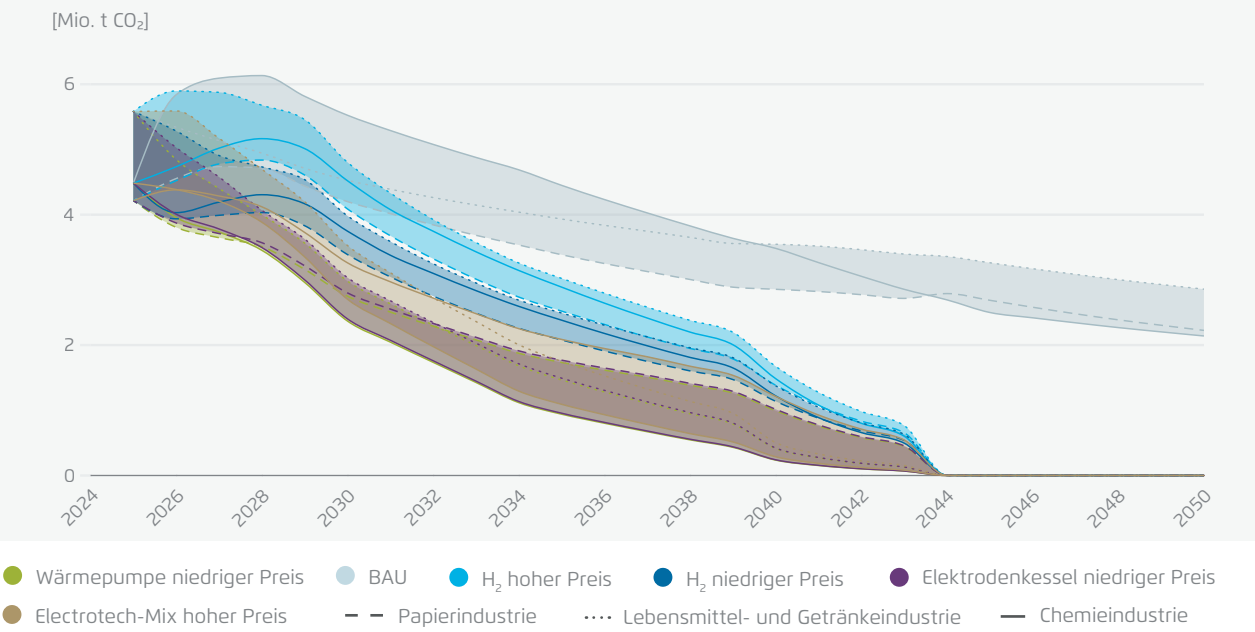
* Die hier angesetzten Kosten für Biomasse basieren auf der Annahme, dass der Preis jenem für Erdgas entspricht, aber keine Emissionszertifikate nötig sind. Sicher werden einige Unternehmen – bedingt durch regionale Unterschiede in der Verfügbarkeit – niedrigere Preise erzielen können. Der flächendeckende Einsatz von Biomasse in ganz Deutschland ist jedoch aufgrund erheblich eingeschränkter Verfügbarkeit nur schwer möglich. Weiterhin dürfte die Nutzung als Rohstoff Vorrang vor einer energetischen Verwendung haben (Banse et al., 2023).

Abbildung 14 zeigt eine Übersicht der CO_2-Emissionen in allen Kombinationen und Sektoren. Zu Beginn des Untersuchungszeitraums entsprechen die Emissionen der Elektrifizierungspfade im Großen und Ganzen den indirekten Emissionen des Stromnetzes. Diese Emissionen gehen jedoch nach 2030 deutlich zurück und bewirken so kumulative Emissionseinsparungen im Vergleich zum BAU-Szenario.

Die Elektrifizierungsszenarien erzielen die höchsten kumulativen Emissionseinsparungen (Abbildung 14, Abbildung 15; Anhang, Tabelle 12). Nach Teilsektor betrachtet erreicht die Chemieindustrie die höchsten Einsparungen (zwischen 45 und 75 Millionen Tonnen CO_2), gefolgt vom Bereich Lebensmittel und Getränke (zwischen 35 und 64 Millionen Tonnen CO_2) sowie Papier (zwischen 35 und

CO_2-Emissionen in den analysierten Szenarien nach Industriesektor

→ Abb. 14

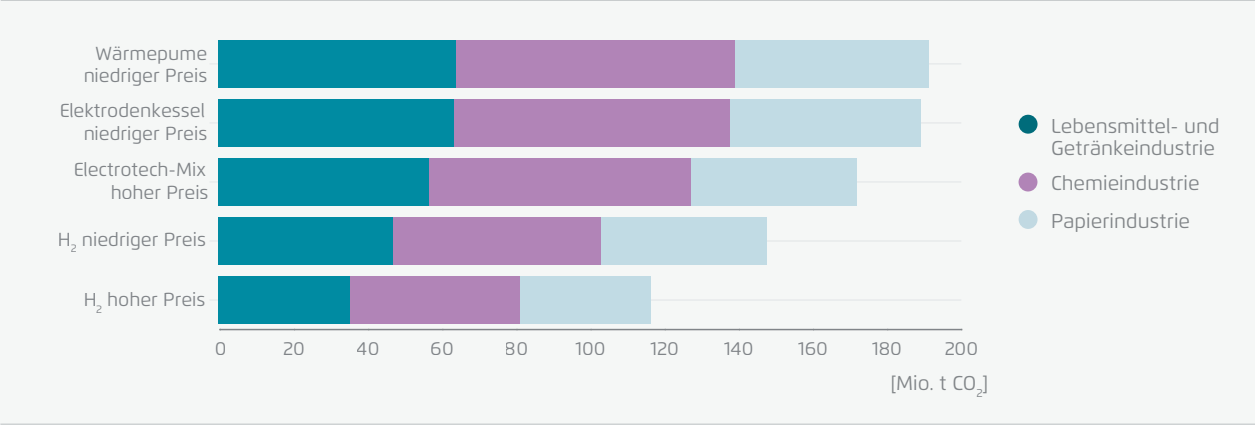


Fraunhofer ISI (2025)

52 Millionen Tonnen CO_2). Obwohl die wasserstoffbasierten Szenarien ebenfalls Klimaneutralität erreichen, weisen sie geringere Emissionsminderungen auf. Die höheren Emissionen bei Wasserstoff ergeben sich aus dem zusätzlichen Stromverbrauch für die inländische Erzeugung und den damit verbundenen, höheren indirekten Emissionen. Dazu kommt die fortgesetzte Abhängigkeit von Erdgas in den Anfangsjahren, wenn die Verfügbarkeit von Wasserstoff noch eingeschränkt ist. Im weiteren Verlauf steigt der Wasserstoffimport, sodass sich die Emissionen den Werten der Stromszenarien annähern.

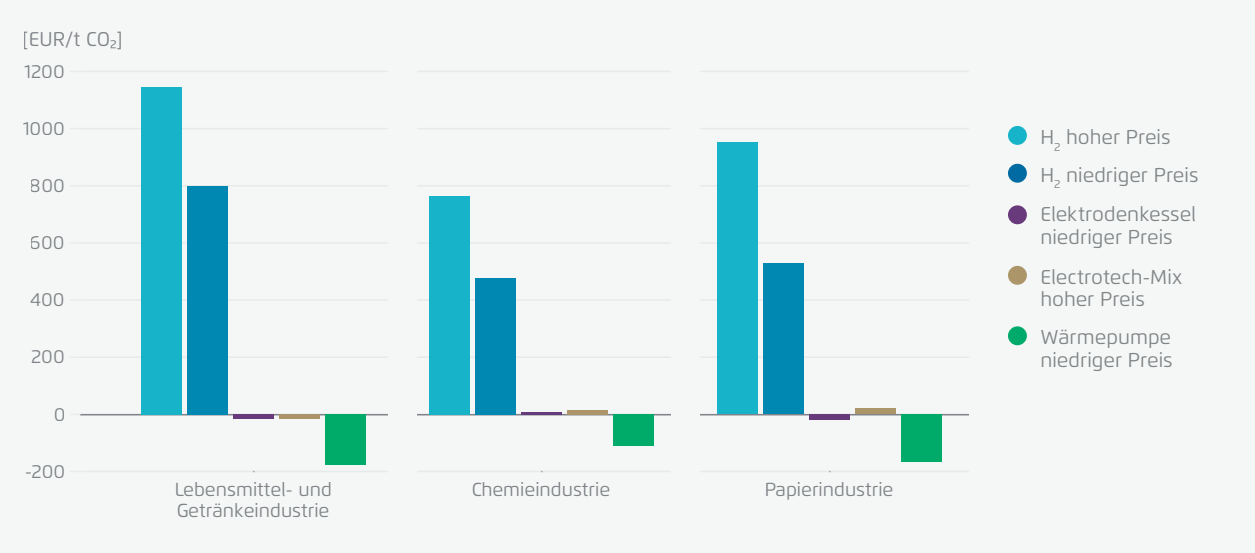
CO_2-Emissionseinsparungen im Vergleich zum BAU-Szenario im Untersuchungszeitraum, 2025 bis 2050

→ Abb. 15



Fraunhofer ISI (2025)

CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zum BAU-Szenario → Abb. 16

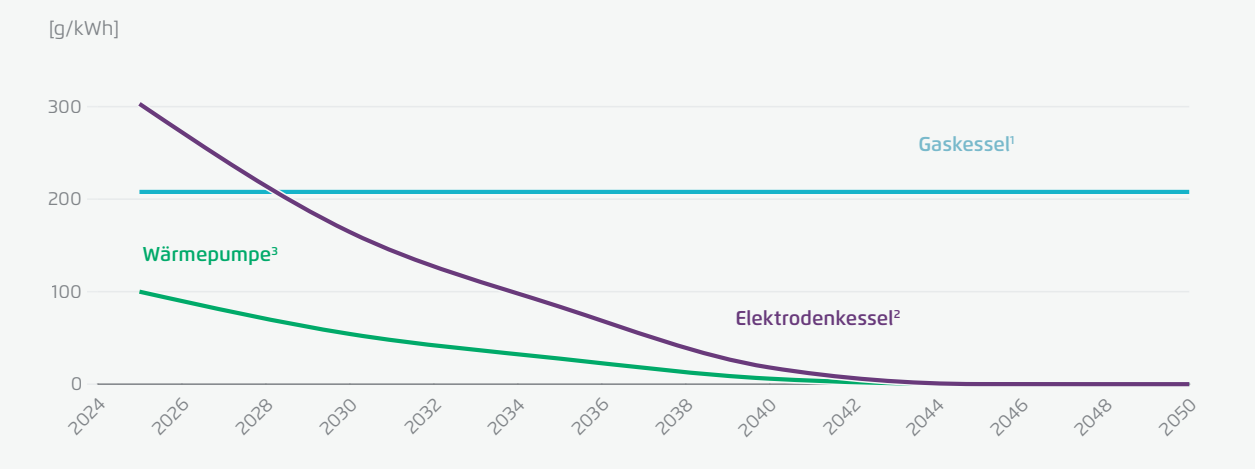


Fraunhofer ISI (2025)

Wenn die Kosten der CO_2-Minderung berücksichtigt werden, stechen die höheren Kosten der wasserstoffbasierten Szenarien noch stärker hervor (Abbildung 16). In den wasserstoffbasierten Szenarien reichen die CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zu BAU von 417 bis 1.140 Euro pro Tonne CO_2, während sie bei den meisten Elektrifizierungsszenarien gegen null gehen. Beim höchsten Anteil an Wärmepumpen fallen diese Kosten sogar ins Negative (-110 bis 170 Euro pro Tonne CO_2).

Ein wichtiger Gesichtspunkt bei Elektrifizierungstechnologien sind indirekte Emissionen aus dem Stromsektor. Abbildung 17 vergleicht die indirekten Emissionen aus in dieser Studie betrachteten strombasierten Technologien mit den direkten Emissionen der Erdgasverbrennung in Gaskesseln. Mit einer angenommenen durchschnittlichen Leistungszahl von drei reduzieren Wärmepumpen selbst im Strommix von Deutschland im Jahr 2024 die Emissionen (363 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde;

Treibhausgasemissionen von elektrischen Heiztechnologien und Erdgaskesseln → Abb. 17



Fraunhofer ISI (2025); ¹η=0,97, ²η=0,99, ³Leistungskennzahl=3

Umweltbundesamt, 2025). Die indirekten Emissionen von Elektrodenkesseln sind hingegen 2025 weiterhin höher als die direkten Emissionen von Gaskesseln pro erzeugte Wärmeeinheit. Ab etwa 2030 erzielen, aufgrund der fortschreitenden Dekarbonisierung des Stromsystems, auch Elektrodenkessel Emissionssenkungen. Schon davor kann man die Emissionen mindern, wenn Elektrodenkessel flexibel in hybriden Systemen zum Einsatz kommen. Damit lassen sich Phasen mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Strommix nutzen, was ebenfalls zu Kosteneinsparungen führt (vgl. Infobox: *Hybridisierung der Elektrifizierung*). In beiden Fällen sind die zu erwartenden, kumulierten Emissionen über die gesamte Lebensdauer von Elektrodenkesseln geringer als jene von erdgasbasierten Kesseln.[8]

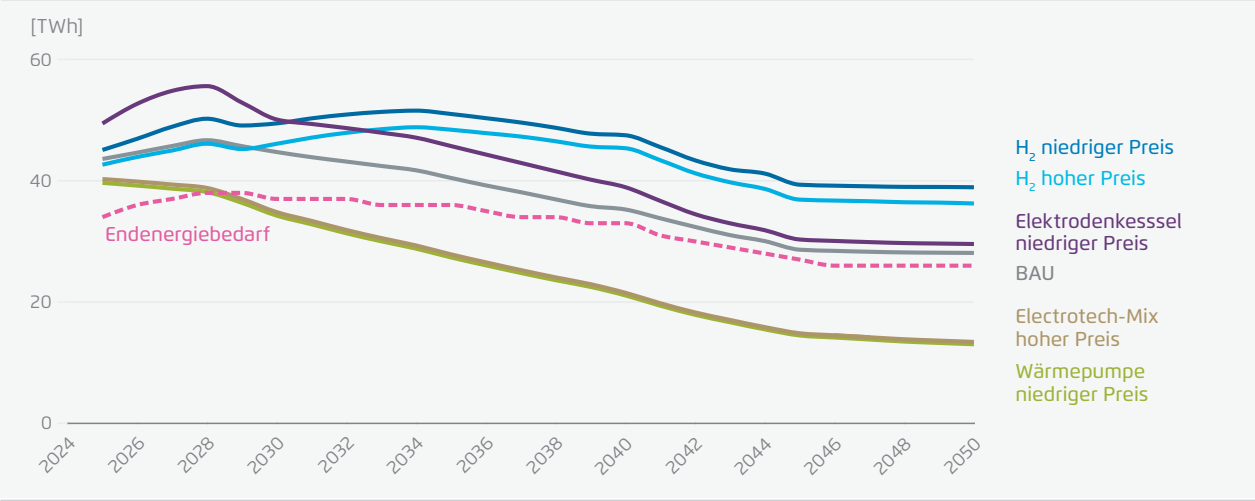
Die Analyse des Primärenergieverbrauchs (Anhang, Tabelle 11) erbringt ähnliche Ergebnisse. Auf Elektrifizierung ausgerichtete Kombinationen mit einem hohen Anteil an Wärmepumpen *(Wärmepumpe niedriger Preis* und *gemischte Electrotech hoher Preis)* zeigen den niedrigsten Primärenergieverbrauch und reduzieren den Primärenergiebedarf des Systems auf etwa 50 Prozent des Endenergiebedarfs (Abbildung 18).[9] Das BAU-Szenario weist einen höheren Primärenergiebedarf auf, obwohl dieser von 127 Prozent auf 108 Prozent des Endenergiebedarfs zurückgeht. Die Elektrifizierung ausschließlich mit Elektrodenkesseln führt nicht zu maßgeblichen Einsparungen an Primärenergie. Das Elektrifizierungsszenario ohne Wärmepumpen *(Elektrodenkessel niedriger Preis)* liegt in Bezug auf den Endenergiebedarf etwa acht Prozentpunkte über BAU. Die Szenarien mit einem hohen Wasserstoffeinsatz weisen einen (zwischen 40 und 50 Prozent über dem Endenergiebedarf) höheren Primärenergieverbrauch auf. Grund dafür sind Umwandlungsverluste im Elektrolyseschritt. Demzufolge sind sie weniger effizient als das BAU- und die Elektrifizierungs-Szenarien.

8 Beim Vergleich der Bereiche unter den Emissionswerten in Abbildung 17 ist der vom Elektrodenkessel oder von der Wärmepumpe abgedeckte Bereich deutlich kleiner als der vom Gaskessel abgedeckte Bereich. Bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 20 Jahren gilt dies auch für den Zeitraum von 2025 bis 2045. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass auch heute eine Investition über die Lebensdauer zur Senkung von CO_2-Emissionen beiträgt.

9 Umgebungs- und Abwärme sind in der Analyse des Primärenergieverbrauchs nicht berücksichtigt.

Primärenergieverbrauch pro Szenario im Vergleich zum Endenergieverbrauch in den analysierten Bereichen

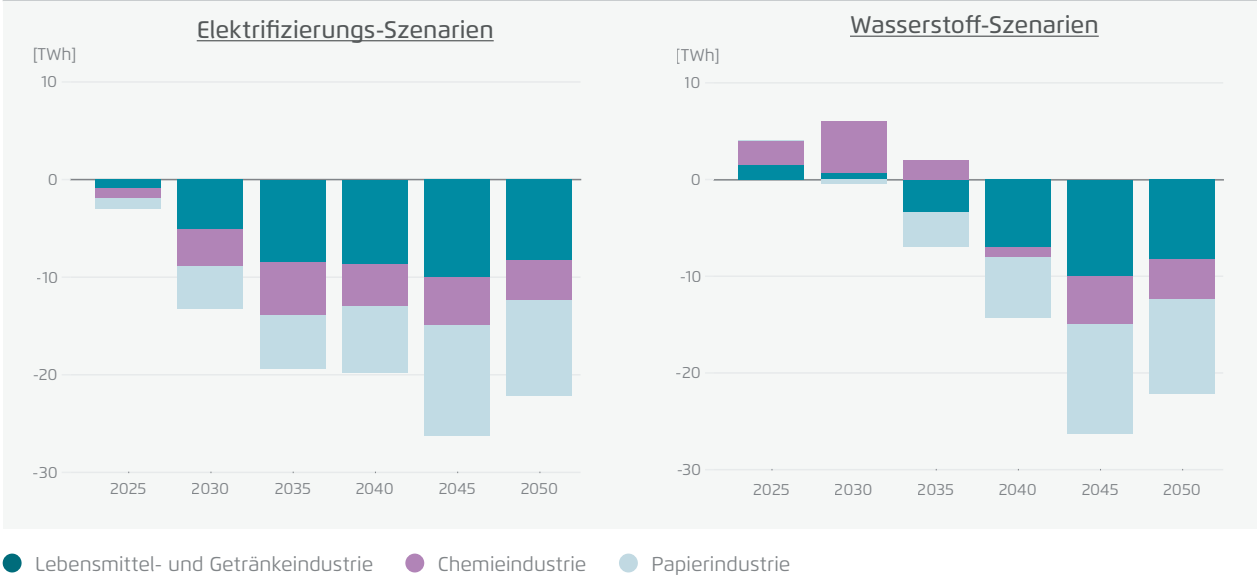
→ Abb. 18



Fraunhofer ISI (2025)

