
Power-2-Heat

Erdgaseinsparung und Klimaschutz
in der Industrie

IMPULS

Agora
Industrie



Power-2-Heat

IMPRESSUM

IMPULS

Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

ERSTELLT VON

Agora Industrie
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-industrie.de
info@agora-industrie.de

PROJEKTPARTNER

FutureCamp Climate GmbH
www.future-camp.de
munich@future-camp.de

PROJEKTLEITUNG

Paul Münnich
Paul.Muennich@agora-energiewende.de

AUTORINNEN UND AUTOREN

Paul Münnich, Julia Metz,
Philipp D. Hauser (alle Agora Industrie);
Andreas Kohn, Thomas Mühlpointner
(FutureCamp)

Satz: Urs Karcher
Korrektur: Infotext GbR
Titelbild: DIPA | iStock

269/05-I-2022/DE

Version: 1.0, September 2022

DANKSAGUNG

Dieses Projekt wurde im Austausch mit Beteiligten aus Wirtschaft und Wissenschaft erarbeitet. Mit dieser Publikation danken wir allen Beteiligten für ihre Unterstützung, ihre fachliche Expertise und für konstruktive Diskussionen. Die Schlussfolgerungen und Ergebnisse dieser Studie spiegeln dabei nicht notwendigerweise die Positionen der Beteiligten wider. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt bei Agora Industrie und FutureCamp.

Für die tatkräftige Unterstützung bei der Erstellung dieser Publikation bedanken wir uns bei unseren Kolleginnen und Kollegen, insbesondere bei Frank Peter, Simon Müller, Ada Rühring, Urs Karcher, Anja Werner, Oliver Sartor, Utz Tillmann, Olaf Malden, Nina Zetsche, Helen Burmeister, Mareike Herrndorff, Alexandra Langenheld, Thorsten Lenck, Uta Weiß, Matthias Deutsch, Jahel Mielke, Janne Görlach (alle Agora Energiewende); Dietmar Schüwer, Alexander Jülich, Alexander Scholz (alle Wuppertal Institut).



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

Bitte zitieren als:

Agora Industrie, FutureCamp (2022): Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie

www.agora-industrie.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Angriff Russlands auf die Ukraine hat die Notwendigkeit, den Verbrauch fossiler Energien und insbesondere von Erdgas schnell zu reduzieren, deutlich verschärft. Neben kurzfristigen Sparmaßnahmen als Reaktion auf die Energiekrise muss ein Fokus darauf gelegt werden, dass der Erdgasverbrauch der Industrie strukturell sinkt.

Im Kontext des REPowerEU-Plans der EU-Kommission ist die Industrie dazu angehalten, ihren Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2030 in etwa zu halbieren. Das Bundes-Klimaschutzgesetz erfordert eine Minderung der industriellen Treibhausgasemissionen um rund ein Drittel bis zum Jahr 2030.

Diese Studie zeigt auf, welche Potenziale der Elektrifizierung (Power-2-Heat) der industriellen Prozesswärme bis 500 Grad Celsius etwa in der Papier-, Lebensmittel- oder Kunststoffindustrie bestehen, um diese Ziele zu erreichen.

Durch eine Umstellung der Wärmeerzeugung auf strombasierte Verfahren sinken sowohl der Erdgasverbrauch als auch die Treibhausgasemissionen in der Industrie deutlich. Zudem unterstützen diese Verfahren durch die Möglichkeit eines flexiblen Betriebs die Integration Erneuerbarer Energien.

Um den Markthochlauf dieser Verfahren durch eine Kombination von Fördern und Fordern zu ermöglichen, muss eine Reihe regulatorischer Hemmnisse beseitigt werden. In unserer Studie zeigen wir, wie dies gelingen kann.

Ich wünsche eine angenehme Lektüre!

Ihr Frank Peter,
Direktor, Agora Industrie

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Eine zügige industrielle Wärmewende trägt zum Klimaschutz bei und ist notwendig, um den deutschen Beitrag zur Minderung des Erdgasverbrauchs im Rahmen des REPowerEU zu erfüllen. Bis 2030 können Industriestandorte in Deutschland 90 TWh Erdgas durch die Elektrifizierung industrieller Prozesswärme einsparen. Das entspricht bis zu drei Viertel der in der Industrie notwendigen Einsparung gemäß REPowerEU-Plan und mindert 12,5 Millionen Tonnen CO₂ – 18 Prozent des deutschen Sektorziels für die Industrie.

2

Der Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln in der Industrie muss im Einklang mit der Dekarbonisierung des Stromsektors erfolgen. Ein flexibler Stromverbrauch hilft, hohe Anteile Erneuerbarer Energien zu integrieren und deren volatile Erzeugung besser zu nutzen. Diese Flexibilität ermöglicht es, die Zielvorgabe der Bundesregierung von 80 Prozent Erneuerbaren bis 2030 effizient zu erreichen.

3

Durch den Abbau regulatorischer Hemmnisse und Fehlanreize wird Elektrifizierung attraktiver und Flexibilität ermöglicht. Um Verbrauchsflexibilitäten anzureizen, muss die Einführung zeitlich differenzierter Netzentgelte politische Priorität werden. Ebenso muss die Privilegierung erdgasbasierter Technologien gegenüber direktelektrischen Anwendungen beendet werden.

4

Im Energiesicherungsgesetz sollte das Jahr 2035 für einen Ausstieg aus fossilen Energieträgern für Prozesswärme bis 500 Grad verankert werden. Ein Sonderförderprogramm kann die Kostenlücke bei strombasierten Technologien schließen und ein gesetzlicher Zero-Carbon-Standard für Neuinvestitionen schafft Planungs- und Investitionssicherheit.

Inhalt

1	Executive Summary	7
2	Industrielle Prozesswärme: Status quo und Strategien zur Transformation	11
2.1	Effizienz: Verbesserte Abwärmenutzung	13
2.2	Erneuerbare Wärme: Schlüsseltechnologien für die Industrie	13
2.3	Flexibilitäten: Direkte Elektrifizierung im klimaneutralen Stromsystem	16
2.4	Synergien zwischen elektrifizierter flexibler Wärme und direkten Investitionen in Erneuerbare Energien	18
3	Technologieoptionen zur direkten Elektrifizierung	21
3.1	Technische Beschreibung von Elektrodenkesseln	21
3.2	Technische Beschreibung von Wärmepumpen	22
3.3	Ökologische Prinzipien für den Betrieb von Elektrodenkesseln und Wärmepumpen	24
3.4	Wirtschaftlichkeit von Elektrodenkesseln: Die Netzentgeltstruktur als zentraler Schlüssel	26
3.5	Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen: Reduktion von Kapitalkosten und fossilen Subventionen als Weichensteller	29
3.6	Marktpotenzial von Wärmepumpen	32
4	Markthochlauf-Szenario: Potenziale zur Erdgas- und zur Treibhausgasminderung	35
5	Handlungsempfehlungen	41
5.1	Bestehende Regulierung und Fehlanreize	41
5.2	Ein Maßnahmenpaket für den Markthochlauf	42
	Literaturverzeichnis	47

1 Executive Summary

Der Angriff Russlands auf die Ukraine hat aus energiepolitischer Sicht die große Abhängigkeit Deutschlands von russischen Energieimporten verdeutlicht. Die stark reduzierten Erdgas-Lieferungen erfordern rasche Einsparmaßnahmen, aber auch strukturelle Veränderungen in unserer Energieversorgung. Die Industrie ist hierbei besonders unter Druck: Mit einem Verbrauch von zuletzt 245 TWh_{LHV} nutzt die Industrie knapp 30 Prozent des in Deutschland verbrauchten Erdgases. Davon werden 209 TWh_{LHV} rein energetisch zur Produktion von Prozesswärme genutzt – in einigen Fällen in Dampfkesseln, meist jedoch in KWK-Anlagen, die einen Teil dieser Prozesswärme in Strom umwandeln. Die verbleibenden 36 TWh_{LHV} werden stofflich zur Produktion von Ammoniak, Methanol und in Raffinerien genutzt (Agora Energiewende 2022b).

Der von der EU-Kommission am 18. Mai 2022 vorgestellte REPowerEU-Plan zielt darauf ab, die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten aus Russland schnell zu verringern. In besonderem Umfang betrifft das Erdgaseinsparungen in der Industrie, die europaweit bis zuletzt 108 Milliarden Kubikmeter Erdgas (1060 TWh_{LHV}) verbraucht hat: zusätzlich zu den in *Fit for 55* vorgesehenen 8 Milliarden Kubikmeter (81 TWh_{LHV}) sollen mit dem Plan europaweit weitere 35 Milliarden Kubikmeter (342 TWh_{LHV}) bis zum Jahr 2030 eingespart werden.

Prozesswärme wird in der Industrie an vielen Stellen gebraucht, zum Beispiel bei Trocknungsprozessen in der Papier- und Lebensmittelbranche oder für Prozessdampf, der für die Produktion von Kunststoffen benötigt wird. Neben Erdgas werden auch noch große Mengen anderer fossiler Energieträger, wie Kohle oder Heizöl für die Bereitstellung von Prozesswärme genutzt. Insgesamt werden für die Bereitstellung von Prozesswärme 510 TWh benötigt, was 22 Prozent des deutschen Endenergieverbrauchs entspricht (BMWK 2022). Auf diese Prozesse zur

Energieversorgung entfallen etwa zwei Drittel der industriellen Treibhausgasemissionen.

Eine rasche Wärmewende ist daher zentral, um den Erdgasverbrauch und die Treibhausgasemissionen kurz- bis mittelfristig substanziell zu verringern. Insbesondere für den Temperaturbereich unterhalb von 500 Grad Celsius, auf den knapp die Hälfte des industriellen Wärmebedarfs entfällt, sind verschiedene effiziente Verfahren verfügbar.

Häufig steht Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom im Fokus politischer Diskussionen zur Dekarbonisierung der Industrie. Was dabei übersehen wird: Erneuerbarer Strom ist knapp und muss daher möglichst effizient eingesetzt werden. Die Herstellung von Wasserstoff ist sehr stromintensiv, weshalb Wasserstoff auf absehbare Zeit knapp und teuer sein wird – deshalb ist es wichtig, die Nutzung von Wasserstoff in der Industrie auf stoffliche Anwendungen zu fokussieren. Ähnliche Prinzipien gelten für die Nutzung von Biomasse, welche nur begrenzt zur Verfügung steht und primär der höherwertigen stofflichen Nutzung zugeführt werden muss. Ziel muss sein, Nutzungskonkurrenzen gering zu halten und Technologieoptionen zu stärken, die aus System-sicht geeignet sind. Bei der Wärmeproduktion gibt es insbesondere für die unteren Temperaturbereiche bis 500 Grad Celsius effizientere und ressourcenschonendere Optionen, die der Nutzung alternativer Brennstoffe vorzuziehen sind.

Sämtliche Klimaneutralitätsszenarien sehen in der direkten Elektrifizierung industrieller Prozesswärme eine zentrale Strategie zur Dekarbonisierung der Industrie (Prognos et al. 2022). Ein großes Potential bei niedrigen Temperaturen wird außerdem erneuerbaren Wärmequellen wie (Tiefen-) Geothermie und (konzentrierender) Solarthermie beigemessen (IN4climate.NRW 2021, Fraunhofer & Helmholtz 2022). Vor dem Hintergrund des ambitionierten Ziels

der Bundesregierung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien hat die Integration der volatilen Erzeugung erneuerbaren Stroms eine besondere Rolle. Da die Elektrifizierung der Nachfrageseite hierfür zentral ist, fokussiert sich diese Studie darauf, wie Synergien zwischen der Dekarbonisierung der Industriegärme und des Stromsektors geschaffen werden können.

Unsere Studie zeigt: Die direkte Nutzung von Strom zur Erzeugung von Prozesswärme in der Industrie hat einen dreifach positiven Effekt auf zentrale klima- und energiepolitische Ziele: 1) Sie trägt zur schnellen Reduktion der Treibhausgasemissionen und zum Erreichen der Klimaneutralität 2045 bei. 2) Sie spart Erdgas und andere fossile Energieträger und hilft damit, die strukturelle Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu beenden. 3) Durch eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs unterstützt sie den Ausbau und die Integration von Erneuerbaren Energien und damit den Aufbau eines vollständig erneuerbaren Energiesystems.

1. Klimazielerreichung: Durch eine Elektrifizierung ihrer Prozesswärme kommt die Industrie ihren Klimazielen einen substanziellen Schritt näher. Laut Bundes-Klimaschutzgesetz soll Deutschland in spätestens 22 Jahren klimaneutral sein. Der Industriesektor ist nach der Energiewirtschaft der Sektor mit den zweithöchsten Treibhausgasemissionen. Im Jahr 2021 ist er mit 181 Millionen Tonnen CO₂-Äq knapp unter seiner im Bundes-Klimaschutzgesetz festgeschriebenen Jahresemissionsmenge von 182 Millionen Tonnen CO₂-Äq geblieben. Zuletzt sind die Emissionen – auch infolge der wirtschaftlichen Erholung nach dem pandemiebedingten Lockdown – stark gestiegen. Wie sich die Treibhausgasemissionen kurzfristig infolge der aktuellen Energiekrise entwickeln werden, ist noch ungewiss. Klar ist jedoch, dass strukturelle Maßnahmen ergriffen werden müssen, damit die im Projektionsbericht 2021 prognostizierten jährlichen Zielüberschreitungen im Industriesektor ab 2023 nicht eintreten (Bundesregierung

2021). Der Ersatz von erdgasbasierten KWK-Anlagen oder Dampfkesseln durch Wärmepumpen und Elektrodenkessel zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme im Temperaturbereich bis 500 Grad Celsius kann bis zum Jahr 2030 insgesamt circa 12,5 Millionen Tonnen CO₂-Äq einsparen. Das entspricht in etwa 18 Prozent der notwendigen 68 Millionen Tonnen THG-Einsparungen, um das Klimaschutzziel des Industriesektors für das Jahr 2030 zu erreichen.

2. Erdgaseinsparung: Der Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme kann einen zentralen Beitrag zur Erreichung der REPowerEU-Ziele bis 2030 leisten und hilft, die strukturelle Abhängigkeit von russischen Gasimporten zu beenden. Durch den Einsatz von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme können in Deutschland bis zum Jahr 2030 insgesamt etwa 9,5 Milliarden Kubikmeter (90 TWh_{LHV}) Erdgas eingespart werden. Zusammen mit der stofflichen – und bei hohen Temperaturen auch energetischen – Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und anderen innovativen Anwendungen kann die deutsche Industrie ihren Erdgasverbrauch bis 2030 halbieren und so einen wichtigen Beitrag zur europäischen Energieautonomie leisten.

3. Flexibilisierung: Wärmepumpen und Elektrodenkessel können ihren Stromverbrauch flexibilisieren. Flexible Stromverbraucher sind von zentraler Bedeutung für hohe Erneuerbaren-Anteile im Stromsystem und damit wichtig für das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu beziehen. In Zeiten besonders großer Stromeinspeisung durch Windkraft und Solarenergie können flexible Verbraucher zusätzliche Lasten mobilisieren. In Zeiten besonders geringer Stromproduktion durch die Erneuerbaren können flexible Verbrauchseinrichtungen Lasten reduzieren. Diese Verbraucher können so die

volatile Erneuerbaren-Erzeugung auf der Verbrauchsseite variabel „nachfahren“. Dadurch werden die Produktion der Erneuerbaren und auch die Strompreise abgesichert. Insgesamt senken flexible Verbraucher so effektiv Kosten im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und verringern den Bedarf für zusätzliche Stromspeicher.