Einsparung fossiler Energie in den Elektrifizierungs- und Wasserstoff-Szenarien im Vergleich zum BAU-Szenario

→ Abb. 19



Fraunhofer ISI (2025)

Sowohl die Elektrifizierungs- als auch die Wasserstoffszenarien reduzieren den Einsatz fossiler Energie (Abbildung 19) gegenüber dem BAU-Szenario. Elektrifizierungsszenarien ermöglichen im Zeitraum 2025 bis 2040 höhere Einsparungen fossiler Energie (durchschnittlich 64 Prozent) als Wasserstoff (durchschnittlich 37 Prozent). In den Anfangsjahren liegen die Wasserstoffszenarien dicht an oder unter dem BAU-Szenario, da eine geringe Wasserstoffverfügbarkeit und hohe Preise eine fortgesetzte Nutzung fossilbetriebener Kessel nahelegen. Obwohl beide Szenarien im Jahr 2045 Klimaneutralität erreichen, beinhalten die wasserstoffbasierten Pfade eine stärkere kumulative Nutzung fossiler Brennstoffe. Dies unterstreicht die deutlichen Vorteile der direkten Elektrifizierungspfade in Bezug auf die Energiesicherheit.

Hybridisierung der Elektrifizierung

Die Szenarien in der vorliegenden Studie basieren auf Jahreswerten. Daher spiegeln sie die möglichen Kosten- und Emissionsvorteile, die sich durch den Betrieb elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung ausschließlich in Phasen niedriger Strompreise ergeben, nur eingeschränkt wider. Um diesen Aspekt genauer zu untersuchen, werden in diesem Kasten ein Gaskessel und ein Elektrodenkessel miteinander verglichen. Für die Beurteilung beider Technologien werden mittlere Energiepreise angenommen (Anhang, Tabelle 8). Auf der Grundlage der deutschen Strompreiskurve für 2024 (Bundesnetzagentur, 2025) ermittelt die Analyse die Anzahl der Stunden, in denen ein Elektrodenkessel kosteneffektiver betrieben werden könnte als ein Gaskessel.

Für diese Analyse werden drei Szenarien betrachtet, die unterschiedliche Preisbedingungen zugrunde legen. Szenario 1 (S1) bildet die aktuellen (2025) Energie- und CO_2-Preise sowie die derzeitigen Preisfluktuationen ab. Szenario 2 (S2) wendet für 2040 prognostizierte Parameter und aktuelle Preisfluktuationen an. Szenario 3 (S3) wendet für 2040 prognostizierte Parameter an, geht aber von einer erhöhten

Strompreisfluktuation aus (Tabelle 4). Die aktuellen Preisfluktuationen basieren auf den *Day-Ahead*-Preisen von 2024 (Bundesnetzagentur, 2025). Zunehmende Fluktuationen ergeben sich aus einer manuellen Erhöhung der Stunden mit sehr hohen und sehr niedrigen Preisen. Dies zeichnet das Bild einer möglichen Zukunft mit weiterer Bereitstellung Erneuerbarer Energien, aber eingeschränkter Speicherkapazität. Die Parameter werden auf ein Unternehmen angewandt, das Steuern, Abgaben und Netzentgelte in Höhe von 12,864 Euro/MWh zahlt. Dieses Profil trifft beispielsweise auf große Papierfabriken und Chemieunternehmen zu. Hierbei handelt es sich um eine Vereinfachung, da Netzentgelte und Abgaben auch von der Menge des verbrauchten Stroms abhängig sind. Dieser Faktor ist hier nicht berücksichtigt. Zusätzlich arbeitet die Bundesnetzagentur (BNetzA) derzeit an einer Reform der Netzentgelte, mit der eine flexible Strombeschaffung vereinfacht werden soll. Abbildung 20, Abbildung 21 und Abbildung 22 zeigen die Ergebnisse in den drei Szenarien. Die Diagramme stellen die Kostendifferenz basierend auf der stundenbasierten Strompreiskurve dar.

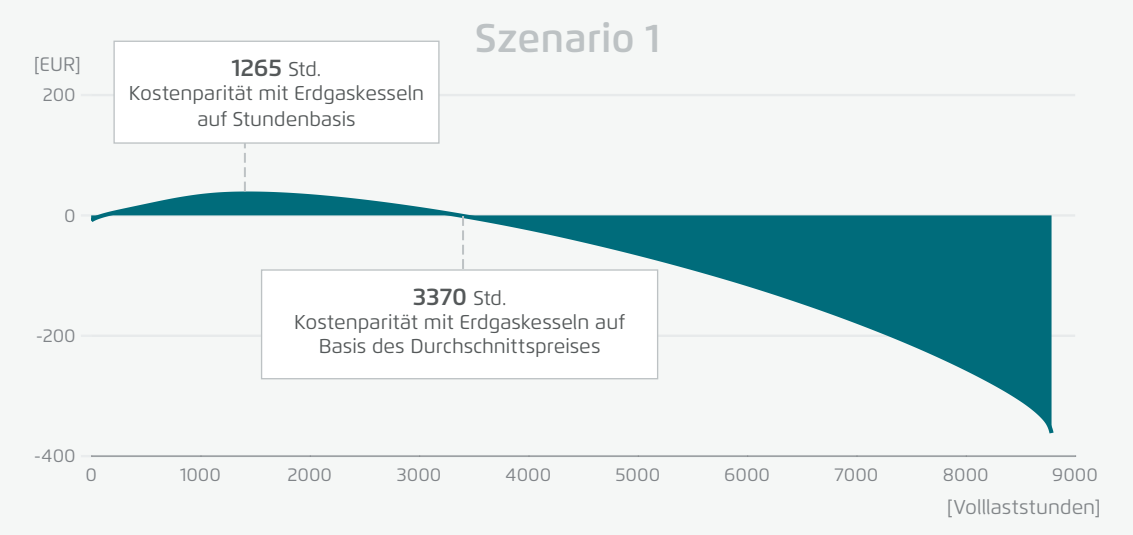
Parameter der hybriden Elektrifizierungsszenarien → Tabelle 4

Übersicht der Parameter	S1 (2025)	S2/S3 (2040)
Erdgaspreis [Euro/MWh]	30	35
CO_2-Preis [Euro/t]	85	200
Netzentgelte und reduzierte Abgaben [Euro/MWh]	12,864	12,864

Fraunhofer ISI (2025)

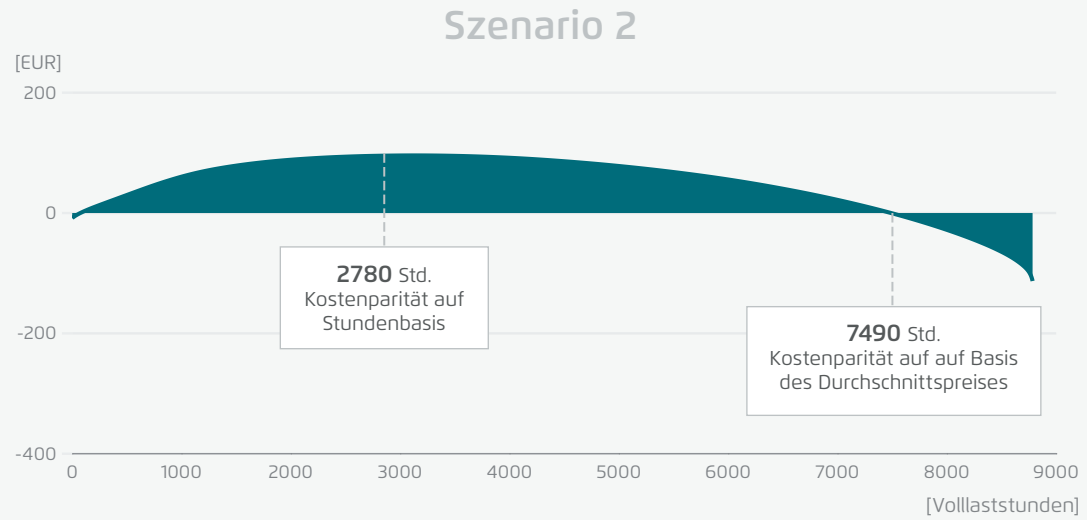
Auch unter derzeitigen Bedingungen kann ein Elektrodenkessel etwa 1.265 Stunden pro Jahr mit geringeren Kosten betrieben werden als ein Gaskessel. Unter der Annahme eines gemittelten Preises – was bedeutet, dass der Elektrodenkessel in allen Stunden betrieben wird, in denen seine Wärmeerzeugungskosten unter den jährlichen Durchschnittskosten gasbasierter Wärme liegen – erhöht sich dieser Wert auf 3.370 Stunden. Das entspricht 38 Prozent des Jahres. Bis 2040 wird dieser Kostenvorteil immer

Kumulierte LCOH-Differenz zwischen Elektrodenkessel und Gaskessel → Abb. 20



Fraunhofer ISI (2025)