Um diese positiven Effekte einer zügigen Transformation der industriellen Prozesswärme zu ermöglichen und damit Wärmepumpen und Elektrodenkessel schnell zum neuen Standard der Wärmeerzeugung in der Industrie werden, muss die Politik ein Maßnahmenpaket aufsetzen. Im Energiesicherungsgesetz sollte das Ziel verankert werden, dass alle Prozesse zur Herstellung industrieller Prozesswärme bis 500 Grad bis zum Jahr 2035 fossilfrei sind. Hierdurch kann die notwendige Erdgasreduktion im Industriebereich zur Erreichung der REPowerEU-Ziele sichergestellt und Deutschland seiner Verantwortung zur Reduktion der Abhängigkeit von russischen Gasimporten im europäischen Kontext gerecht werden.

Zur Erreichung dieses Ziels müssen zum einen bestehende Fehlanreize durch kostenfreie Zuteilungen im EU-ETS und eine Reihe von Subventionstatbeständen zugunsten fossiler Anlagen abgebaut werden. Zum anderen müssen durch eine Kombination von Fördern und Fordern vor allem erste Investitionen unterstützt und durch Standards klare Orientierung gegeben werden.

Darüber hinaus ist die Reform der Netzkostenallokation ein zentrales Element, um eine Elektrifizierung und die Flexibilität im Verbrauch anzureizen und muss zur politischen Priorität dieser Legislaturperiode werden. Denn die Vereinbarkeit von Wirtschaftlichkeit und Flexibilität beim Stromverbrauch wird derzeit vor allem durch die geltende Netzkostenallokation ausgebremst, welche einen flexiblen Stromverbrauch bestraft. Insbesondere Elektrodenkessel eignen sich, um günstige Strompreise zu nutzen, welche dann auftreten, wenn die Einspeisung der

Erneuerbaren besonders hoch ist. Ein flexibler und somit marktdienlicher Stromverbrauch ist jedoch mit niedrigen Volllaststunden verbunden, was bei der geltenden Regelung allerdings zu hohen Netzentgelten führt. Damit ist die systemdienliche Elektrifizierung im Vergleich zum Grundlastbetrieb einer KWK-Anlage aus betriebswirtschaftlicher Perspektive bislang uninteressant.

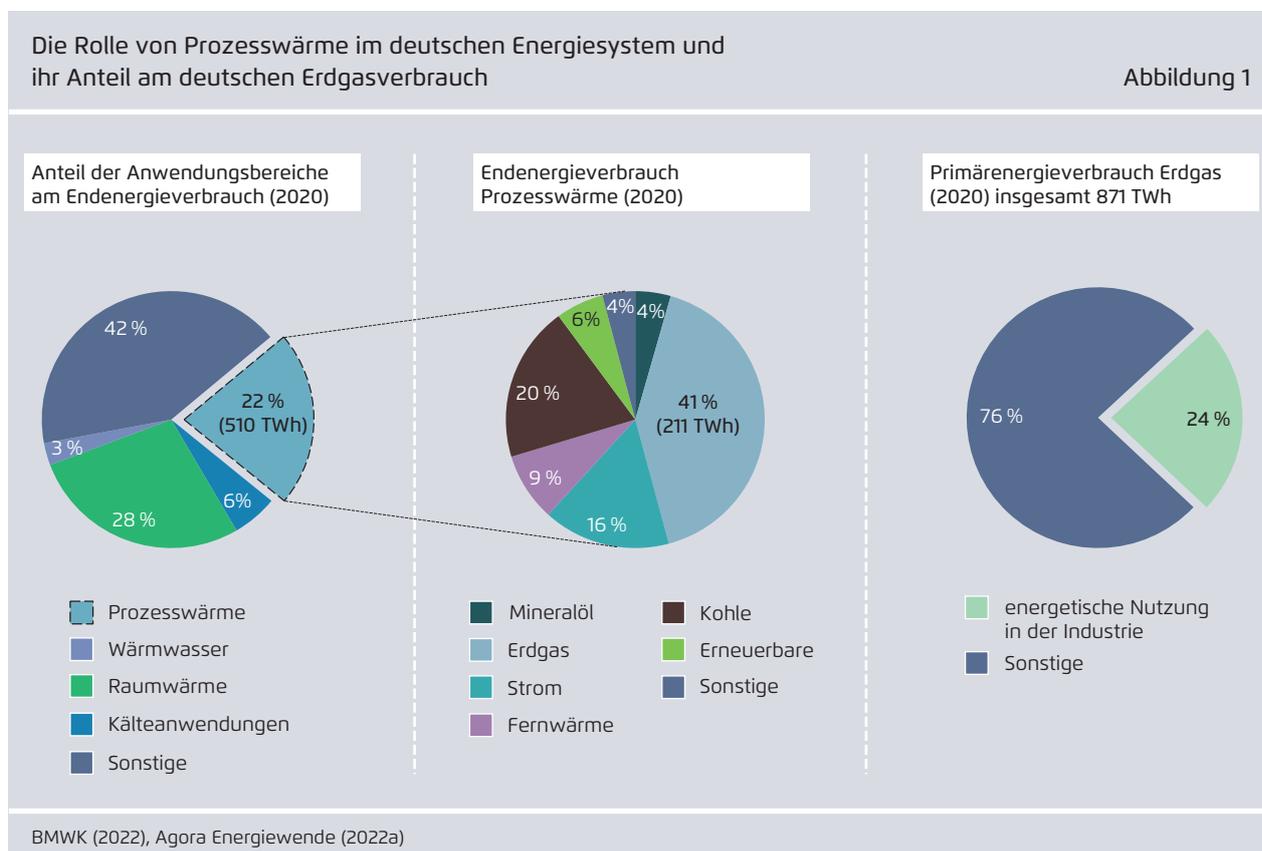
Im Gegensatz zu Elektrodenkesseln können Wärmepumpen durch die effiziente Nutzung von Ab- und Umweltwärme auch heute schon im Grundlastbetrieb Kosten und Emissionen senken. Der Nachteil dieser Anlagen sind allerdings die hohen Investitionskosten. Um dennoch erste Projekte anzuregen und die positiven Effekte eines raschen Markthochlaufs zu mobilisieren, muss ein befristetes Sonderförderprogramm aufgesetzt werden. Um die Wärmewende in der Breite der Industrie zu ermöglichen, müssen der Hochlauf der Liefer- und Installationskapazitäten, der schnelle Ausbau der Erneuerbaren sowie der Zugang zu notwendiger Netzinfrastruktur sichergestellt werden.

Schließlich ist die gesetzliche Einführung eines *Zero-Carbon*-Standards für Neuinvestitionen in der Prozesswärme bis 500 Grad Celsius unabdingbar, um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen. Gerade in den Temperaturbereichen, für die es heute schon marktgängige CO₂-freie technologische Lösungen gibt, sollte es einen gesetzlichen Standard für alle Neuinvestitionen geben. Das schafft Planungssicherheit bei industriellen Anwendern und bei Anlagenherstellern und vermeidet Fehlinvestitionen in fossile Strukturen.

2 Industrielle Prozesswärme: Status quo und Strategien zur Transformation

Die Bereitstellung von Prozesswärme hatte im Jahr 2020 einen Anteil von 22 Prozent am gesamtdeutschen Endenergieverbrauch. Zu 41 Prozent wurde diese Prozesswärme mit Erdgas produziert (BMWK 2022). In der Industrie kommen dafür häufig Gaskessel zum Einsatz - in der Regel werden aber Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) genutzt, die einen Teil der Wärme in Strom umwandeln. Auch Kohle spielt mit 20 Prozent eine wichtige Rolle. Mineralöle mit 4 Prozent sind weniger bedeutend, könnten aber in der herrschenden Energiekrise wieder verstärkt zum Einsatz kommen. Strom ist mit 16 Prozent bereits eine relevante Energiequelle, doch kann seine Rolle für die Produktion von Prozesswärme noch deutlich ausgebaut werden (vgl. Abb. 1).

Eine solche Elektrifizierung der Prozesswärme – weg von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern und hin zu erneuerbaren, strombasierten Technologien – ist dringend erforderlich, um den Gasverbrauch zu senken und gleichzeitig die deutschen Klimaschutzziele gemäß dem Bundes-Klimaschutzgesetz erreichen zu können. Die energetische Nutzung von Erdgas in der Industrie zur Bereitstellung von Wärme und Strom hat im Jahr 2020 mit 211 TWh_{LHV} einen Anteil von 24 Prozent am Erdgasverbrauch in Deutschland ausgemacht. Der REPowerEU-Plan der EU-Kommission sieht für die Industrie auf europäischer Ebene eine Minderung des Erdgasverbrauchs um 35 Milliarden Kubikmeter (342 TWh_{LHV}) vor, was in etwa einer Reduktion von 41 Prozent entspricht.



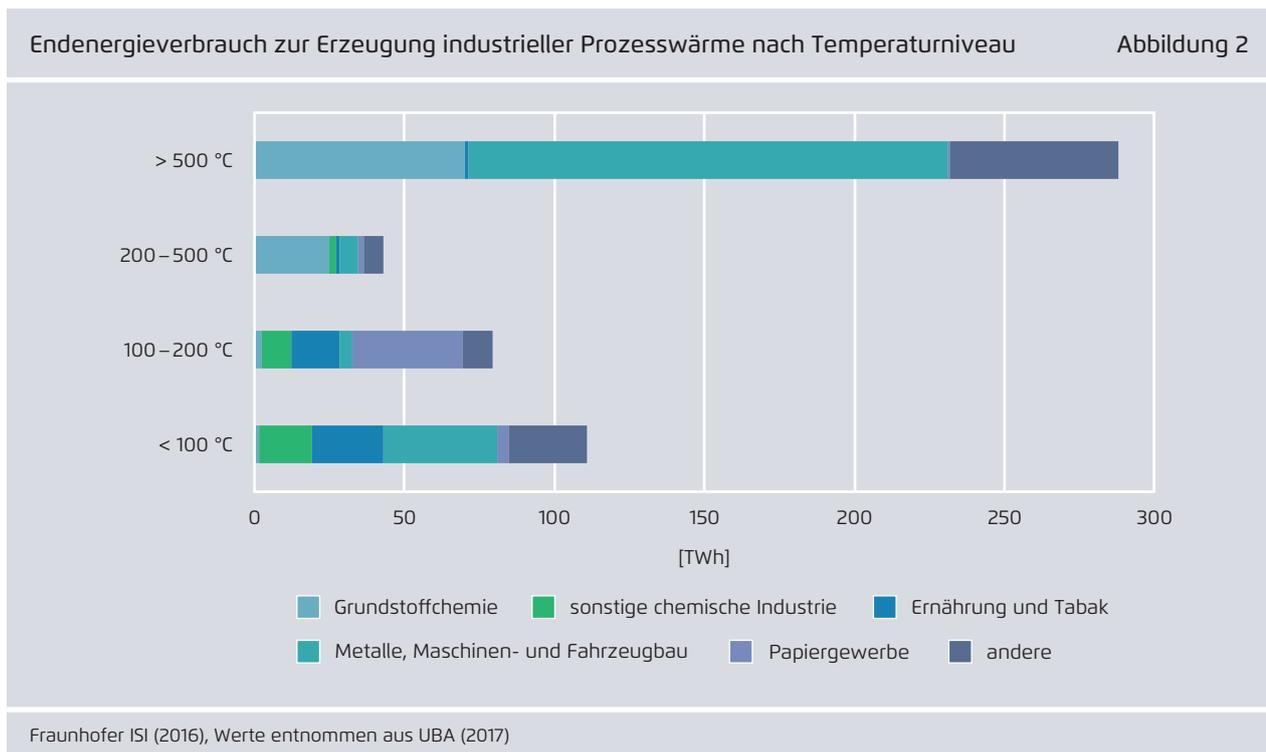
Damit Deutschland seinen Anteil zur Zielerreichung beitragen kann, sind grundlegende strukturelle Veränderungen der industriellen Energieversorgung nötig. Eine rasche Wärmewende in der Industrie ist dafür eine Voraussetzung.

Für die Wahl geeigneter Transformationsstrategien und technologischer Lösungen ist die Temperatur der benötigten Prozesswärme entscheidend. Wie in Abbildung 2 dargestellt, benötigt die Industrie Prozesswärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Insbesondere bei der Stahlherstellung und in anderen metallurgischen Prozessen, aber beispielsweise auch bei der Glasproduktion, werden hohe Temperaturen von über 500 Grad Celsius benötigt. Auch in der chemischen Industrie wird Hochtemperaturwärme beispielsweise zur Aufspaltung chemischer Moleküle (cracken) benötigt.

Wärme bis 200 Grad Celsius wird insbesondere in der Lebensmittelindustrie, im Papiergewerbe und in der chemischen Industrie eingesetzt. Dazu gehören Prozesse zum Erhitzen, Einkochen oder Backen in der

industriellen Lebensmittelherstellung oder zur Trocknung von Papier. Insgesamt liegen etwa 37 Prozent des Wärmebedarfs bei unter 200 Grad Celsius. Wärme bei 200 bis 500 Grad Celsius macht knapp 10 Prozent des Bedarfs in der Industrie aus. Insbesondere für diese geringen und mittleren Temperaturen bieten Wärmepumpen und Elektrodenkessel effiziente und marktreife Technologieoptionen.

Geeignete Transformationsstrategien und technologische Lösungen zur Dekarbonisierung der Prozesswärme lassen sich grundsätzlich in zwei Bereiche unterteilen. Erstens: Maßnahmen zur Energieeinsparung und -effizienz durch verstärkte Abwärmenutzung (*Efficiency first*). Dieser Grundsatz trifft auf sämtliche Temperaturbereiche zu. Zweitens: Maßnahmen zur Umstellung der energetischen Basis beispielsweise auf strombasierte Technologien (Energie- beziehungsweise Wärmewende). Die geeigneten technologischen Lösungen und Transformationspfade können sich je nach Temperaturbereich unterscheiden.



2.1 Effizienz: Verbesserte Abwärmenutzung

Oberste Priorität für die Wärmewende hat das Prinzip *Efficiency first*, also die Minderung des Primärenergiebedarfs. Je weniger Energie verbraucht wird, desto weniger muss mithilfe Erneuerbarer Energien und Elektrifizierung dekarbonisiert werden. Seit jeher wird ein großer Anteil der in der Industrie anfallenden Abwärme genutzt. Überall dort, wo Prozesse bei hohen Temperaturen ablaufen, fällt auch Abwärme an. Diese Abwärme kann für die Wärmeversorgung von Prozessen genutzt werden, die bei geringeren Temperaturen ablaufen. Diese sogenannte Wärme- oder Energieintegration kann durch den Einsatz von Wärmepumpen noch einmal verbessert werden, was die Energieeffizienz erhöht. Wärmepumpen heben das Temperaturniveau von Abwärme an und machen so die Abwärme besser nutzbar.¹ Auf diese Weise ermöglichen Wärmepumpen das *Upcycling* von Wärme, was zur Minderung des Primärenergiebedarfs beiträgt. Neben direkt am Industriestandort anfallender Abwärme können auch die Nutzung von regional verfügbarer Industriewärme aus anderen Betrieben, die Einbindung in Wärmenetze sowie die Nutzung von Wärmequellen in der Umwelt in Betracht gezogen werden.

Die Erfassung und Mobilisierung bestehender Effizienzpotenziale sind das Kernstück einer nachhaltigen Strategie zur Transformation der Industriewärme. Zur Dekarbonisierung des nach der Durchführung von Effizienzmaßnahmen verbleibenden Primärenergiebedarfs kommen – je nach Temperaturniveau und Anwendungsfall – verschiedene Schlüsseltechnologien in Betracht.