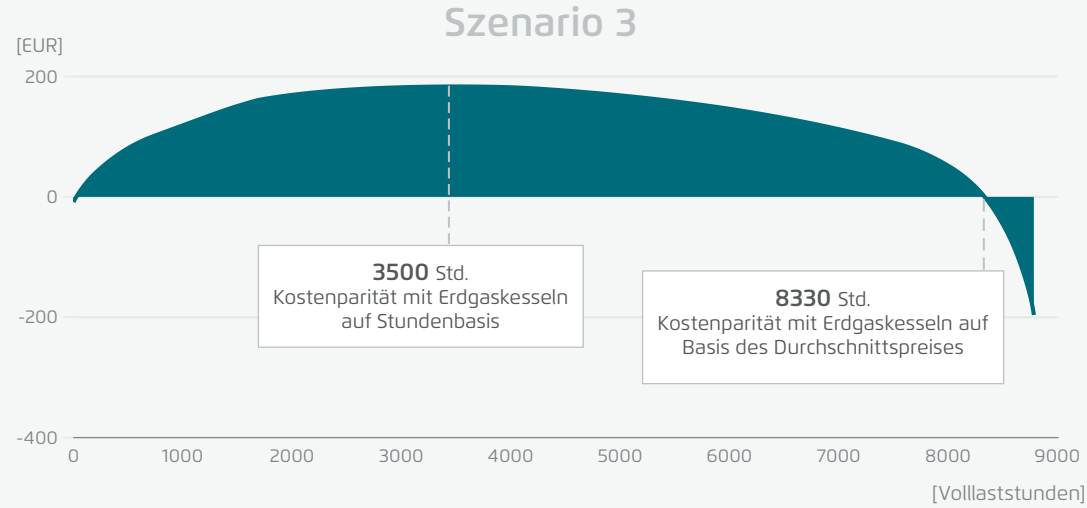
Kumulierte LCOH-Differenz zwischen Elektrodenkessel und Gaskessel → Abb. 21



Fraunhofer ISI (2025)

größer. In dem weniger volatilen Strompreisszenario kann der Elektrodenkessel 2.780 Stunden oder 32 Prozent des Jahres unter dem Preis von gasbasierter Wärme betrieben werden. In dem volatileren Szenario steigt diese Zahl auf 3.500 Stunden oder 40 Prozent. Die Anzahl der Stunden mit einem durchschnittlichen Preisvorteil beläuft sich auf 7.490 beziehungsweise 8.330. Der Elektrodenkessel kann daher als primäre Wärmequelle dienen. Der Gaskessel wird dann in Stunden mit hohem Strompreis betrieben. Die Entwicklung bis 2040 ist mit Unsicherheiten behaftet, da volatile Preisdynamiken einen Wettbewerb zwischen Speicherbetreibern für Stunden mit negativen oder nahezu Nullpreisen verursachen könnten. Beide Zukunftsszenarien zeigen jedoch, dass die Hybridisierung vorteilhaft ist. Eine zunehmende Volatilität dürfte daher keine erhebliche Hürde für die Elektrifizierung darstellen.

Kumulierte LCOH-Differenz zwischen Elektrodenkessel und Gaskessel → Abb. 22



Fraunhofer ISI (2025)

5 Politische Handlungsempfehlungen

Die vorliegende Studie hat die Vorteile einer direkten Elektrifizierung von industrieller Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme im Hinblick auf Kosten, Emissionen und Energieeinsparungen aufgezeigt. Dennoch gibt es mehrere Hürden, die eine schnelle Elektrifizierung verhindern. Dazu gehören technische, wirtschaftliche, infrastrukturelle und organisationsbezogene Herausforderungen.

Aus technischer Perspektive bestehen keine wesentlichen Hürden für die Elektrifizierung von Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme in der Industrie (Fraunhofer ISI, 2024; Fleiter et al., 2024a). Wärmepumpen eignen sich für Niedertemperaturen und Teile des Mitteltemperaturbereichs, während Elektrodenkessel das gesamte in dieser Studie untersuchte Spektrum der Prozesswärme abdecken können.

Wirtschaftliche Hürden stehen im Wesentlichen mit Energiepreisen in Verbindung, die den überwiegenden Anteil der Betriebskosten von elektrischen Geräten darstellen. Damit die Elektrifizierung von Prozesswärme über 100 °C voranschreitet, muss das Strom-/Gaspreisverhältnis (einschließlich CO_2-Preise) sinken. Aufgrund ihrer Effizienzvorteile lassen sich Niedertemperatur-Wärmepumpen bis zu einem Strom-/Gaspreisverhältnis von vier und Hochtemperatur-Wärmepumpen bis zu einem Verhältnis von drei wirtschaftlich einsetzen (Abbildung 9). Langfristig gesehen dürfte sich die Wirtschaftlichkeit der Elektrifizierung verbessern, wenn die Strompreise sinken, die CO_2-Preise steigen und technologische Fortschritte bei strombasierten Anwendungen zum Tragen kommen. Was infrastrukturelle Hürden betrifft, so ist der Zugang zum Stromnetz für eine Elektrifizierung besonders relevant. Der Stromverbrauch vieler Industriestandorte liegt derzeit unter dem Niveau, das für eine vollständige oder teilweise Elektrifizierung erforderlich wäre. Einige dieser Standorte müssten daher ihre physische Netzanschlusskapazität ausbauen, um eine vollständige Elektrifizierung realisieren zu können. Dazu könnte auch die Anpassung des Netzspannungsniveaus gehören. Neben den Anschlusskosten stellt die Dauer des Genehmigungs- und Umsetzungsprozesses eine weitere Hürde dar. Zudem muss die notwendige Infrastruktur vor Ort geschaffen werden. Strom- oder Wärmespeichersysteme erhöhen die Flexibilität und ermöglichen den Zugang zu günstigeren Strompreisen. Allerdings erfordern sie ebenfalls einen höher dimensionierten Stromnetzanschluss.

Neben dem Netzausbau benötigen Wärmepumpen eine Umgebungs- oder Abwärmequelle, deren Verfügbarkeit je nach Fall unterschiedlich sein kann. Die Infrastruktur dafür ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Diese Kosten wurden in der vorliegenden Studie über einen Implementierungsfaktor in den Investitionskosten von Wärmepumpen erfasst. Sie können allerdings je nach Fall stark variieren.

Organisationsbezogene Hürden tragen ebenfalls erheblich dazu bei, den Übergang zu elektrifizierter Prozesswärme auszubremsen. Ein wichtiges Hindernis ist die Lebensdauer und Funktionalität bestehender Anlagen, die üblicherweise erst am Ende ihrer Nutzungsdauer ersetzt werden. Für einen schnellen Übergang stellen die Lebensdauer des alten Systems und die Integration des neuen Systems in eine bestehende Anlage eine Hürde dar, da vorhandene Anlagen in der Regel auf eine einzige Energiequelle ausgelegt sind. Die Integration neuer, elektrifizierter Geräte in bestehende Systeme erfordert also Anpassungen. Eine weitere Hürde liegt im Wissen der Betreiber. Unzureichende Kenntnis von Elektrifizierungsoptionen in Kombination mit Unsicherheit oder Zögern bei der Einführung neuer Technologien kann die Transformation behindern. Bei einer Umstellung auf ein strombasiertes System ist es außerdem oft erforderlich, bei der Energiebeschaffung neue Wege zu gehen. So können langfristige Lieferverträge die Flexibilität einschränken, die für einige elektrifizierte Systeme sinnvoll wäre (siehe Hybridisierung der Elektrifizierung).

Obwohl alles für die Wirtschaftlichkeit einer mittel- bis langfristigen Elektrifizierung spricht, erfordern die oben beschriebenen Hürden unterstützende politische Rahmenbedingungen. Nur so kann die industrielle Elektrifizierung in den kommenden Jahren Fahrt aufnehmen. Aktuell beobachtbare neue Investitionswellen im Bereich der fossilen Wärmeerzeugung verdeutlichen die Handlungsnot. Denn wegen der langen Lebensdauer dieser Technologien verpassen Unternehmen eine Modernisierungschance und büßen langfristig an Wettbewerbsfähigkeit ein.

In Deutschland sind die meisten Politikinstrumente zur Senkung industrieller Emissionen wirtschaftliche Maßnahmen. Sie erhöhen entweder die Kosten herkömmlicher fossiler Technologien oder reduzieren die Kosten sauberer Technologien wie Strom und Wasserstoff. Diese Politikinstrumente verfolgen entweder einen technologieneutralen oder einen technologiespezifischen Ansatz. Tabelle 5 bietet einen Überblick über die Arten der in Deutschland umgesetzten politischen Maßnahmen.

Das Hauptinstrument für eine Emissionsreduzierung in der energieintensiven Industrie in der EU ist das Emissionshandelssystem (EU-EHS 1). Mit diesem Instrument der CO_2-Bepreisung, das einen Mechanismus zur Begrenzung der Emissionsberechtigungen (*Cap and Trade*) nutzt, ist von steigenden Preisen auszugehen. Der so entstehende Anstieg der Kosten herkömmlicher fossiler Technologien bietet einen Anreiz, zu emissionsärmeren Technologien zu wechseln. Mit Blick auf Industrieanlagen, die nicht unter das EU-EHS 1 fallen, verfolgen die nationale CO_2-Bepreisung (Brennstoffemissionshandelsgesetz) und das EU-EHS 2 (ab 2027) den gleichen Ansatz. Obwohl der Emissionshandel als zentrale Maßnahme zur Dekarbonisierung der Industrie gilt, hat der CO_2-Preis im EU-EHS 1 bisher kein Niveau erreicht, das eine Umstellung auf Strom unterstützen würde. Teilweise hat es aber zu einer Umstellung von Kohle auf Gas sowie zu Effizienzgewinnen in bestehenden Prozessen beigetragen.