2.2 Erneuerbare Wärme: Schlüsseltechnologien für die Industrie

Für die Dekarbonisierung der Prozesswärme steht eine Reihe möglicher Ansätze und Technologien zur Verfügung. Eine langfristig nachhaltige, wirtschaftliche und damit erfolgreiche Wärmewende hat unter Berücksichtigung limitierter Ressourcen und künftiger Nutzungskonkurrenzen zu erfolgen. Passgenaue und möglichst energie- und ressourceneffiziente Lösungen stehen im Fokus.

Nutzung alternativer Brennstoffe

Eine naheliegende Option zum Ersatz fossiler Verbrennungsprozesse zur Wärmeerzeugung ist die Nutzung alternativer Brennstoffe. Die Verbrennung von Kunststoffabfällen oder Biomasse erfordert im Vergleich zu konventionell genutzten erdgasbasierten Prozessen nur geringe Anpassungen in der technischen Umsetzung und im Betrieb. Vor dem Hintergrund möglicher Nutzungskonkurrenzen ist die rein energetische Nutzung alternativer Brennstoffe jedoch keine sinnvolle und nachhaltige Strategie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme.

Die Nutzung von **Kunststoffabfällen** als alternative Brennstoffe beispielsweise steht in Konkurrenz zu den Zielen einer energie- und ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft. Die begrenzten Mengen von Kunststoffabfällen werden in Zukunft prioritär für eine höherwertige stoffliche Nutzung benötigt (Agora Industrie 2022). Die Verbrennung von klassischen Kunststoffabfällen setzt zudem große Mengen an CO₂ frei und ist deshalb mit der Klimaneutralität nicht kompatibel.

Auch die Verwendung von **Biomasse** als alternativer, erneuerbarer Brennstoff wird viel diskutiert. Die Nutzung von Biomasse darf jedoch nicht zulasten anderer Nachhaltigkeitsziele gehen, etwa der globalen Nahrungsmittelversorgung oder dem Schutz der Biodiversität. Idealerweise kann ihre Produktion und Nutzung einen Beitrag zum dringend benötigten Umbau der Wälder und der Landwirtschaft hin zu

1 In Kapitel 3.2 wird auf die Funktionsweise und den Stand der Technik von Wärmepumpen eingegangen.

mehr Klimaresilienz und Biodiversität leisten. Aber auch das Verfeuern von nachhaltiger Biomasse verursacht direkte biogene CO₂-Emissionen, die bezogen auf die bereitgestellte Wärme über den fossilen CO₂-Emissionen der Referenzanlagen (beispielsweise des Erdgaseinsatzes in einem Dampfkessel) liegen können. CO₂-Emissionen aus nachhaltigen biogenen Brennstoffen sind zwar als klimaneutral zu bilanzieren, doch ihre Nutzung für Prozesse, die auch anderweitig dekarbonisiert werden können, vernachlässigt ihren Wert als Quelle von erneuerbarem Kohlenstoff für das Schaffen langfristiger CO₂-Senken. Die bauliche oder stoffliche Nutzung von Biomasse im Bausektor oder als Kohlenstoffquelle für die Herstellung von langfristigen Produkten der Chemie kann die natürliche CO₂-Senkenleistung des Waldes im Gegensatz zur rein energetischen Nutzung konservieren.

Einsatz erneuerbarer Wärmequellen

Eine Alternative bietet der direkte Einsatz erneuerbarer Wärmequellen: Die Erzeugung von Prozesswärme erfolgt dabei nicht mehr über die Nutzung von Energieträgern, wie Erdgas oder Biomasse, sondern über den Einsatz von lokalen erneuerbaren Wärmequellen – insbesondere der Geothermie und Solarthermie.

Durch **Tiefengeothermie** wird die Erdwärme tiefer Gesteinsschichten von 1.000 bis 4.000 Metern mittels Tiefenbohrungen nutzbar gemacht. Aufgrund seiner geologischen Gegebenheiten wird Deutschland ein großes Potenzial zur Gewinnung von Wärme bei Temperaturen bis zu 180 Grad Celsius zugeschrieben (Fraunhofer & Helmholtz 2022). Die Kosten und Risiken der Bohrungen für die Exploration und den Betrieb der Anlagen sind jedoch hoch. Sofern es gelingt, diese Hürden durch mehr Erfahrungswerte und bessere Instrumente zum Management der finanziellen Risiken zu überwinden, könnte Tiefengeothermie einen wichtigen Beitrag zur industriellen Wärmewende und zur Energiewende generell leisten. Kurzfristig dürfte die Tiefengeothermie jedoch nur

geringe Relevanz zur Minderung von Erdgasverbrauch und Emissionen haben.

Eine weitere Option zur Produktion von Niedertemperaturwärme ist die (**konzentrierende**) **Solarthermie** (*Concentrated Solar Power, CSP*). In Kombination mit Wärmespeichern und anderen Technologien kann die Wärmeversorgung auch über eine hohe Zahl von Volllaststunden sichergestellt werden. Ein Nachteil der Solarthermie ist ihr hoher Flächenbedarf (IN4climate.NRW 2021). Damit ist die Solarthermie vor allem für kleine und mittlere Wärmemengen sowie für den Einsatz im ländlichen Raum geeignet. Gerade dort, wo die Netzinfrastruktur zur direkten Elektrifizierung begrenzt ist, dafür aber ausreichend freie Flächen zur Verfügung stehen, kann die Solarthermie für die Industrie eine sinnvolle erneuerbare Wärmequelle darstellen.

Erneuerbare Wärmequellen wie Solar- oder Geothermie sind wichtige Bausteine einer industriellen Wärmewende. Aufgrund der technischen, geologischen oder räumlichen Erfordernisse ist jedoch davon auszugehen, dass sie eher für spezifische Anwendungsfälle geeignet sind und nicht in der Breite der industriellen Wärmewende zur Umsetzung kommen können.

Einsatz strombasierter Verfahren

Strombasierte Verfahren, wie Wärmepumpen und Elektrodenkessel sind ein zentrales und universelles Element der industriellen Wärmewende. Darüber hinaus gibt es branchenspezifisch zahlreiche weitere Optionen zur **direkten Elektrifizierung** der Wärmeproduktion. Beispiele sind die Nutzung von Lichtbogen-, Induktions- oder Infrarot-Anwendungen (Maddedu et al. 2020). Wegen ihrer breiten Einsetzbarkeit konzentriert sich diese Studie auf den Einsatz von **Wärmepumpen und Elektrodenkesseln**, doch die daraus erwachsenen Erkenntnisse und Prinzipien lassen sich auf diese anderen Technologien zur direkten Stromnutzung übertragen.

Neben der direkten Nutzung von Strom, die hier im Fokus steht, wird die **indirekte Elektrifizierung** durch die Produktion und Nutzung von strombasiertem Wasserstoff intensiv diskutiert. **Wasserstoff** hat den Vorteil, dass er Erdgas in vielen Anwendungen mit nur geringen prozesstechnischen Änderungen in allen Temperaturbereichen ersetzen kann.² Allerdings ist seine Nutzung energetisch ineffizient.

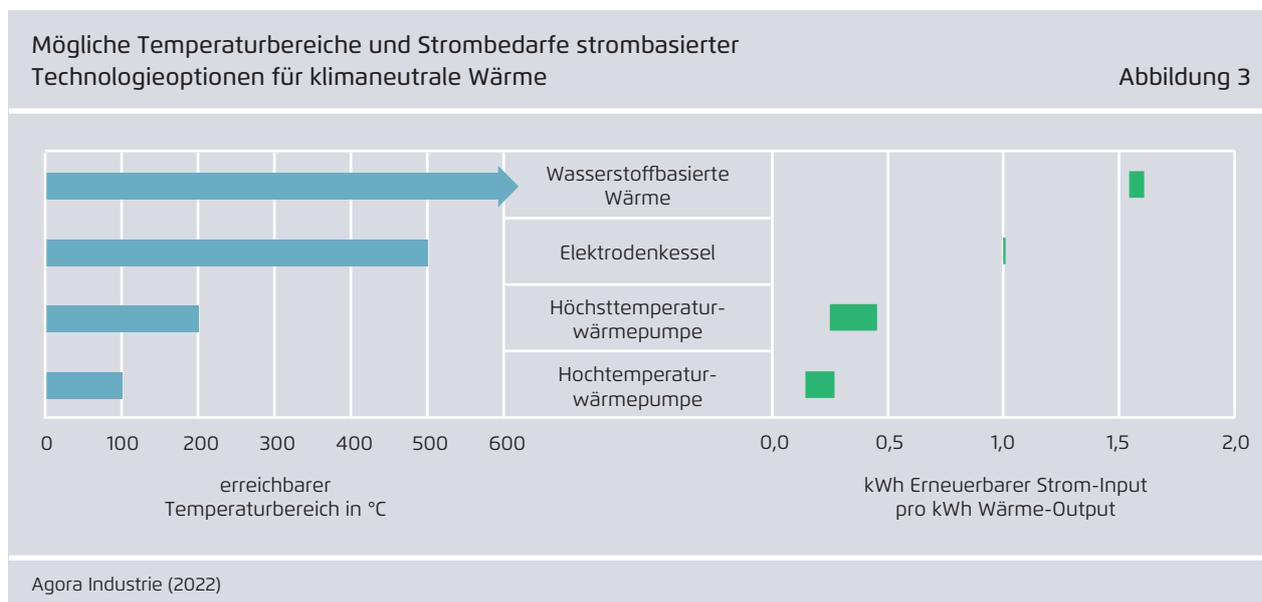
Durch Effizienzverluste bei der Produktion und Verwendung von strombasiertem Wasserstoff ergibt sich ein hoher Strombedarf. Im Vergleich zur direkten Elektrifizierung mit Elektrodenkesseln benötigt Wasserstoff-basierte Wärme etwa 60 Prozent mehr Strom. Gegenüber einer effizienten Wärmepumpe hat die Nutzung von Wasserstoff zur Bereitstellung von Niedertemperatur-Prozesswärme einen bis zu sechsfach höheren Bedarf an erneuerbarem Strom (vgl. Abb. 3).

2 Daher könnte der Einsatz von Wasserstoff auch im Absatz „Nutzung alternativer Brennstoffe“ (s. o.) behandelt werden. Aufgrund der starken Implikationen strombasierten Wasserstoffs für das Stromsystem und der Infrastruktur behandelt diese Studie den Einsatz von Wasserstoff an dieser Stelle.

Darüber hinaus wird für die Nutzung von Wasserstoff der Aufbau einer Produktions-, Speicher- und Transportinfrastruktur benötigt. Das ist mit hohen Kosten verbunden, die unter anderem über erhebliche öffentliche Investitionen finanziert werden müssen.

Mit Blick auf eine ressourcen- und kosteneffiziente Transformation sollte bei der Dekarbonisierung von Prozesswärme – insbesondere bei niedrigen und mittleren, aber auch bei hohen Temperaturen – der Fokus auf effizienten direkt-elektrischen Anlagen liegen. Das spart gegenüber Wasserstoff Strom und entlastet so die Dekarbonisierung des Stromsektors. Je geringer der Strombedarf, desto schneller können fossile Kraftwerke durch Erneuerbare Energien verdrängt werden.

Abbildung 3 stellt den erreichbaren Temperaturbereich dem Stromverbrauch ausgewählter Technologien gegenüber. Neben dem absoluten Stromverbrauch, der möglichst geringgehalten werden sollte, ist in einem Energiesystem, das auf volatilen Erneuerbaren beruht, die Betriebsweise entscheidend. Eine flexible Stromnutzung, die sich der Produktion anpasst, kann die Stromnutzung erleichtern und den Ausbau der Erneuerbaren unterstützen.



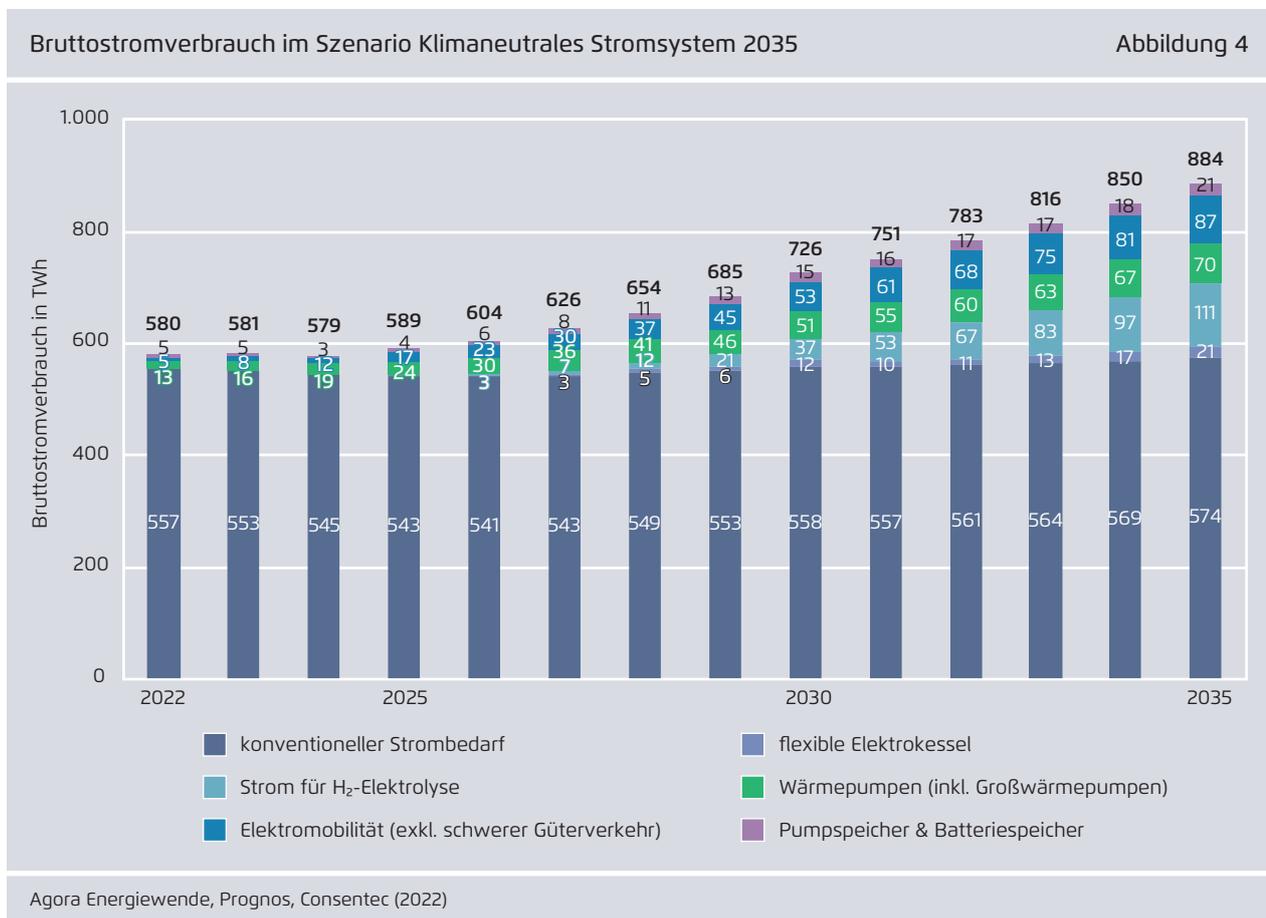
2.3 Flexibilitäten: Direkte Elektrifizierung im klimaneutralen Stromsystem

Der zusätzliche Strombedarf durch Wärmepumpen und Elektrodenkessel muss keine Mehrbelastung für die Dekarbonisierung des Stromsystems bedeuten, sondern kann den Ausbau und die Integration der Erneuerbaren Energien sogar stützen: Durch eine systemdienlich flexible Fahrweise kann die Elektrifizierung der Prozesswärme die Nutzung von erneuerbarem Strom erleichtern und dazu beitragen, dass steigende Anteile Erneuerbarer Energien im Stromnetz effizient genutzt werden.