Politische Maßnahmen, die auf eine Erhöhung der Kosten herkömmlicher Produktion abzielen, werden mit Förderprogrammen für saubere Technologien kombiniert. Dazu gehören auch Finanzierungshilfen und direkte Subventionen. Die deutschen CO_2-Differenzverträge (Klimaschutzverträge), die 2023 eingeführt wurden, gehören zu den bekanntesten Maßnahmen. Sie zielen darauf ab, Investitionsrisiken im Zusammenhang mit der Umstellung auf saubere Technologien für eine tiefgreifende Dekarbonisierung

Übersicht über die politischen Maßnahmen, die auf Emissionssenkungen bei Prozesswärme abzielen

→ Tabelle 5

Berücksichtigte Technologien	Mechanismen	Beispiel
technologieneutral	CO_2-Bepreisung: Erhöhung der Kosten herkömmlicher Produktion	EU-EHS 1 einschl. freier Zuteilung und CO_2-Grenzausgleich; Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), das für kleinere Anlagen (< 20 MW_{th}) in das EU-EHS 2 überführt wird
technologieneutral	Unterstützung/Subventionierung von Technologien zur Emissionssenkung	Fördermittel aus dem EU-Innovationsfonds, CO_2-Differenzverträge (Klimaschutzverträge), EU-Taxonomie
Strom	Vergünstigung der Strompreiskomponenten	indirekte Kompensation für die CO_2-Bepreisung im EU-EHS 1 („Strompreiskompensation"), Befreiung von der Stromsteuer, reduzierte Netzentgelte, Unterstützung des Ausbaus Erneuerbarer Energien, Industriestrompreis (in Planung, Stand 11/2025)
Wasserstoff	Vergünstigung der Preiskomponenten sowie Subventionen der Wasserstoffproduktion	Auktion der Europäischen Wasserstoffbank, Befreiung von Energiesteuer und Netzentgelten, Unterstützung für Wasserstoffinfrastruktur

Fraunhofer ISI (2025)

in der Industrie zu senken. Demnach sind alle Technologien zur Emissionsreduzierung förderfähig. Aufgrund des Auktionsmechanismus werden jedoch die besonders kosteneffizienten bevorzugt. Die CO_2-Differenzverträge beschränken sich auf große Anlagen, da die Förderfähigkeit nur für Projekte gilt, die unter das EU-EHS 1 fallen und die die Emissionen um mindestens 10 Kilotonnen CO_2 pro Jahr im Vergleich zu Emissionsrichtwerten senken.

Neben technologieneutralen Instrumenten gibt es auch politische Maßnahmen, die spezifisch die Kosten der Stromnutzung senken sollen. Die meisten Maßnahmen befreien energieintensive Industrien von Entgelten, Steuern oder anderen Strompreiskomponenten. Ihr primäres Ziel besteht darin, die Wettbewerbsfähigkeit auf internationaler Ebene zu gewährleisten und die Verlagerung von CO_2-Emissionen zu vermeiden. Dennoch könnte die Elektrifizierung von Prozesswärme insbesondere in kleineren Unternehmen von der Ausweitung einiger Maßnahmen profitieren. Die Senkung der Stromsteuer für gewerbliche Kunden auf den EU-Mindeststeuersatz sowie eine Entlastung bei den Netzentgelten ab Januar 2026 sind zentrale Schritte in die richtige Richtung.

Der Einsatz von grünem Wasserstoff profitiert ebenfalls von speziellen wirtschaftlichen Instrumenten. Zum einen fördert die Europäische Wasserstoffbank die Produktion von grünem Wasserstoff über eine feste Prämie für die Erzeugung von sauberem Wasserstoff, während das Instrument H2Global den Import von grünem Wasserstoff anreizt. Zum anderen unterstützt Deutschland den Ausbau der Infrastruktur mit Subventionen, leistet aber auch Finanzierungsbeihilfen in der Ausbauphase.

Die einzelnen Auswirkungen der jeweiligen Instrumente auf unterschiedliche Technologien in verschiedenen Sektoren sind komplex und unterliegen Veränderungen. Daher werden sie in den Szenarien dieser Studie nicht explizit abgebildet, sondern durch die Einbeziehung verschiedener Kostenkomponenten berücksichtigt. Daher berücksichtigt diese Analyse das in Tabelle 9 dargestellte Preisspektrum als möglichen Korridor.

Insgesamt scheinen die aktuellen politischen Rahmenbedingungen nur für die Einführung industrieller Wärmepumpen auszureichen, die 80 °C erreichen – oder 100 °C im Fall großer Unternehmen, die bereits von reduzierten Stromsteuern und -abgaben profitieren. Um kurzfristig und auch für den Mitteltemperaturbereich eine breitere Elektrifizierung der Industrie zu ermöglichen und weitere Reinvestitionswellen in fossile Wärmeerzeugung zu verhindern – die kosten- und emissionsintensivere sowie von Importen abhängige Pfade festschreiben würden –, sollten sich die politischen Maßnahmen auf eine schnellere Senkung des Strom-/Gaspreisverhältnisses konzentrieren. Dafür könnten der Ausbau Erneuerbarer Energien beschleunigt und Engpässe im Stromnetz beseitigt werden, um die Energiekosten auf Großhandelsebene zu senken. Weiterhin könnte die steuerliche Behandlung, die großen Werken in Bezug auf Energieprodukte vorbehalten ist, auf alle Unternehmen ausgeweitet werden, um die Energiekosten auch für den Endverbrauch zu senken. Politische Maßnahmen sollten außerdem über eine entsprechende Netzentgeltstruktur einen flexiblen Verbrauch begünstigen, um den Einsatz von Elektrodenkesseln in Temperaturbereichen zu ermöglichen, für die Wärmepumpen noch nicht geeignet sind. Der für 2026 angekündigte EU-Aktionsplan sollte einen europaweiten regulatorischen und finanziellen Rahmen schaffen, der Investitionen in die Elektrifizierung erleichtert – und Unternehmen hilft, Energie und Kosten zu sparen sowie ihre Produktionsprozesse zu modernisieren.

6 Anhang

6.1 Annahmen

Technisch-wirtschaftliche Daten der ausgewählten Technologien. Angenommenes Referenzjahr 2025. → Tabelle 6

Technologie	Schätzbereich	max. Temperatur in °C	Investition (ohne Impl.) [Euro/kW_{th}]	fixe Betriebskosten [Euro/MW_{th}]	Impl.-Faktor	Leistungszahl (Wärmepumpen) oder Effizienz (andere)	Energienutzungsfaktor	Lebensdauer (Jahre)	Quelle
NTWP	niedrig	80	227	4,5	1,2	5		20	Climact, 2024
	hoch		875	17,5					Climact, 2024
HTWP	niedrig	100	100	2	1,5	3,33		20	Climact, 2024
	mittel		700	2,3		3,70			Agora Industrie, 2022
	hoch		1.398	4,7		3,33			Climact, 2024
UHTWP	niedrig	120	350	7	1,5	2,7		20	Heat Pump Centre, 2023
	mittel	150	870	3		2,2			Agora Industrie, 2022
	hoch	165	1.023			3,16			Kommunale Wärmewende, 2025
Elektrodenkessel	niedrig	500	80	1,6	1,2	0,99		25	Fleiter et al. (2023)
	mittel		175	3,5					Agora Industrie, 2022
	hoch		250	5					Agora Industrie, 2022
Erdgaskessel	niedrig	> 500	56	2	1	0,91		30	Pezzutto et al., 2019
	mittel		100			0,93			Grosse et al. (2017)
	hoch		234	5,9		0,95			Agora Industrie, 2022
Erdgas-KWK	niedrig	> 500	385	3	1	0,5	0,85	35	Agora Industrie, 2022
	mittel		515			0,52			Agora Industrie, 2022
	hoch		900			0,5			Agora Industrie, 2022
Biomassekessel	niedrig	> 500	300	14,5	1	0,75		25	Grosse et al., 2017
	mittel		391			0,8			Pezzutto et al., 2019
	hoch		580			0,88			IRENA, 2014
Wasserstoffkessel	niedrig	> 500	40,716	5	1	0,97		25	Kommunale Wärmewende 2025, Arup, 2022)
	mittel		120						Kommunale Wärmewende, 2025, Rutten 2020
	hoch		250	12					Kommunale Wärmewende, 2025, Rutten. 2020
Wasserstoff-KWK	niedrig	> 500	1.256	9	1	0,65	0,97	15	Kommunale Wärmewende, 2025
	mittel		1.812	16		0,56	0,92		Kommunale Wärmewende, 2025
	hoch		2.102	20		0,43	0,89		Kommunale Wärmewende, 2025
Wasserstoff-GuD-Kraftwerk	niedrig	> 500	423,5	3	1	0,5	0,85	35	Agora Industrie, 2022
	mittel		566,5			0,52			Pezzutto et al., 2019
	hoch		990			0,5			Agora Industrie, 2022

Fraunhofer ISI (2025); Für KWK-Anwendungen gibt der Primärenergiefaktor den Brennstoffwirkungsgrad an.

Strom- und Wasserstoffpreise → Tabelle 7

	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
Strom (hoher Preis)	Euro/ MWh	263,34	261,63	259,93	258,22	256,52	254,86	Fleiter et al. (2024b)
Strom (reduzierter Preis)	Euro / MWh	123,65	121,95	120,25	118,54	124,16	124,16	
Wasserstoff (importiert)	Euro/ MWh_{lhv}	206,6	177,3	147,7	143,7	139,7	135,7	
Wasserstoff (Übergang)	Euro/ MWh_{lhv}	326,7	317,0	259,0	174,3	167,0	164,0	

Fraunhofer ISI (2025). Gesamtpreis: Preis inklusive aller Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Reduzierter Preis: reduzierte Steuern, Netzentgelte und Abgaben als Grundlage für Industriekunden. Importiert: Preis für importierten grünen Wasserstoff. Übergang: Preis für Wasserstoff, der zunächst lokal produziert wird, mit zunehmendem Importanteil.