Laut Koalitionsvertrag der Bundesregierung und jüngster EEG-Novelle sollen bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland über Erneuerbare Energien bereitgestellt

werden. Wenn dieser ambitionierte Ausbaupfad auch nach 2030 linear fortgeschrieben wird, ist ein klimaneutrales Stromsystem im Jahr 2035 möglich. Wie dieses Szenario erreicht werden kann, beschreibt Agora Energiewende mit der Studie *Klimaneutrales Stromsystem 2035* (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022).

Eine Herausforderung auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem ist, dass im Zuge der Transformation die Stromverbräuche einzelner Sektoren wie Industrie und Verkehr anwachsen werden. Wie in Abbildung 4 dargestellt, kann in einem klimaneutralen Stromsystem ein Anstieg des Stromverbrauchs durch zusätzliche Verbraucher bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 726 TWh und im Jahr 2035 auf insgesamt 884 TWh erwartet werden. Die Elektrifizierung industrieller Prozesswärme, welche



heute etwa ein Fünftel des gesamtdeutschen Endenergiebedarfs ausmacht, stellt einen großen zusätzlichen Strombedarf und somit eine große Herausforderung für das Stromsystem dar. Ziel muss es deshalb sein, den Markthochlauf von Elektrifizierungs-Technologien mit dem Ausbau der Erneuerbaren abzugleichen, um damit Konflikte zu vermeiden und Synergien zu steigern.

Sofern sie flexibel betrieben werden, können zusätzliche Stromverbraucher ein zunehmend erneuerbares Stromsystem effizient modulieren: In Zeiten mit hoher Stromeinspeisung durch Sonne und Wind können flexible Verbraucher zusätzliche Lasten generieren. Wenn erneuerbarer Strom knapp ist, können flexible Verbrauchseinrichtungen Lasten reduzieren. So stützen flexible Verbraucher den Ausbau der Erneuerbaren Energien, da sie die Variabilität ihrer Stromproduktion durch ihren flexiblen Bedarf kompensieren.

Der verbesserte Abgleich von Stromproduktion und -nachfrage wirkt sich positiv auf die Dekarbonisierung des Stromsystems aus. Der flächendeckende Einsatz flexibler Stromverbraucher zur Nutzung eines zeitweise hohen Angebots an Erneuerbaren Energien hebt die in diesen Zeiten typischerweise sehr geringen Strommarktpreise an. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit für den Ausbau zusätzlicher Erneuerbarer Energien verbessert. Gleichzeitig können die Kosten für das EEG gesenkt werden, da ein Anheben der Strompreise zu geringeren Aufwendungen für Marktprämien führt.

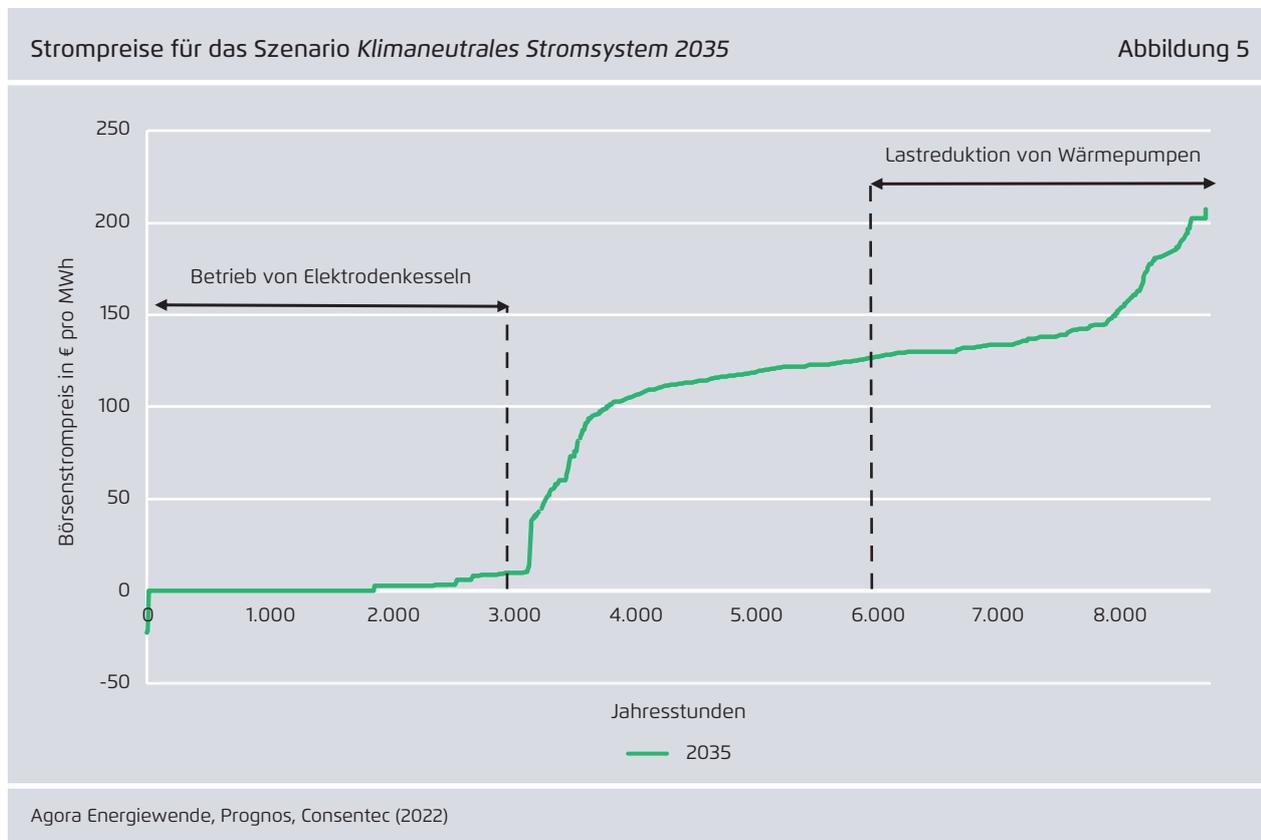
Wenn wenig erneuerbarer Strom eingespeist wird und Strompreise hoch sind, können flexible Verbraucher ihre Last reduzieren. Kurz- und mittelfristig kann so der Einsatz emissionsintensiver und teurer Grenzkraftwerke auf dem Strommarkt vermindert werden. Flexible Verbraucher können zudem langfristig den Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern mindern, da sie für den Abgleich von Angebot und Nachfrage mit dem Einsatz von Stromspeichern gleichwertig sind. Durch den Einsatz von effizienten

direktelektrischen Anlagen können Stromverluste durch Ein- und Ausspeichern vermieden und Infrastrukturkosten verringert werden. Flexible Stromanwendungen wie Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Elektrofahrzeuge oder Elektrolyseure können somit volkswirtschaftliche Kosten für den Erneuerbaren-Ausbau und für zusätzliche Stromspeicher verringern und geringe Stromkosten ermöglichen. Abbildung 5 stellt die für das Agora-Szenario *Klimaneutrales Deutschland 2035* modellierten Strompreise als Jahresdauerkennlinie dar.

Für die Flexibilisierung des Strombezugs in der Industrie bestehen zahlreiche, aber in vielen Fällen sehr branchen- und prozessspezifische Optionen.³ Die Elektrifizierung von Prozesswärme stellt eine verhältnismäßig niedrigschwellige und in der Breite anwendbare Möglichkeit dar, Flexibilitäten im Stromverbrauch zu generieren. Neben der grundsätzlichen Möglichkeit, Wärmespeicher einzusetzen, um Strom- und Wärmeverbrauch voneinander zu entkoppeln, bietet sich auf dem Weg zur Klimaneutralität besonders der hybride Betrieb mit bestehenden fossilen Anlagen an. Beispielsweise können Back-up- oder Sicherheitskapazitäten elektrifiziert und hybrid mit den fossilen Primärkapazitäten betrieben werden. Auch wenn keine Back-up-Kapazitäten benötigt werden, kann der Zubau von Elektrodenkesseln oder Wärmepumpen wirtschaftlich und strategisch sinnvoll sein. Zum einen kann so die Energieversorgung diversifiziert werden, zum anderen kann sich ein flexibler Strombezug im Durchschnitt geringere Stromkosten zunutze machen.

Elektrodenkessel haben verhältnismäßig geringe Investitionskosten. Aus wirtschaftlicher Perspektive kann daher auch ein Betrieb bei geringen Volllast-

3 Ein Beispiel dafür ist die besonders stromintensive Herstellung von Aluminium, bei der durch Prozessanpassungen Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden können (SynErgie 2019).



stunden und dafür mit geringen Strompreisen sinnvoll sein.⁴

Wärmepumpen sind im Vergleich zu Elektrodenkesseln kapitalintensiver, benötigen dafür aber weniger Strom. Aus wirtschaftlicher Perspektive ist daher ein Betrieb bei hohen Volllaststunden – auch bei höheren Strompreisen – sinnvoll. In Bezug auf Flexibilitäten besteht bei Wärmepumpen die Möglichkeit der Lastreduktion in Stunden besonders geringer EE-Einspeisung und bei entsprechend hohen Strompreisen.⁵

4 Die Wirtschaftlichkeit sowie bestehende Fehlanreize im Betrieb von Elektrodenkesseln werden in Kapitel 3.4 untersucht.

5 Die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen wird in Kapitel 3.5 untersucht.

2.4 Synergien zwischen elektrifizierter flexibler Wärme und direkten Investitionen in Erneuerbare Energien

Neben dem primären Ziel, Kosten und direkte Emissionen zu senken, wollen Unternehmen zunehmend auch ihre indirekten Emissionen mindern, die beispielsweise durch die Erzeugung der eingesetzten Energie entstehen. Das lässt sich durch Investitionen in den Aufbau von Erneuerbaren Energien oder den Einkauf des generierten Stromes durch langfristige Grünstrom-*Power-Purchase-Agreements* (PPAs) erreichen. Im Prinzip haben Unternehmen dadurch auch Zugang zu den geringen Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien. Diese liegen im Jahresdurchschnitt weit unter den Preisen des Strommarktes, die für Strom, der über das Netz bezogen wird, maßgeblich sind.⁶

6 Die Preisbildung am Strommarkt ist primär durch die Kosten des genutzten Grenzkraftwerks bestimmt:

In der Praxis ergibt sich jedoch das Risiko, dass das eigene Portfolio aus Wind- und Sonnenenergie

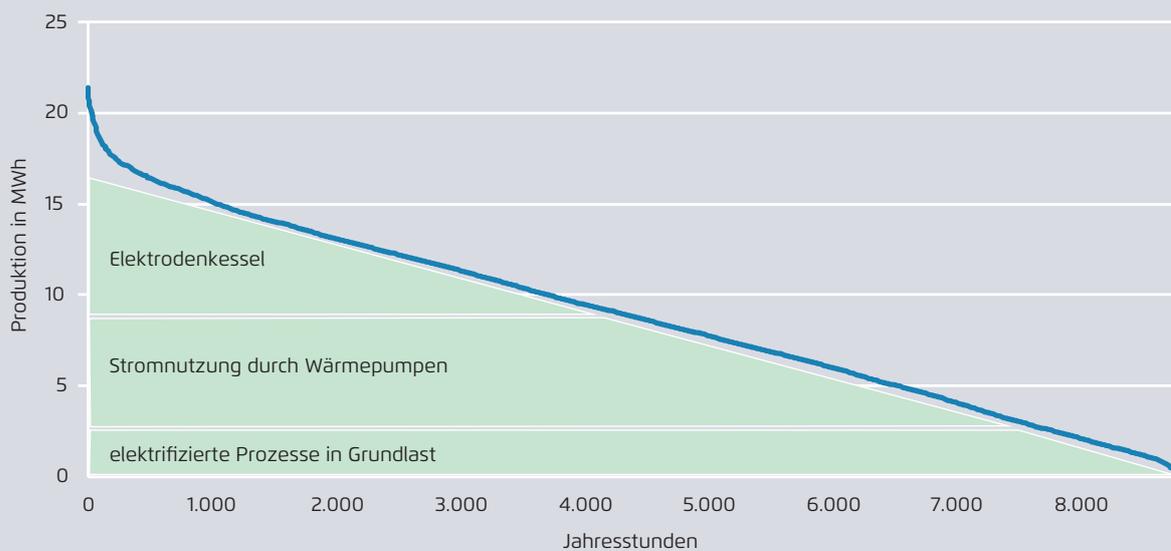
Während die Gestehungskosten von erneuerbarem Strom nur durch die Verzinsung seiner Investitionskosten definiert sind, wird der Marktpreis zu jeder Zeit durch das Gleichgewicht von Nachfrage und Angebot bestimmt. Ist das Stromangebot der Erneuerbaren Energien größer als der Bedarf, so geht der Marktpreis gegen null, da ihr Betrieb keine zusätzlichen Kosten verursacht. Ist der Bedarf jedoch größer als das Angebot, muss diese Nachfrage mit thermischen Kraftwerken, die unter anderem mit Erdgas betrieben werden, gedeckt werden. Die Kosten für den Betrieb dieser teuren Kraftwerke definieren dann den Strommarktpreis und damit auch den Wert einer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu dieser Zeit. Das Engagement der Industrie im Strommarkt im Rahmen der Investitionen zum Aufbau Erneuerbarer Energien oder durch den Betrieb flexibler Lasten ändert nichts an diesem Mechanismus, eröffnet aber Möglichkeiten, Risiken zu managen und durch markt-dienliches Verhalten betriebs- und volkswirtschaftliche Wertschöpfung zu betreiben.

immer dann produziert, wenn auch der Anteil der Erneuerbaren an der Stromproduktion hoch ist und die Preise niedrig sind. Wenn im Gegenzug Strom knapp ist und die Marktpreise entsprechend hoch sind, ist die Produktion des eigenen Portfolios häufig ebenfalls gering.

Diese Risiken für Unternehmen, die direkt in den Ausbau Erneuerbarer Energien oder PPA investieren, lassen sich durch eine Kombination mit Elektrifizierungsmaßnahmen minimieren. Um das Prinzip darzustellen, visualisiert Abbildung 6 die Jahresdauerkennlinie der Stromproduktion eines hypothetischen Portfolios aus je 10 Megawatt Photovoltaik, Windkraft an Land und Windkraft auf See. Die Abbildung zeigt, dass sich ein solches Portfolio mit Elektrodenkesseln mit einer Kapazität von etwa 7,5 MW kombinieren lässt, die es erlauben, recht große Strommengen in bis zu 4.000 Volllaststunden pro Jahr zu nutzen. Darüber hinaus lassen sich

Stromproduktion eines Erneuerbaren-Portfolios aus je 10 MW Photovoltaik, Windkraft an Land und Windkraft auf See

Abbildung 6



Datengrundlage für den Ertrag nach Erzeugungstechnologie ist die bundesweite Produktion aus dem Jahr 2020 bezogen auf die bundesweit installierte Leistung entsprechend dem Agorameter (Agora Energiewende, 2022a) Agora Industrie (2022)

weitere 7 MW Wärmepumpen nutzen, die mit 4.000 bis zu 8.000 Volllaststunden effizient betrieben werden können. Weitere 2,5 MW lassen sich im Grundlastbetrieb in Prozessen nutzen, die keinen flexiblen Strombezug ermöglichen.

Die Investitionen in die direkte Elektrifizierung und in den Ausbau Erneuerbarer Energien sichern sich somit gegenseitig ab: Für Wärmepumpen und Elektrodenkessel wird der Zugang zu kalkulierbar niedrigen Stromkosten gesichert. Für die Erneuerbaren Energien wird die Nutzung des produzierten Stroms zu planbar wirtschaftlichen Erlösen sichergestellt – auch in Zeiten mit einer hohen Einspeisung der Erneuerbaren ins Stromnetz und geringen Strompreisen.

Darüber hinaus behält das Unternehmen die Flexibilität, im Falle von niedrigen Marktpreisen Strom zuzukaufen oder aber seine Flexibilität zu nutzen, um im Rahmen von hohen Preisen seinen Strom am Markt zu veräußern.

Durch eine geeignete Konzeption des Portfolios aus flexiblen Lasten und Erzeugungskapazitäten und ein dynamisches Engagement am Strommarkt kann sich ein Unternehmen so auch den Raum verschaffen, elektrifizierte Prozesse in der Grundlast mit günstigem erneuerbarem Strom zu betreiben.

3 Technologieoptionen zur direkten Elektrifizierung

Um Prinzipien, Chancen und Herausforderungen der direkten Elektrifizierung von Prozesswärme zu veranschaulichen, fokussiert sich diese Studie auf Elektrodenkessel und Wärmepumpen als Querschnittstechnologien mit einer breiten Anwendung.

Wärmepumpen und Elektrodenkessel unterscheiden sich in ihren Betriebskonzepten: Elektrodenkessel sind recht einfache Heizsysteme, die zu relativ niedrigen Kosten installiert und flexibel und systemdienlich betrieben werden können. Sie sind effizient in der direkten Umwandlung von Strom in Wärme bei Temperaturen bis zu 500 Grad Celsius, benötigen aber viel Strom und damit auch eine hohe Anschlussleistung.

Wärmepumpen sind dagegen innovative und teilweise komplexe Anlagen mit höheren Investitionskosten, die es aber erlauben, mit relativ wenig Strom die Abwärme aus Industrieprozessen oder Umweltwärme zu nutzen. Durch diese elektrifizierte Abwärmenutzung sind Wärmepumpen hocheffizient und eignen sich insbesondere für den Temperaturbereich bis zu 200 Grad Celsius.

Elektrodenkessel und Wärmepumpen lassen sich in verschiedenen Industrieprozessen einsetzen und mit anderen Systemen der Wärmeerzeugung integrieren. Es handelt sich somit um Querschnittstechnologien von hoher Relevanz für viele Branchen. Obwohl wir uns aus dem genannten Grund auf diese Technologien fokussieren, lassen sich viele Erkenntnisse dieser Studie auch auf andere Technologien übertragen. Beispiele sind Induktionsöfen in der Metallurgie, Infrarot-Anwendungen und E-Cracker in der chemischen Industrie. Direktelektrische Leuchtturmprojekte mit Elektrodenkesseln und Wärmepumpen und die hier diskutierten regulatorischen Lösungen leisten somit auch einen Beitrag für die

Entwicklung und Umsetzung anderer Technologien und Konzepte.

3.1 Technische Beschreibung von Elektrodenkesseln

Elektrodenkessel nutzen elektrische Energie mittels Elektroden zur Erwärmung eines Wärmeträgermediums. Die unter Spannung stehenden Elektroden werden direkt in Kontakt mit dem Wärmeträger gebracht. Bildlich gesprochen funktionieren sie wie Tauchsieder, die früher zum Wasserkochen verwendet wurden. Es können verschiedene Wärmeträgermedien erhitzt werden wie beispielsweise Wasser, Dampf oder Wärmeträgeröle. In Kombination mit nachgeschalteten elektrischen Überhitzern können Temperaturbereiche bis circa 500 Grad Celsius erreicht werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Gegenüber Wärmepumpen haben Elektrodenkessel damit den Vorteil, dass höhere Temperaturen erreicht werden können und für deren Nutzung keine Abwärmequelle benötigt wird.

Die Wirkungsgrade eines Elektrodenkessels liegen nahe 100 Prozent. Das bedeutet, dass mit jeder eingesetzten kWh Strom bis zu eine kWh Wärme bereitgestellt werden kann. Die Auslegungskapazitäten für Elektrodenkessel zur industriellen Dampferzeugung liegen typischerweise im Bereich von 10 bis 40 MW (AGFW, Hamburg Institut, Prognos, 2020). Größere Leistungen können durch Parallelschaltung mehrerer Einzelkessel abgedeckt werden.

Im Vergleich zu Wärmepumpen zeichnen sich Elektrodenkessel durch geringe Investitionskosten aus. Neben der reinen Anlageninvestition können jedoch zusätzliche Kosten für die Anlagenintegration sowie für den Ausbau des Netzanschlusses anfallen.

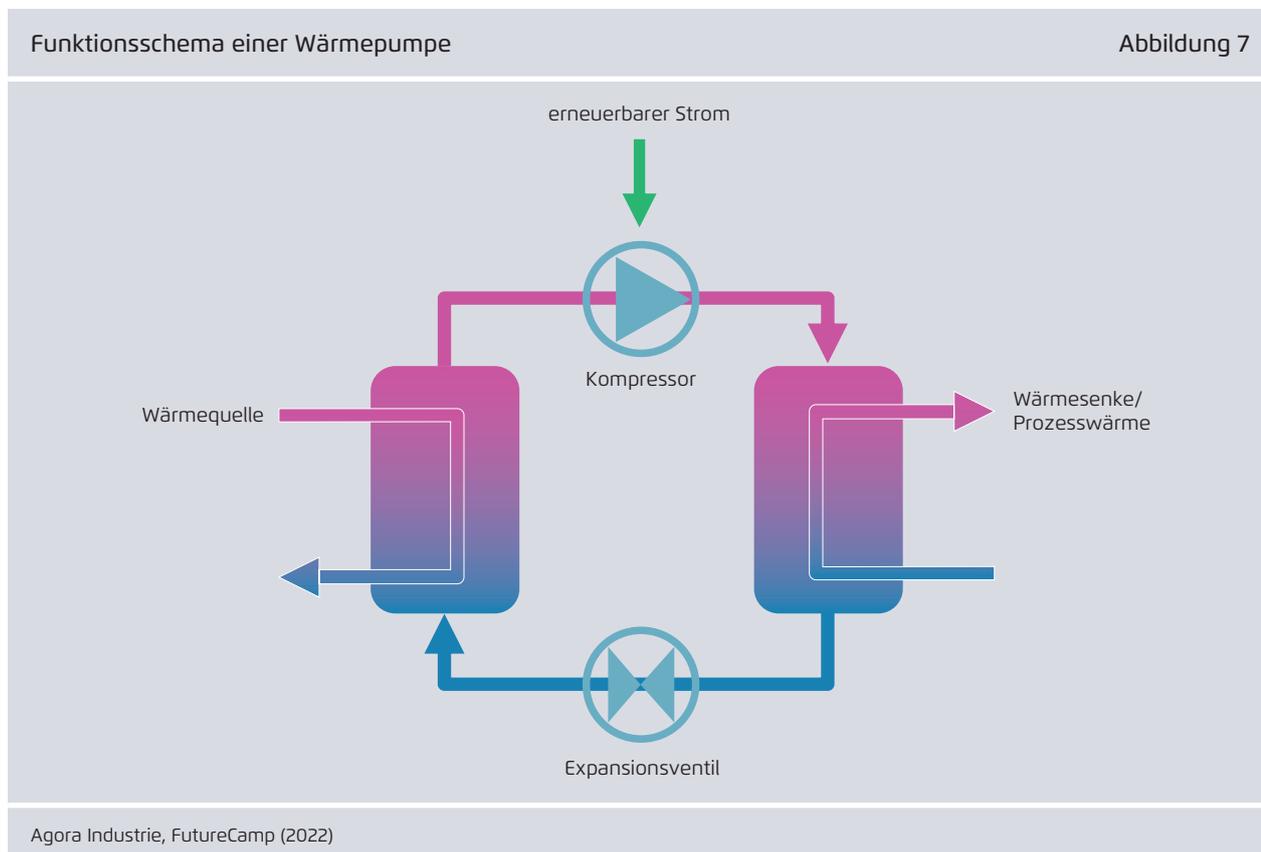
Über den Kostenfaktor hinaus kann die Verfügbarkeit der benötigten Stromnetzinfrastruktur der raschen Realisierung von Elektrodenkessel-Projekten im Wege stehen: Elektrodenkessel erhöhen den Strombedarf der entsprechenden Industriestandorte zum Teil stark. Daher müssen der Netzausbau und die Prozesse für den Aufbau entsprechender Netzanschlüsse beschleunigt werden, um den Ausbau dieser Projekte nicht zu verzögern.

Wegen der im Vergleich zu Wärmepumpen niedrigeren Investitionskosten eignen sich Elektrodenkessel insbesondere für eine flexible Fahrweise. Für die Berechnungen in dieser Studie wird ein Elektrodenkessel mit einer Leistung von 25 MW betrachtet. Dabei gehen wir davon aus, dass der Elektrodenkessel in Kombination mit einer existierenden KWK-Anlage oder einem schon vorhandenen Gaskessel flexibel eingesetzt wird. Für die Investitionskosten des Kessels werden in dieser Studie 175 Euro pro kW an

elektrischer Kapazität angesetzt. Zudem wird ein Integrationsfaktor von 1,5 angesetzt, um die Netzanschluss- und Integrationskosten abzubilden.

3.2 Technische Beschreibung von Wärmepumpen

Der Einsatz von Wärmepumpen ist eine sehr effiziente Form der Wärmebereitstellung. In einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert ein Betriebsmittel, das bei geringem Druck Wärme bei niedrigen Temperaturen aus einer geeigneten Wärmequelle aufnimmt. Als Wärmequelle kann industrielle Abwärme oder Umweltwärme genutzt werden. Mit einem elektrisch angetriebenen Kompressor wird das erwärmte Betriebsmittel verdichtet, wodurch auch die Temperatur angehoben wird. Die Wärme kann anschließend bei hohen Temperaturen übernommen und genutzt werden. Nach dieser Wärmeentnahme wird das Betriebsmittel entspannt.



Dadurch fällt seine Temperatur nochmals und es kann wiederum Wärme aus der Wärmequelle aufnehmen. Abbildung 7 zeigt schematisch die Funktionsweise einer Wärmepumpe. Neben ihrer Funktion, Prozesswärme bereitzustellen, kann eine Wärmepumpe durch die Abwärmenutzung den Abwärmestrom kühlen und so eine Kühlleistung erbringen. In vielen Industriestandorten ist die Erbringung dieser Kühlleistung erforderlich und kann dementsprechend zusätzlich zur Wärme monetarisiert werden.

Mit derzeit verfügbaren Anlagen lässt sich je nach Abwärmequelle ein Temperaturhub im Bereich von 50 bis 100 Grad erzielen. Im Standardprozess kann damit Prozesswärme bis etwa 150 Grad Celsius generiert werden. Durch den Einsatz nachgeschalteter Verdichter können auch höhere Temperaturniveaus bis etwa 200 Grad Celsius abgedeckt werden. Im Prinzip können Wärmepumpen auch bei höheren Temperaturen eingesetzt werden, solange die Tempe-

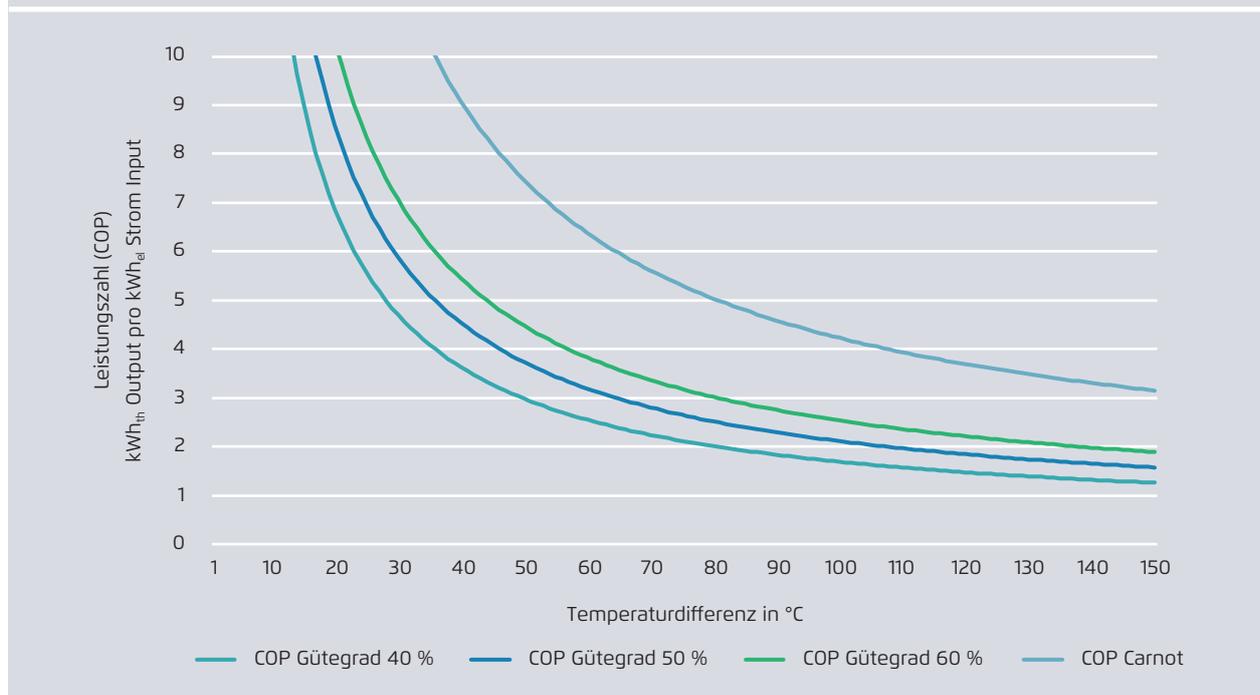
raturen von Wärmequelle und Wärmesenke im geeigneten Verhältnis stehen.

Die hohe Effizienz der Wärmepumpentechnologie liegt darin begründet, dass Ab- oder Umweltwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau genutzt und durch den Einsatz elektrischer Energie auf einem höheren Temperaturniveau in Form von Prozess- oder Nutzwärme abgegeben wird. Die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und der Wärmesenke ist entscheidend für die Effizienz des Systems. Die Leistungszahl (*Coefficient of Performance, COP*) definiert hierbei das Verhältnis zwischen der eingesetzten elektrischen Energie und der gewonnenen Nutzwärme. Die Leistungszahl bestimmt, wie viele Kilowattstunden Wärmeoutput mit einer Kilowattstunde Strom bereitgestellt werden können.

Abbildung 8 stellt das für die Leistungszahl theoretische Maximum (*COP Carnot*) sowie real erzielbare

Die Leistungszahl einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz und des Gütegrades

Abbildung 8



Agora Industrie, FutureCamp (2022)

Leistungszahlen in Abhängigkeit ihres Gütegrades und der Temperaturdifferenz dar. Der Gütegrad beschreibt die Abweichung real erzielbarer Werte vom theoretischen Maximum. Derzeit erreichen reale Wärmepumpen-Systeme Gütegrade im Bereich von etwa 40 bis 60 Prozent (Arpagaus und Cordin, 2019).

Wärmepumpen können je nach Abwärme-Verfügbarkeit und benötigtem Temperaturhub sehr unterschiedliche Spezifikationen und Leistungszahlen haben. In dieser Studie werden repräsentativ zwei Konfigurationen betrachtet, welche die Bandbreite der verfügbaren Technologien darstellen sollen:

Zum einen wird die Spezifikation einer Hochtemperatur-Wärmepumpe mit einer Leistung von 7 MW⁷ betrachtet. Mit einer Quelltemperatur von 30 Grad Celsius und einer Senkentemperatur von 85 Grad Celsius überbrückt die Wärmepumpe mit einer Leistungszahl von 3,7 eine Temperaturdifferenz von 55 Grad Celsius. Für die Investitionskosten werden 700 Euro pro Kilowatt angesetzt (AGFW 2020).