Preisdaten für Erdgas und Biomasse → Tabelle 8

	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erdgas/Biomasse	Euro/MWh	41,9	28,5	30,8	33,2	35,5	37,8

Fraunhofer ISI (2025)

Annahmen EU-EHS Preise und Stromnetzemissionen → Tabelle 9

	Einheit	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EU-EHS 1	Euro/tCO_2	84	132	155	179	194	210
EU-EHS 2/BEHG	Euro/tCO_2	55	124	151	172	188	200
Stromnetzemissionen	gCO_2/kWh	300	83	17,9	0,1	0	0

Fraunhofer ISI (2025)

6.2 Methodik

Der vorliegende Abschnitt erläutert die Methodik, die der Berechnung von Kosten, CO_2-Emissionen und primärem Energieverbrauch für die in Tabelle 2 aufgeführten Kombinationen zugrunde liegt.

Die Kosten werden basierend auf Energieträgermix (Abbildung 10), Technologiemix (Anhang, Abbildung 23) und Preisparametern der Kombinationen (Abbildung 7, Tabelle 2) ermittelt. Hervorzuheben ist, dass das Modell keine Kostenoptimierung durchführt. Es nimmt also ein statisches Verhalten an, bei dem die Akteure ihre Entscheidungen nicht anpassen, um Kosten zu minimieren.

Die Wärmegestehungskosten (WGK, ausgedrückt in Euro/MWh) werden für jeden Technologiemix für die Jahre 2025 bis 2050 berechnet, basierend auf Gleichung 9.1.

Gleichung 9.1

$$WGK = \frac{(\sum CAPEX * AF) * IF^{n-n_0} + (OPEX_{fix} + (COP * P_{Energy} + E * P_{CO_2}) * Vlh) * t}{Vlh * t}$$

bei:

- **CAPEX:** Investitionskapital
- **AF:** Annuitätenfaktor (abhängig von Zinssatz und Lebensdauer)[10]
- **IF:** Innovationsfaktor (Reduzierung von CAPEX im Zeitverlauf)
- **n:** lfd. Jahr
- **n_0:** Startjahr (2025)
- **$OPEX_{fix}$:** fixe Betriebskosten
- **COP:** Leistungszahl (Effizienz)
- **P_{Energy}:** Energiepreis in Euro/MWh
- **E:** Emissionsfaktor (fossil oder Stromnetz siehe Tabelle 5)
- **P_{CO_2}:** Preis für CO_2-Emissionen in Euro/t
- **Vlh:** Volllaststunden
- **t:** Lebensdauer

Für jedes Jahr werden die Wärmegestehungskosten für alle ausgewählten Technologien entsprechend ihres Anteils in den ausgewählten Kombinationen und Preisstrukturen aggregiert. Daraus ergeben sich die Gesamtkosten von Nieder-/Mitteltemperatur-Prozesswärme für die jeweiligen Sektoren.

Parallel dazu werden die CO_2-Emissionen ermittelt. Dafür werden CO_2-Intensitäten auf die Energieträger angewandt und die indirekten Emissionen von Strom und Wasserstoff aus der Wärmeerzeugung berücksichtigt.

Anhand eines ähnlichen Ansatzes wird der Primärenergiebedarf in den verschiedenen Kombinationen geschätzt. Für jede Technologie gelten Effizienzannahmen (Anhang, Tabelle 7), die den jeweiligen Energieumwandlungsgrad wiedergeben sollen. Hervorzuheben ist, dass die Eingangswerte von Umgebungs- und Abwärme nicht Bestandteil der Primärenergiebilanz sind. Um den Primärenergieverbrauch zu erhalten, werden dann die Energie-Eingangswerte mit dem Primärenergiefaktor für jeden Energieträger multipliziert (Tabelle 3). Der Primärenergiefaktor ist für Erneuerbare Energie nahezu neutral und berücksichtigt nur geringe Netzverluste. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff Netzstrom nutzt.

Anhand der daraus resultierenden Zeitreihen für Gesamtkosten, Emissionen und Primärenergieverbrauch werden die verschiedenen Szenariokombinationen miteinander verglichen und die Auswirkungen unterschiedlicher Technologiemixe sowie Energiepreisentwicklungen bewertet.

10 Mit einem Zinssatz von 5 Prozent über die im Anhang, Tabelle 7 dargestellte Lebensdauer und 6.400 angenommene Volllaststunden.

Primärenergiefaktoren für Stromnetz, Wasserstoffangebot, Biomasse und Erdgas im Untersuchungszeitraum

→ Tabelle 10

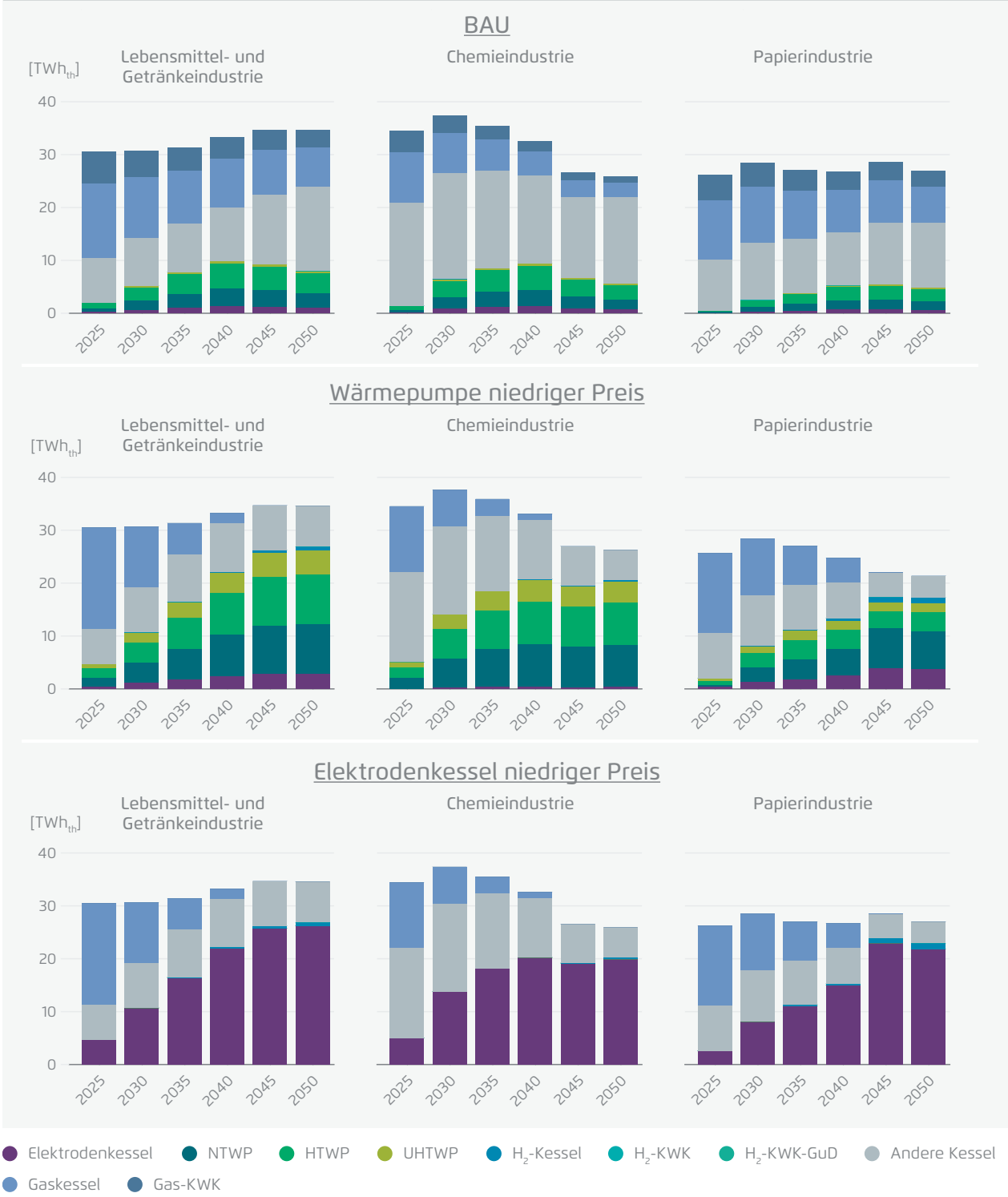
Primärenergiefaktor	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stromnetz	2,5	1,5	1,33	1,17	1,1	1,1
Wasserstoffangebot	3,85	2,31	2,05	1,79	1,69	1,69
fossil (Erdgas)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Biomasse	1	1	1	1	1	1

Fraunhofer ISI (2025)