Zum anderen wird eine Höchsttemperatur-Wärmepumpe mit nachgeschaltetem Brüdenverdichter und einer Leistung von 6,7 MW untersucht. Diese Höchsttemperatur-Wärmepumpe überbrückt eine Temperaturdifferenz von 130 Grad Celsius (Temperaturquelle: 50 Grad Celsius, Temperatursenke beziehungsweise Prozesstemperatur: 180 Grad Celsius) und hat eine Leistungszahl von 2,2. Für die Investitionskosten werden 870 Euro pro Kilowattstunde angesetzt (Joormann und Laister 2019).

Die Investitionskosten von Wärmepumpen liegen deutlich höher als bei Elektrodenkesseln. Zusätzlich zur Anlageninvestition können erhebliche zusätzliche Kosten für die Erschließung von Wärmequellen am Industriestandort und für die Anlagenintegration entstehen. Diese werden in unseren Annahmen mit einem Integrationsfaktor von 1,5 bezogen auf die Anlagenkosten berücksichtigt. Die Kosten für die

Integration in den Produktionsverbund können je nach Anwendungsfall jedoch stark variieren.

Industrielle Wärmepumpen sind in der Praxis derzeit noch selten. Die Förderung von Leuchtturmprojekten kann dabei helfen, Wärmepumpen in die Umsetzung zu bringen: Die Etablierung von Wärmepumpen als Technologiestandard in der Industrie, die Skalierung der Produktionskapazitäten und letztlich auch Entwicklungsfortschritte lassen eine Verringerung der Investitionskosten und eine Steigerung der Leistungsfähigkeit erwarten.

3.3 Ökologische Prinzipien für den Betrieb von Elektrodenkesseln und Wärmepumpen

Wie in Kapitel 2.3 beschrieben, muss der Einsatz von Elektrifizierungstechnologien im Einklang mit der Dekarbonisierung des Stromsystems erfolgen. Während die Nutzung von Elektrodenkesseln und Wärmepumpen in der Industrie direkte Treibhausgasemissionen mindert, führt ein steigender Strombedarf zunächst zu steigenden Emissionen im Stromsektor. Die Emissionen werden somit von der Industrie in den Stromsektor verlagert. Die Treibhausgasemissionen im Stromsektor werden mittelfristig durch den Ausbau der Erneuerbaren verringert.

Zur Erzeugung industrieller Prozesswärme bis 500 Grad Celsius gelten aktuell erdgasbasierte KWK-Anlagen in der Praxis als etablierter Standard. Die erdgasbasierte Wärmeproduktion über einen erdgasbasierten Dampfkessel hat – je nach Anlageneffizienz – Emissionen in Höhe von etwa 220 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Wärme (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019). Für KWK-Anlagen gehen wir von einer äquivalenten Aufteilung der Emissionen zwischen Strom und Wärme aus und kommen damit auf denselben Wert.

Für effektiven Klimaschutz muss die Summe der Emissionen der elektrifizierten Anlage und des

7 Bezogen auf die Wärmeproduktion.

genutzten Stroms geringer sein als die einer erdgas-basierten Referenzanlage.

Abbildung 9a stellt die Summe der direkten sowie der indirekten Emissionen beim Betrieb eines Elektrodenkessels und von zwei exemplarischen Wärmepumpen in Abhängigkeit des Netzemissionsfaktors dar.⁸ Die Emissionen eines Elektrodenkessels steigen linear mit dem Stromemissionsfaktor an. Bei etwa 220 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde Strom besteht Äquivalenz zwischen den Emissionen des Elektrodenkessels und denen eines erdgasbasierten Dampfkessels beziehungsweise der KWK-Anlage. Nur bis zu diesem Schnittpunkt – bei einem Stromemissions-

faktor unterhalb von 220 Gramm pro Kilowattstunde – spart der Elektrodenkessel im Vergleich zur Erdgasreferenz Emissionen ein.

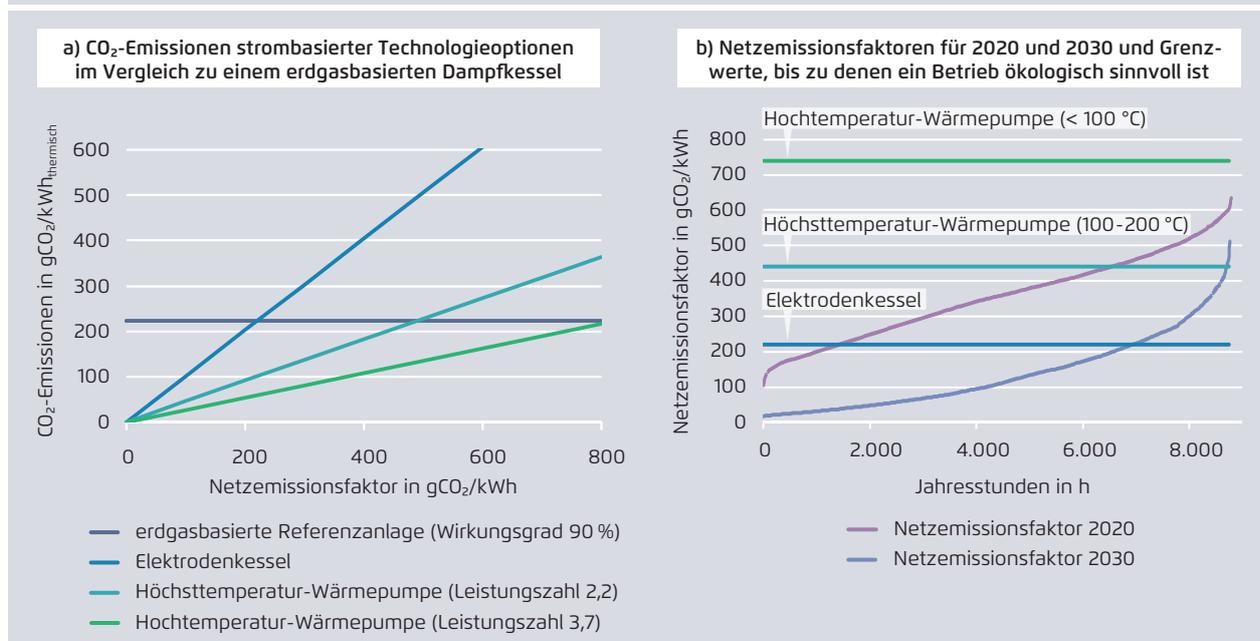
Im Vergleich zum Elektrodenkessel benötigen Wärmepumpen für dieselbe Menge an Wärme weniger Strom. Im Verhältnis zur Leistungszahl steigen die indirekten Emissionen durch den Stromverbrauch entsprechend langsamer. Somit kann eine Wärmepumpe selbst bei einer höheren Emissionsintensität des Strommixes Wärme noch so produzieren, dass insgesamt eine CO₂-Minderung erreicht wird.

Abbildung 9b stellt diese Grenzwerte, bis zu denen eine CO₂-Minderung erzielt werden kann, in den Kontext des Netzemissionsfaktors für die Jahre 2020 und die prognostizierten Werte für 2030, die mit einem Erneuerbaren-Anteil im Stromsektor von 80 Prozent modelliert wurden (Agora Energiewende,

8 Der sogenannte Netzemissionsfaktor beschreibt die Emissionsintensität im Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt. Wie in Abbildung 9b dargestellt, ist er stark abhängig von der aktuellen Stromeinspeisung, etwa durch Erneuerbare Energien.

Betrachtung der CO₂-Emissionen strombasierter Technologieoptionen im Kontext der Emissionen des Stromsystems

Abbildung 9



Bei den Netzemissionsfaktoren für das Jahr 2020 handelt es sich um historische, dem Agorameter entnommene Werte (Agora Energiewende 2022a); Die Netzemissionsfaktoren für das Jahr 2030 entsprechen einem Stromsystem, welches zu 80 Prozent auf Erneuerbaren Energien beruht (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022).

Agora Industrie (2022)

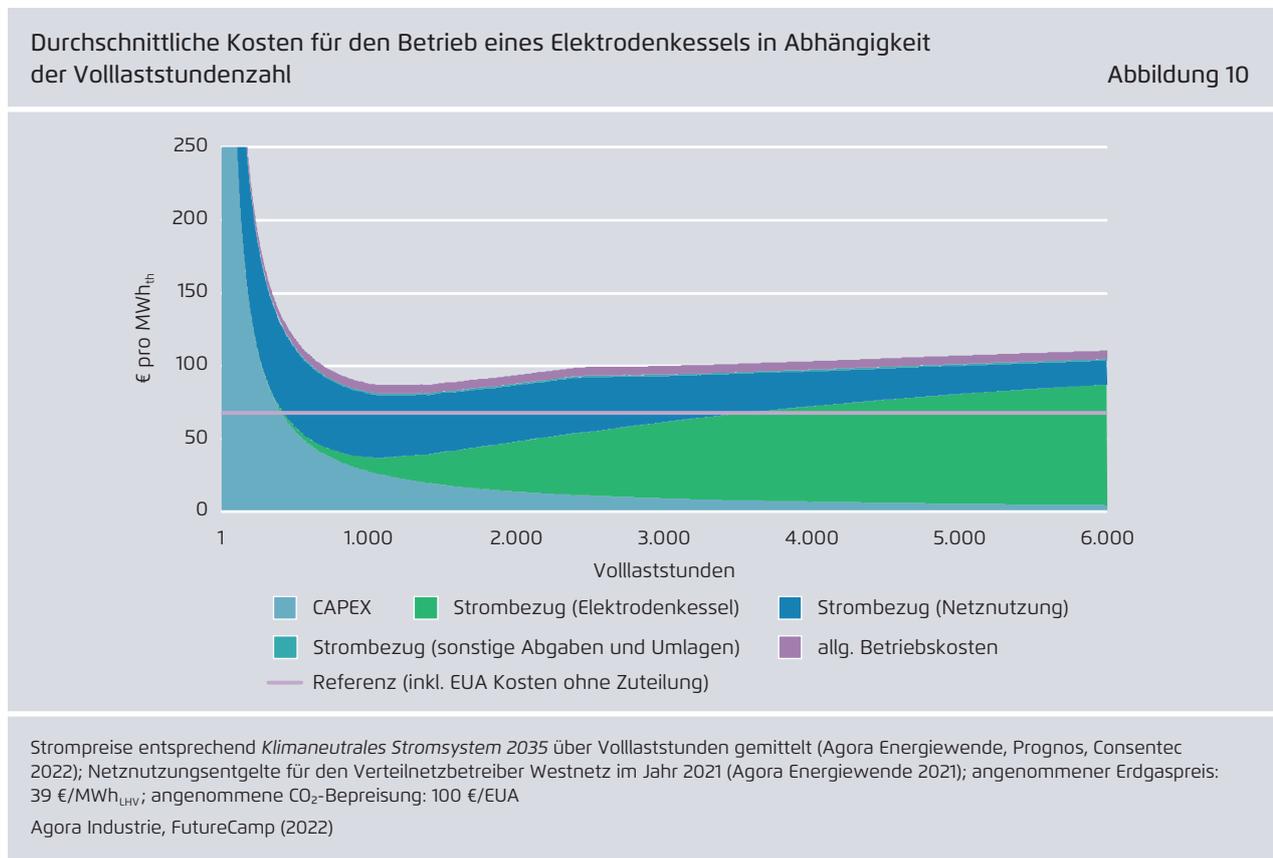
Prognos, Consentec 2022). Im Falle der realen Werte aus dem Jahr 2020 wurde der Grenzwert von 220 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde rund 1.400 Stunden unterschritten. Unter der Maßgabe einer effektiven CO₂-Minderung wäre der Elektrodenkessel nur in diesen 1.400 Stunden sinnvoll zu betreiben, in denen viel erneuerbarer Strom zur Verfügung stand. Ein konsequenter Ausbau der Erneuerbaren steigert die CO₂-Einsparung durch Elektrodenkessel entsprechend. Aus ökologischer Sicht sind bei konsequentem Ausbau der Erneuerbaren Energien bereits im Jahr 2030 über 6.000 Volllaststunden sinnvoll und führen zu einer CO₂-Minderung.

Wärmepumpen bewirken durch ihre hohen Effizienzen und ihre geringen Stromverbräuche schon mit dem heutigen Strommix bei hohen Volllaststunden eine CO₂-Minderung.

3.4 Wirtschaftlichkeit von Elektrodenkesseln: Die Netzentgeltstruktur als zentraler Schlüssel

Elektrodenkessel sind wenig kapitalintensiv, benötigen aber große Strommengen. In der Folge sind für die Wirtschaftlichkeit von Elektrodenkesseln vor allem günstige Stromkosten entscheidend, die sich, neben Abgaben und Umlagen, aus den Strommarktpreisen und Netzentgelten zusammensetzen.

Abbildung 10 stellt die durchschnittlichen Betriebskosten eines Elektrodenkessels in Abhängigkeit von der Zahl der Volllaststunden dar. Die Strompreise sind nach dem Prinzip einer Jahresdauerlinie in aufsteigender Reihenfolge sortiert und entsprechen einer Modellierung für das Jahr 2030 (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022). Geringe Strompreise korrelieren mit einer großen Stromproduktion durch Erneuerbare Energien. Sowohl aus Kosten- als auch



aus Systemsicht ist somit der Betrieb bei geringen Volllaststunden sinnvoll.

Die derzeit geltende Regelung der **Netzkostenallokation** behindert jedoch einen systemdienlich flexiblen Betrieb. Die bestehende Systematik der Netzentgelte wurde für ein fossiles Energiesystem entwickelt. Bei industriellem Strombezug setzen sich die Netzentgelte aus Arbeits- und Leistungspreisen zusammen. Die Arbeitspreise beziehen sich auf den gesamten Strombezug pro Kalenderjahr, während sich die Leistungspreise auf die größte in dem Jahr auftretende Leistungsspitze beziehen (§ 17 (2) StromNEV). So soll ein möglichst gleichmäßiger Strombezug belohnt werden. Bei geringen Volllaststunden überwiegen hohe Leistungspreise, wodurch ein möglichst gleichmäßiger Strombezug belohnt werden soll. Geringe Volllaststunden hingegen werden mit hohen Netzentgelten bestraft.

Würde man in Abbildung 10 ausschließlich die Investitions- und Stromkosten betrachten, so läge das Kostenminimum bei etwa 1.000 Volllaststunden. Gegenüber der fossilen Referenzanlage mit Erdgaspreisen von 39 Euro pro MWh_{LHV} könnte ein Elektrodenkessel bei bis zu 3.500 Betriebsstunden Kosten sparen. Werden Netzentgelte entsprechend der geltenden Regelungen berücksichtigt, verlieren Elektrodenkessel und insbesondere auch die systemdienliche Betriebsführung ihre betriebswirtschaftliche Attraktivität. Bei dem eigentlichen Kostenminimum von 1.000 Stunden machen die Netzentgelte tatsächlich in etwa die Hälfte der Betriebskosten aus und eine Kostenersparnis gegenüber der fossilen Referenz ist in keinem Betriebsmodus möglich.