6.3 Eingangswerte

Technologiemix der verschiedenen Szenarien im Zeitverlauf

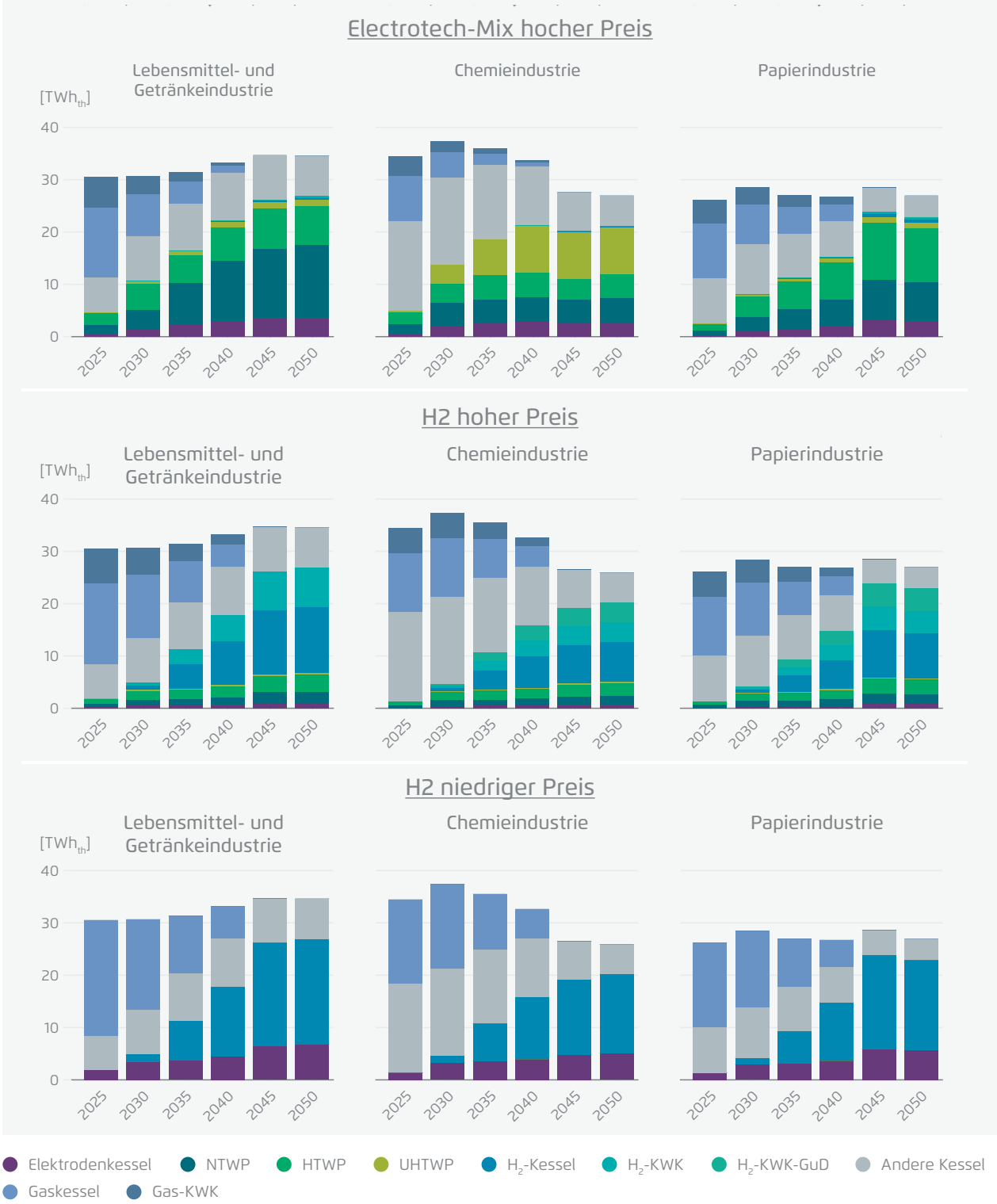
→ Abb. 23



Elekrifizierungs- und Wasserstoff-Szenarien: Fleiter et al. (2024), BAU: Harthan et al. (2024); NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe, HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe, UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

Technologiemix der verschiedenen Szenarien im Zeitverlauf

→ Abb. 24



Elekrifizierungs- und Wasserstoff-Szenarien: Fleiter et al. (2024), BAU: Harthan et al. (2024); NTWP = Niedertemperatur-Wärmepumpe, HTWP = Hochtemeratur-Wärmepumpe, UHTWP = Ultrahochtemperatur-Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

6.4 Ergebnisse

Kostendifferenz der Parameterkombinationen im Vergleich zum BAU-Szenario Durchschnitt im Zeitraum 2025 bis 2050

→ Tabelle 11

Abweichung zwischen Parameter-kombinationen in Mio. Euro/a und Prozent von BAU	Lebensmittel und Getränke		Chemie		Papier	
	absolut	in Prozent	absolut	in Prozent	absolut	in Prozent
Wasserstoff hoher Preis	1.912	193 %	1.531	174 %	1.640	193 %
Wasserstoff niedriger Preis	1.503	173 %	1.248	160 %	1.278	172 %
Elektrodenkessel niedriger Preis	-36	98 %	-85	96 %	13	101 %
Electrotech-Mix hoher Preis	498	124 %	399	119 %	37	128 %
WP niedriger Preis	-423	79 %	-443	79 %	-294	83 %

Fraunhofer (2025). Werte angegeben als absolute Abweichung in Millionen Euro und als relative Abweichung im Vergleich zu BAU, wobei BAU 100 Prozent darstellt.

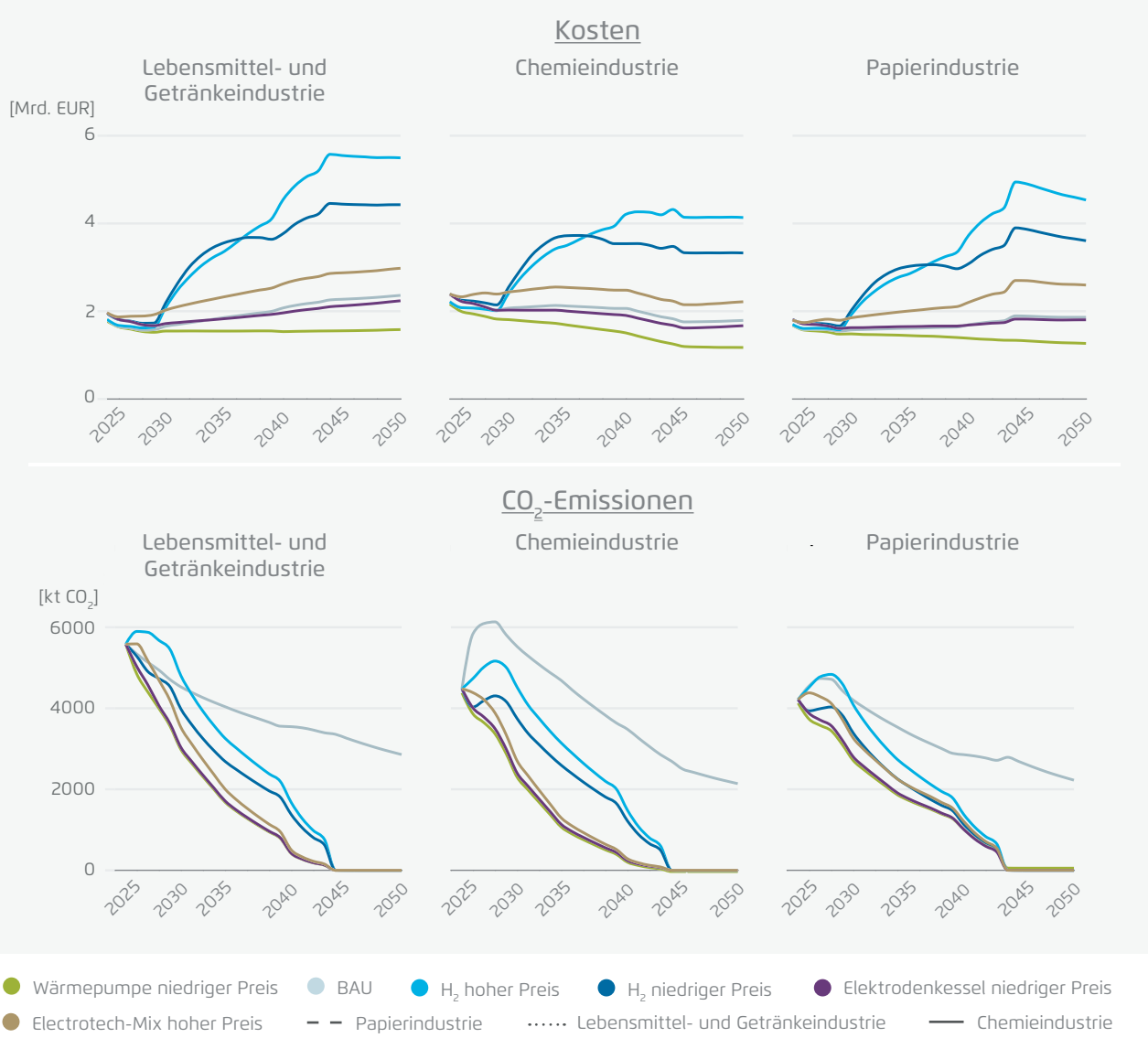
CO_2-Emissionseinsparungen im Vergleich zum BAU-Szenario im Untersuchungszeitraum (2025 bis 2050)

→ Tabelle 12

in Mt CO_2	Lebensmittel und Getränke	Chemie	Papier
Wasserstoff hoher Preis	35,56	45,86	35,31
Wasserstoff niedriger Preis	47,02	56,07	44,73
Elektrodenkessel niedriger Preis	63,58	74,61	51,36
Electrotech-Mix hoher Preis	56,98	70,68	44,53
WP niedriger Preis	64,31	75,04	52,11

Fraunhofer ISI (2025)

Zusammenfassung von Kosten und CO_2-Emissionen im Untersuchungszeitraum → Abb. 25



Fraunhofer ISI (2025)

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2024): *Bilanz 2022,* 2024

Agora Think Tanks (2024): *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.* Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie

Agora Industrie, FutureCamp (2022): *Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie.* Verfügbar unter: https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf

Arup (2022): Arup Group Limited: *Industrial Boilers: Study to develop cost and stock assumptions for options to enable or require hydrogenready industrial boiler.* Verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6396e0c2e90e0769b9c8dad7/External_research_study_hydrogen-ready_industrial_boilers.pdf

Banse et al. (2023): M. Banse, D. Kilian, H. Weimar, S. Iost, C. Morland, S. Glasenapp: *Abschlussbericht Bausteine für eine Biomassestrategie: Biomassepotenziale und Erwartungen an ihre künftige Nutzung* (BIOSTRAT), DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Verfügbar unter: https://www.thuenen.de/media/ti/Newsroom/Aktuelles/2025/Nationale_Biomassestrategie/Abschlussbericht_BIOSTRAT.pdf

BCG, BDI (2025): Boston Consulting Group, Bundesverband der deutschen Industrie: *Energiewende auf Kurs bringen.* Verfügbar unter: https://energiewende.bcg.com/home/

Bundesnetzagentur (2025): *SMARD Marktdaten Bundesnetzagentur.* Verfügbar unter: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:3,%22selectedSubCategory%22:8,%22selectedRegion%22:%22DE%22,%22selectedFileType%22:%22XLSX%22,%22from%22:1704063600000,%22to%22:1735685999999%7D

Climact (2024): *Data of X-Calc 2050 Roadmaptool.* Verfügbar unter: https://pathwaysexplorer.climact.com/data

DIE PAPIERINDUSTRIE (2024): *DIE PAPIERINDUSTRIE e.* V.: Leistungsbericht, Papier 2024. Verfügbar unter: https://www.papierindustrie.de/fileadmin/0002-PAPIERINDUSTRIE/07_Dateien/XX-LB/PAPIER_2024_Leistungsbericht_digital.pdf

Drechsler/Ahrendts (2023): B. Drechsler, F. Ahrendts: *The roll-out of large-scale heat pumps in Germany: Strategies for the market ramp-up in district heating and industry*, 2023

EU Kommission (2025): *The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation.* Verfügbar unter: https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en

Eurostat (2025): *Electricity price statistics.* Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics

Fleiter et al. (2024): Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Lisa Neusel, Simon Hirzel, Marius Neuwirth, Christian Schwotzer, Felix Kaiser, Carsten Gondorf: *CO_2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff (Policy Brief 01 / 2024), 2024*

Fleiter et al. (2024a): Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Lisa Neusel, Si,om Hirzel, Marius Neuwirth, Christian Schwotzer, Felix Kaiser, Carsten Gondorf: *CO2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff (2024).* Verfügbar unter: https://doi.org/10.24406/publica-3484

Fleiter et al. (2024b): Tobias Fleiter, P. Manz, S. Bussmann, M. Neuwirth, A. Herbst, M.T. Lotz: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – O45-Szenarien – Modul Industriesektor,* 2024

Fleiter et al. (2023): Dr. Tobias Fleiter, Dr. Matthias Rehfeldt, Dr. Simon Hirzel, Lisa Neusel, Dr. Ali Aydemir, Dr. Christian Schwotzer, Felix Kaiser, Carsten Gondorf, Justin Hauch, Jan Hof, Lukas Sankowski, Moritz Langhorst: *CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung: Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen.* Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/161_2023_texte_prozesswaermepumpen_0.pdf

Fraunhofer ISI (2024): *Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU.* Studie im Auftrag von Agora Industry. Verfügbar unter: https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projects/2023/2023-20_IND_Electrification_Industrial_Heat/A-IND_329_04_Electrification_Industrial_Heat_WEB.pdf

Grosse et al. (2017): R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan, R. Geyer, S. Robbi: *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU.* S 1831-9424. Verfügbar unter: https://doi.org/10.2760/24422

Harthan et al. (2024): R.O. Harthan, H. Förster, K. Borkowski, S. Braungardt, V. Bürger, V. Cook, L. Emele, W.K. Görz, K. Hennenberg, L.L. Jansen, W. Jörß, P. Kasten, C. Loreck, S. Ludig, F.C. Matthes, R. Mendelevitch, L. Moosmann, C. Nissen, J. Repenning, M. Scheffler, M. Bei der Wieden, K. Wiegmann, H. Brugger, T. Fleiter, T. Mandel, M. Rehfeldt, C. Rohde, M. Fritz, S. Yu, J. Deurer, J. Steinbach, B. Osterburg, R. Fuß, J. Rock, S. Rüter, S. Adam, K. Dunger, A. Gensior, C. Rösemann, W. Stümer, B. Tiemeyer, C. Vos: *Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland* (Projektionsbericht 2024). Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionsbericht_2024_rahmendatenpapier.pdf

Heat Pump Centre (2023): *High-Temperature Heat Pumps. Task 1 – Technologies. Task Report.* Verfügbar unter: https://orbit.dtu.dk/en/publications/high-temperature-heat-pumps-task-1-technologies-task-report/

IRENA (2014): *REmap 2030: A Renewable Energy Roadmap.* Verfügbar unter: https://www.irena.org/publications/2014/Jun/REmap-2030-Full-Report

Kommunale Wärmewende (2025): *KWW-Technikkatalog Wärmeplanung.* Verfügbar unter: https://www.kww-halle.de/service/infothek/detail/kww-technikkatalog-waermeplanung-begleitdokument

MAN Energy Solutions (2025): *Heat up Carbon down.* Verfügbar unter: https://www.man-es.com/process-industry/campaigns/heat-up-carbon-down

Parat (2016): *7MW Electrode Steam Boiler started up at Currenta.* Verfügbar unter: https://www.parat.no/archive/news/7mw-electrode-steam-boiler-started-up-at-currenta/

Pascher et al. (2024): P. Pascher, H. Möddel, S. Stork: *Situationsbericht 24/25.* Kapitel 1.4

EU KommissionPezzutto et al. (2019): Simon Pezzutto, Stefano Zambotti, Silvia Croce, Pietro Zambelli, Giulia Garegnani, Chiara Scaramuzzino, Ramón Pascual Pascuas, Franziska Haas, Dagmar Exner, Elena Lucchi, Nives Della Valle, Alyona Zubaryeva, Andreas Müller, Michael Hartner, Tobias Fleiter, Anna-Lena Klingler, Matthias Kühnbach: *Hotmaps: D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28.* Verfügbar unter: https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2018/03/D2.3-Hotmaps_for-upload_revised-final_.pdf

Pfluger (2013): B. Pfluger: *Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply: A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies.* KIT Scientific Publishing. Verfügbar unter: DOI: 10.5445/KSP/1000037155

Rutten (2020): Loes Rutten: *Technology Factsheet: H2 Industrial Boiler.* Verfügbar unter: https://energy.nl/wp-content/uploads/h2industrialboiler_28092020_upd-7.pdf

Umweltbundesamt (2025): *CO_2-Emissionen pro Kilowattstunde Strom 2024 gesunken.* Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2024

Umweltbundesamt (2023): *CO_2-neutrale Prozesswärmeerzeugung: Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen.* Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-neutrale-prozesswaermeerzeugung

Verband der Chemischen Industrie (2024): Verband der Chemischen Industrie e. V.: *Chemiewirtschaft in Zahlen – 2024*

Zander & Ingestrom (2025): *Hot water and steam boilers.* Verfügbar unter: https://www.zeta.se/siteassets/zander--ingestrom/elpannor/dokument-elpannor/hot-water-and-steam-boilers_en.pdf

Publikationen von Agora Industrie

Auf Deutsch

Klimaneutraler Wirtschaftsstandort 2045
Handlungsbedarfe zwischen Konsens und Kontroverse

Industrielle Energieflexibilität ermöglichen
Konzept einer Reform der Sondernetzentgelte für Großverbraucher

Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe
Potenziale und Politikoptionen

Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme
Eine Bewertung von Technologien, Potenzialen und Zukunftsaussichten für die EU

Reduktion und Regulierung von Embodied-Carbon-Emissionen im deutschen Gebäudesektor
Schaffung von Leitmärkten für klimafreundliche Grundstoffe

Wasserstoffimporte Deutschlands
Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Resilienter Klimaschutz durch eine zirkuläre Wirtschaft
Perspektiven und Potenziale für energie intensive Grundstoffindustrien

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland
Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Chemie im Wandel
Die drei Grundpfeiler für die Transformation chemischer Wertschöpfungsketten

Power-2-Heat
Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update
Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)
Analyse zur Zementbranche

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-industrie.de

Publikationen von Agora Industrie

Auf Englisch

Breaking new ground: decentralised renewable nitrogen fertilisers
Exploring opportunities and barriers

Green iron trade
Unlocking opportunities for Europe

Decarbonising steel in Southeast Asia
Pathways, opportunities and enablers

Industrial value chain transformation
Renewable hydrogen as an enabler of a just global energy transition

A vision for international trade in CO_2-intensive materials
The role of carbon product requirements

Creating markets for climate-friendly basic materials
Potentials and policy options

Direct electrification of industrial process heat
An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

Low-carbon technologies for the global steel transformation
A guide to the most effective ways to cut emissions in steelmaking

Circular Economy and Net-Zero Industry
Potentials for energy-intensive value chains in Germany

EU policies for climate neutrality in the decisive decade
20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Labels for climate-friendly basic materials
A guide to the debate

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-industry.org

Publikationsdetails

Über Agora Industrie
Agora Industrie erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur klimaneutralen Industrie – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Industrie
Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

Korrektorat/Lektorat: Sandra Thiele
Satz: Urs Karcher
Titelfoto: aprott | iStock

389/04-S-2025/DE
Version 1.0, Dezember 2025

Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.

Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.