Für die Förderung eines systemdienlichen Stromverbrauchs ist daher die bestehende Netzentgelt-Systematik gänzlich ungeeignet. Darüber hinaus gibt es weitere Fehlanreize, die in der Infobox zusammengefasst sind.⁹

Infobox: Netzentgelte

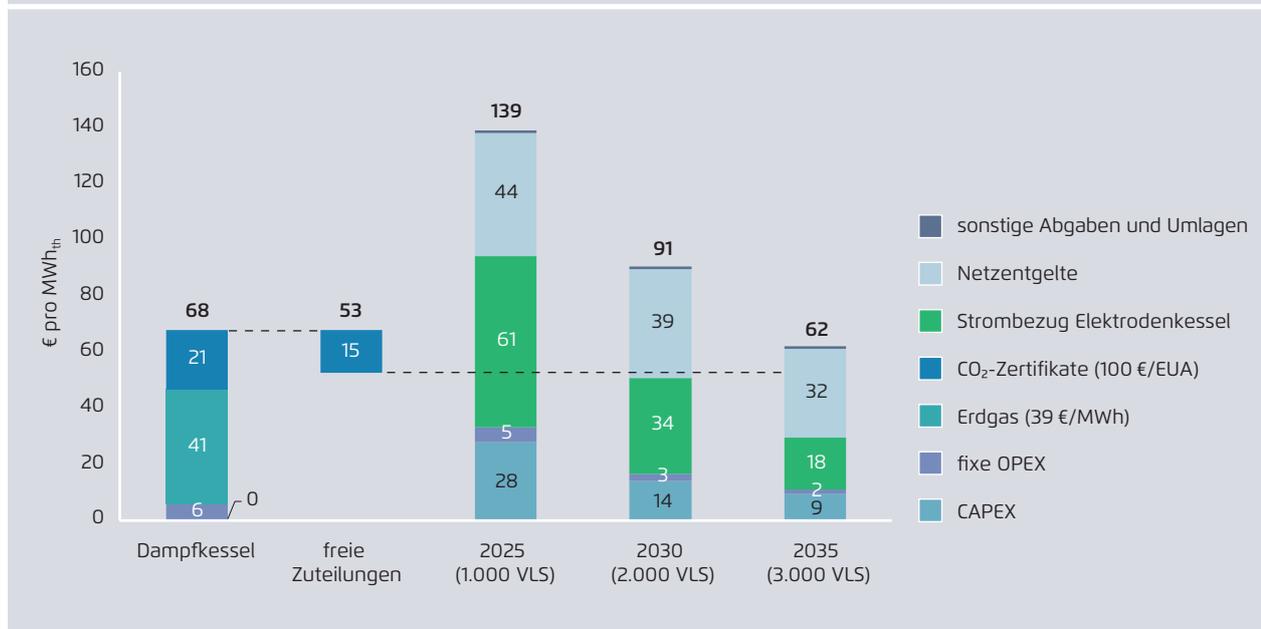
Im Falle von großen industriellen Stromverbrauchern ergibt sich neben der generellen Systematik der Netzentgelte ein weiterer Fehlanreiz: § 19 (2) StromNEV sieht für einen gleichmäßigen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh große Entlastungen vor. Bei über 7.000 Volllaststunden reduzieren sich die Netzentgelte um 80 Prozent, bei 7.500 Volllaststunden um 85 Prozent und bei über 8.000 Volllaststunden sogar um 90 Prozent. Bei Unternehmen mit einem ohnehin schon großen Stromverbrauch, die von dieser Regelung profitieren, kann ein flexibler systemdienlicher Stromverbrauch eines Elektrodenkessels dazu führen, dass die in § 19 (2) StromNEV definierten Volllaststunden unterschritten werden. Durch die bestehende massive Subventionierung eines unflexiblen Verbrauchs kann eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs gerade für industrielle Großverbraucher sehr große Mehrkosten bedeuten. Die aktuelle Regelung wirkt der aus volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvollen flexiblen Elektrifizierung der Industrie entgegen und behindert damit das Senken von Gasverbrauch und Treibhausgasemissionen, wie auch der Kosten unseres Energiesystems.

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren ergeben sich über die Zeit ansteigende Volllaststunden, in denen es ökologisch sowie ökonomisch sinnvoll ist, einen Elektrodenkessel statt eines erdgasbasierten Dampfkessels zu betreiben. Basierend auf den Annahmen des Agora-Szenarios *Klimaneutrales Stromsystem 2035* ergeben sich so 1.000 Volllaststunden im Jahr 2025, welche bis 2035 auf etwa 3.000 Stunden ansteigen. Abbildung 11 stellt die Kosten für den Elektrodenkessel in Fünf-Jahres-Schritten dar und setzt sie in Verhältnis zu einem erdgasbetriebenen Referenz-Dampfkessel. Für die Referenz wird angenommen,

9 Eine detaillierte Analyse bestehender Regulatorik und der Kriterien für eine energiewendegerechte

Netzkostenallokation hat Agora Energiewende im August 2021 in einem Impulspapier vorgestellt (Agora Energiewende 2021).

Durchschnittliche Kosten für den Betrieb eines Elektrodenkessels im Vergleich zu einem erdgasbasierten Dampfkessel in den Jahren 2025, 2030 und 2035 bei ansteigenden Volllaststunden Abbildung 11



Strompreise laut *Klimaneutrales Stromsystem 2035* entsprechend den Volllaststunden (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022); Netznutzungsentgelte für den Verteilnetzbetreiber Westnetz im Jahr 2021 (Agora Energiewende 2021)
Agora Industrie, FutureCamp (2022)

dass die Erdgaspreise perspektivisch etwas sinken und im Jahr 2025 auf dem Niveau von 39 Euro pro MWh_{LHV} liegen. Für den CO₂-Preis werden 100 Euro pro EU-Emissionsberechtigung (EUA) angenommen. Die Strompreise sind für 2025 auf einem noch hohen Niveau und sinken mit dem Ausbau der Erneuerbaren bis 2035. Zudem wird davon ausgegangen, dass die fossile Referenzanlage bereits vollständig abgeschrieben ist und somit Kapitalkosten nur für den Elektrodenkessel anfallen. Das entspricht auch einem hybriden Betrieb eines Elektrodenkessels mit erdgasbasierten Anlagen. Die Kapitalkosten werden auf die Volllaststunden annualisiert. Somit ergibt sich ein abfallender Investitionskostenanteil bezogen auf die Wärmeproduktion bei ansteigender Volllaststundenzahl.

Die Lenkungswirkung des EU-ETS wird in Branchen, die durch *Carbon Leakage* gefährdet sind, durch die Vergabe kostenfreier Zuteilungen stark abgeschwächt. In der betrachteten Referenzanlage fallen

Kosten für Emissionsrechte in Höhe von 21 Euro je MWh an. Durch kostenfreie Zuteilungen reduzieren sich die effektiven CO₂-Kosten um 15 auf 6 Euro je MWh. Die kostenfreie Zuteilung für die Erzeugung von Wärme und Dampf erfolgt sowohl für KWK-Anlagen als auch für Dampfkessel über den Wärme-Benchmark. Hierbei ist es unerheblich, mit welchem Brennstoff die Wärme erzeugt wird. Allerdings ist in der EU-Zuteilungsverordnung (EU-ZuVO) eine Zuteilung für Wärme, die mit Strom erzeugt wird, explizit ausgeschlossen. Somit geht ein Wechsel zu strombasierter Wärmeerzeugung grundsätzlich mit einem Verlust der kostenfreien Zuteilungen einher.

Elektrodenkessel können hybrid mit Dampfkesseln oder fossilen KWK-Anlagen betrieben werden um diese zeitlich flexibel zu entlasten. Die Entlastung der KWK bei der Wärmeerzeugung führt dabei unter Umständen auch zu einer verminderten Stromproduktion. In diesen Fällen muss die bei einem solchen hybriden Konzept verminderte Stromproduktion

Durchschnittliche Kosten für den Betrieb eines Elektrodenkessels im Vergleich zu einer erdgasbasierten Kraft-Wärme-Kopplung in den Jahren 2025, 2030 und 2035 bei ansteigenden Volllaststunden Abbildung 12



Strompreise entsprechend *Klimaneutrales Stromsystem 2035* entsprechend den Volllaststunden (Agora Energiewende, Prognos, Consentec 2022); Netznutzungsentgelte für den Verteilnetzbetreiber Westnetz im Jahr 2021 (Agora Energiewende 2021)
Agora Industrie, FutureCamp (2022)

durch den Zukauf von Strom kompensiert werden. Der entsprechende Kostenvergleich ist in Abbildung 12 dargestellt.¹⁰

Insgesamt wird in beiden dargestellten Fällen durch den Kostenvergleich im Zeitverlauf deutlich: Vor allem im Jahr 2025 ist der Betrieb von Elektrodenkesseln noch mit großen Mehrkosten verbunden. Unter geltenden Regularien ergibt sich erst mit einem zunehmend erneuerbaren und klimaneutralen Stromsystem ein Kostenvorteil. Die Mehrkosten fallen somit in erster Linie in der Markthochlaufphase der Transformation an.

Damit der Einsatz von Elektrodenkesseln auch heute schon wirtschaftlich wird und seine Vorteile für das Stromsystem ausspielen kann, müssen die Netzentgelte reformiert, die Vorteile für fossile Anlagen durch Ungleichbehandlung im EU-ETS abgebaut und Kapitalkosten gefördert werden. Eine weitere Option für eine verbesserte Wirtschaftlichkeit von Elektrodenkesseln ist die Kombination mit dem Einkauf von erneuerbarem Strom durch direkte Investitionen oder den Einkauf über Grünstrom-PPAs (siehe Kapitel 2.3.1).

3.5 Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen: Reduktion von Kapitalkosten und fossilen Subventionen als Weichensteller

Wie in Abbildung 9 dargestellt, können Wärmepumpen durch ihre hohen Effizienzen und geringen Stromverbräuche schon mit dem heutigen Strommix

¹⁰ Im Rahmen des Projektes wurde ein Transformationskostenrechner entwickelt, mit dem individuelle Kosten- und Technologieannahmen geprüft werden können. Das Excel-Tool steht online zum Download zur Verfügung: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/transformationskostenrechner-power-2-heat/>

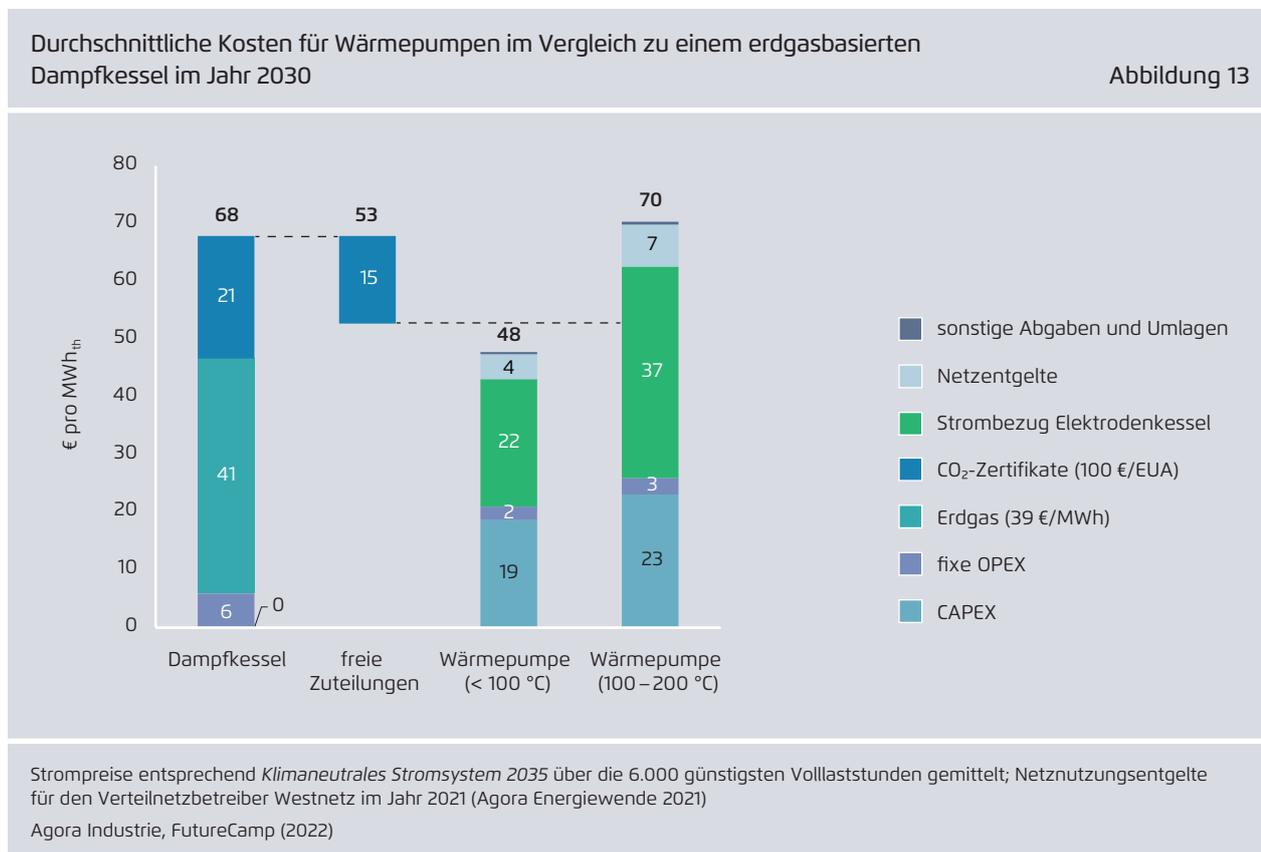
bei hohen Volllaststunden eine CO₂-Minderung bewirken. Zudem sind Wärmepumpen durch vergleichsweise hohe Investitionskosten vor allem bei hohen Volllaststunden wirtschaftlich sinnvoll.

Flexibilitäten können demnach insbesondere durch Lastreduktion bei besonders geringer EE-Einspeisung und hohen Strompreisen ermöglicht werden. Für industrielle Prozesse, die eine grundlastfähige Wärmeversorgung benötigen, können Wärmepumpen anfänglich mit bestehenden fossilen Anlagen oder Wärmespeichern kombiniert werden.

In Abbildung 13 ist ein Kostenvergleich der beiden exemplarischen Wärmepumpen mit einem erdgasbasierten Dampfkessel dargestellt. Wie zuvor in Kapitel 3.4 für Elektrodenkessel beschrieben, verzerren auch im Falle von Wärmepumpen bestehende Regelungen zur kostenfreien CO₂-Zertifikatszuteilung im EU-ETS die Lenkungswirkung des Emissionshandels zugun-

ten etablierter fossiler Technologien. Unter Voraussetzung verfügbarer Abwärmequellen sind Hochtemperatur-Wärmepumpen schon im derzeitigen regulatorischen Rahmen grundsätzlich an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Höchsttemperatur-Wärmepumpen verursachen im betrachteten Fall Mehrkosten.

Einen zentralen Kostenpunkt und damit eine zentrale Hürde für die zügige Umsetzung in der Praxis stellen die hohen Kapital- und Integrationskosten dar. Damit ein schneller Markthochlauf gelingt und um fossile Neuinvestitionen zu unterbinden, ist daher die anfängliche Förderung von Kapitalkosten sinnvoll. Neben technischen Herausforderungen wird als Hemmnis für die Entwicklung von Wärmepumpen für den Höchsttemperaturbereich hervorgehoben, dass Hersteller von Wärmepumpen häufig geringere Kenntnisse industrieller Bedarfe in diesen Temperaturbereichen haben und das Marktpotenzial unklar ist (Marina et al. 2021). Die Entwicklung von indus-



triespezifischen Standardanforderungen, zum Beispiel für einen repräsentativen Papierproduktions-Standort, kann dabei helfen, einen effizienten Markthochlauf zu organisieren. Klare Standards und ein koordinierter Markthochlauf können dazu beitragen, dass Wärmepumpen stärker seriell hergestellt werden und die Investitionskosten für Wärmepumpen sinken.

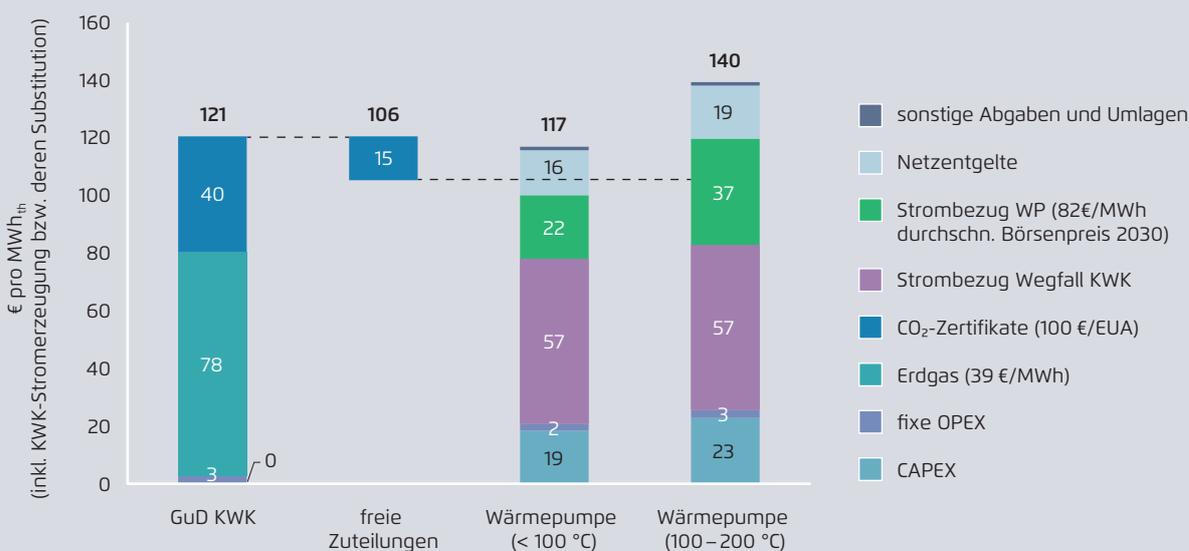
Abbildung 14 stellt den Fall dar, dass Wärmepumpen eine bestehende KWK-Anlage entlasten oder ersetzen. Die Entlastung der KWK bei der Wärmeerzeugung führt in unserer Annahme – wie bereits im oben diskutierten Vergleich mit einem Elektrodenkessel – zu einer verminderten Stromproduktion, die durch den Zukauf von Strom kompensiert werden muss. Bestehende Privilegien für KWK-Anlagen und die Eigenstromnutzung benachteiligen den Strombezug von erneuerbarem Netzstrom kostenmäßig. Im Rahmen des Energiesteuergesetzes bestehen Privilegien bei der Erdgasbesteuerung (§ 53a EnStG). Zudem

fallen bei Stromeigenverbrauch keine zusätzlichen Kosten für Netzentgelte und Umlagen an. Nach § 18 StromNEV können Betreiber von KWK-Anlagen für eingespeisten Strom eine Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) vom Betreiber des Stromverteilnetzes beantragen. Diese Möglichkeit endet zum Ende dieses Jahres für neu in Betrieb genommene KWK-Anlagen, doch viele bestehende Anlagen profitieren von dieser Befreiung. Diese Privilegien führen zu Mehrkosten für den zusätzlich benötigten Bezug von Netzstrom und benachteiligen somit den Betrieb von Wärmepumpen gegenüber KWK-Anlagen zusätzlich.¹¹

11 Im Rahmen des Projektes wurde ein Transformationskostenrechner entwickelt, mit dem individuelle Kosten- und Technologieannahmen geprüft werden können. Das Excel-Tool steht online hier zum Download zur Verfügung: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/transaktionskostenrechner-power-2-heat/>

Durchschnittliche Kosten für Wärmepumpen im Vergleich zu einer erdgasbasierten GuD-KWK im Jahr 2030

Abbildung 14



Strompreise entsprechend *Klimaneutrales Stromsystem 2035* über die 6.000 günstigsten Volllaststunden gemittelt; Netznutzungsentgelte für den Verteilnetzbetreiber Westnetz im Jahr 2021 (Agora Energiewende 2021)

Agora Industrie, FutureCamp (2022)

Mit der Reform des EU-ETS, dem schrittweisen Abbau von Privilegien für die Eigenstromerzeugung durch fossile Anlagen und eine Investitionskostenförderung im Sinne eines raschen Markthochlaufes kann die Kostenlücke zu fossilen KWK-Anlagen geschlossen werden.

3.6 Marktpotenzial von Wärmepumpen

Maßgeblich für den Einsatz von Wärmepumpen ist die Verfügbarkeit geeigneter Wärmequellen. Einerseits muss die verfügbare Wärmemenge für die Menge benötigter Prozesswärme ausreichen. Andererseits muss die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke gering sein, damit hohe Effizienzen und entsprechend geringe Betriebskosten erzielt werden können. Neben dem Temperaturhub ist auch die Zustandsform der Abwärme, des Abwärmestroms, wichtig: Die Abluft eines Rechenzentrums

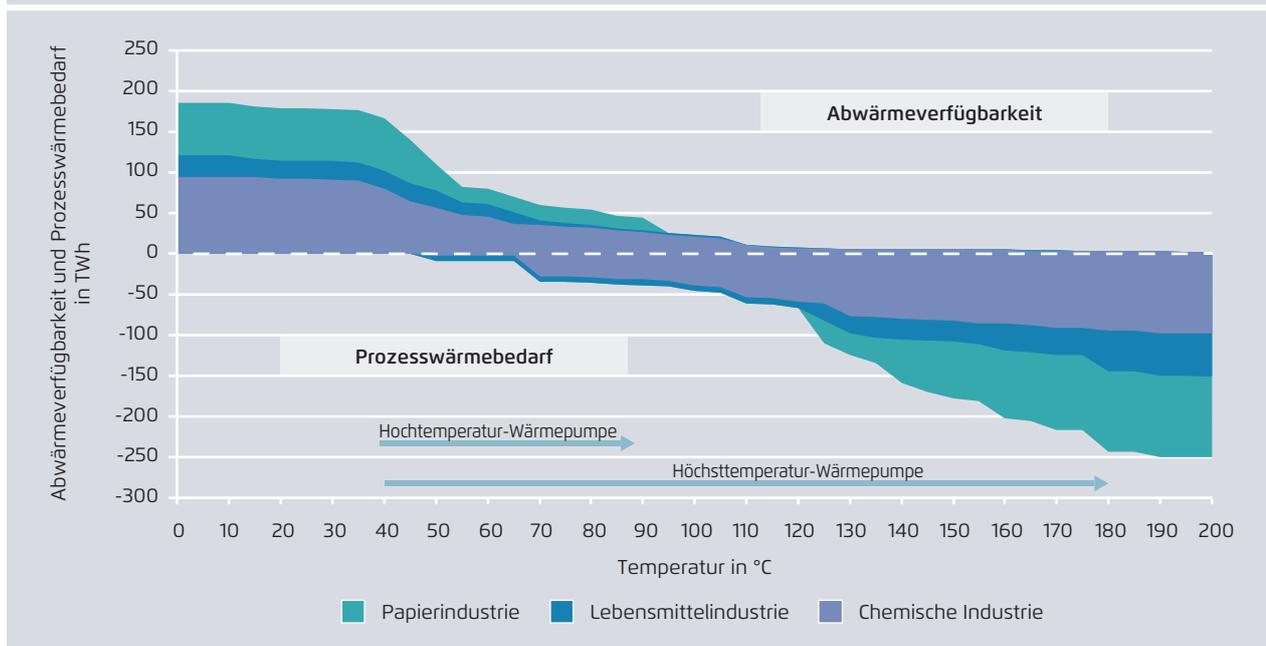
erfordert andere Lösungen als flüssige Abwärmeströme, die in der Regel eine höhere Energiedichte aufweisen.

Diese Voraussetzungen schränken das Marktpotenzial für industrielle Wärmepumpen ein. Weil die Industrie in Deutschland in hohem Maße diversifiziert und heterogen ist, ist die Nutzbarkeit von Abwärme sowohl prozess- als auch standortspezifisch zu bewerten.

Studien zeigen, dass das Abwärmepotenzial im Bereich unter 100 Grad Celsius besonders groß ist, dass aber auch im mittleren Temperaturbereich nennenswerte Potenziale mobilisiert werden können (Rehfeldt et al. 2018, Blesl et al. 2022, Marina et al. 2021). Besonders in der Lebensmittel-, der Papier- und Druckindustrie sowie in der chemischen Industrie legen detaillierte Datensätze auf Prozessebene große Chancen für den Einsatz von Wärmepumpen nahe. Im Rahmen der

Abwärmeverfügbarkeit und Prozesswärmebedarf in ausgewählten Sektoren auf Ebene der EU28

Abbildung 15



Die Pfeile symbolisieren den Temperaturhub, der mit den in Kapitel 3.2 vorgestellten Wärmepumpen erreichbar ist. Agora Industrie, FutureCamp (2022) auf Basis von Marina et al. (2021)

Studie von Marina et al. (2021) wurden 57 repräsentative Prozesse in der Papier-, Lebensmittel-, Chemie- und Petro-Industrie auf die Möglichkeit untersucht, Wärmepumpen zu integrieren. Auf EU-Ebene identifiziert die Studie in den vier Branchen ein Marktpotenzial für den Einsatz von Wärmepumpen bis 200 Grad Celsius in Höhe von 180 TWh.

Abbildung 15 veranschaulicht die Aggregation der Daten von Marina et al. (2021) zu verfügbarer Abwärme und zum Prozesswärmebedarf in der europäischen Papier-, Lebensmittel- und Chemieindustrie bis 200 Grad Celsius. Der positive Zahlenbereich stellt die Verfügbarkeiten von Abwärme dar, der negative den jeweiligen Bedarf an Prozesswärme. Die Pfeile unterhalb des Diagramms zeigen den Temperaturhub, der mit den in dieser Studie vorgestellten Wärmepumpen erreicht werden kann. Der Großteil der verfügbaren Abwärme fällt in allen Sektoren im Bereich von 40 bis 100 Grad Celsius an – in der Regel in Form von (feuchter) Luft und Kondensat. Nur ein geringer Teil der verfügbaren Abwärme liegt im Bereich über 100 Grad Celsius. Dabei ist jedoch zu beachten, dass diese Darstellung die Daten für alle europäischen Standorte zusammenführt und dass man nicht davon ausgehen kann, dass Abwärmepotenzial und Prozesswärmebedarf notwendigerweise in räumlicher Nähe liegen.

Darüber hinaus gibt es branchenübergreifend Abwärmequellen, die genutzt werden können: In der Drucklufterzeugung fällt nutzbare Abwärme mit Temperaturen von 45 bis 60 Grad Celsius an. In der Prozesskühlung kann Abwärme bei bis zu 60 Grad Celsius, im Abwasserbereich bis 50 Grad Celsius nutzbar gemacht werden. Bei Dampferzeugern ist eine Nutzung von Abwärme zwischen 80 und 180 Grad Celsius möglich (Blesl et al. 2022). Das Angebot industrieller Wärmequellen wird durch erneuerbare Wärmequellen wie die konzentrierende Solar- oder Geothermie erweitert, die je nach geografischer Lage und Flächenverfügbarkeit Temperaturen bis zu 200 Grad Celsius bereitstellen können (Fraunhofer & Helmholtz, 2022).

4 Markthochlauf-Szenario: Potenziale zur Erdgas- und zur Treibhausgasminderung

Um die Klimaschutzziele in der Industrie zu erreichen, sollten keine neuen Investitionen in fossile Technologien zur Wärmeerzeugung getätigt werden (Vgl. Boston Consulting Group 2021). Ein schneller Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln kann hierzu und zur Energieautonomie in hohem Maße beitragen. Im Temperaturbereich bis 500 Grad Celsius werden in der deutschen Industrie etwa 120 TWh Erdgas eingesetzt; Kohle, Heizöl und andere fossile Energieträger machen in diesem Temperaturbereich knapp 50 TWh aus (Fleiter et al. 2016). Die in dieser Studie beschriebenen Elektrifizierungs-Strategien lassen sich auch auf die Substitution von Kohle, Heizöl und anderen fossilen Energieträgern anwenden. Der Einfachheit halber – und wegen der politischen Relevanz – wird in den angeführten Rechnungen zunächst nur Erdgas als Rechenbasis genutzt.

Im Folgenden wird ein Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln modelliert, der sich sowohl an den Potenzialen und Umsetzungsmöglichkeiten bestehender Studien als auch an den politischen Klimaschutz- und Erdgasminderungszielen orientiert. Dieser Markthochlauf ist ambitioniert, aber unter Voraussetzung bestimmter Rahmenbedingungen, machbar.

Wärmepumpen und Elektrodenkessel sind in der Industrie derzeit noch die Ausnahme. Damit sich das ändert, muss ein koordinierter Markthochlauf initiiert werden: Die industrielle Nachfrage nach direktelektrischen Anlagen muss angekurbelt werden. Im gleichen Zuge müssen **Produktions- und Installationskapazitäten** hochgefahren werden, damit die entstehende Nachfrage bedient werden kann. Wichtig ist, dass dabei das Prinzip *Efficiency first* im Fokus steht, denn der Umstieg auf elektrifizierte Wärme muss im Rahmen eines anlagenspezifischen

Gesamtkonzeptes so umgesetzt werden, dass nur unbedingt nötige Wärmemengen hergestellt werden. Obwohl solche effizienten Energiesysteme sehr anlagenspezifisch sind, können und müssen branchentypische Konzepte entwickelt werden. Insbesondere Verbände haben die Möglichkeit, den Austausch zwischen Unternehmen zu effizienzsteigernden Maßnahmen zu unterstützen. Auch die Forschung und Entwicklung neuer Anlagen kann von einem intensiven Austausch mit Industrie- und Branchenverbänden profitieren: Die Entwicklung von Branchenleitfäden für standardisierte Anwendungsfälle und Wärmebedarfe kann die Verfügbarkeit an technischen Lösungen beschleunigen.

Für den Markthochlauf ist außerdem wichtig, dass die industrielle Wärmewende mit der Dekarbonisierung des Stromsektors im Einklang erfolgt: Die Einsparung direkter Emissionen durch die Elektrifizierung muss auch in Summe mit den zusätzlich in der Stromproduktion entstehenden Emissionen zu einer Netto-Emissionsminderung führen.¹² Damit die in Kapitel 2.3 beschriebenen Synergien auch gehoben werden können, muss ein regulatorisches Rahmenwerk entwickelt werden, das mit einem vollständig erneuerbaren Stromsystem kompatibel ist und langfristige Planbarkeit im Strombezug sichert. Insbesondere für den Markthochlauf von Elektrodenkesseln ist entscheidend, dass schnell eine Reform der Netzentgelte auf den Weg gebracht wird.

Weiterhin sind Netzkapazitäten ein begrenzender Faktor für den Einsatz von direktelektrischen Anlagen. Insbesondere dort, wo KWK-Anlagen durch

¹² Die erdgasbasierte Produktion von Wärme und Strom in einer Kraft-Wärme-Kopplung ist in der Industrie etablierte Praxis und ist hier die Referenz zu Berechnung der Emissionsminderung.

direkt-elektrische Anlagen ersetzt werden, ist neben dem Stromverbrauch der Wärmepumpe oder des Elektrodenkessels in vielen Fällen ein zusätzlicher Strombezug nötig, der die verminderte Stromproduktion der KWK kompensiert. In diesen Fällen werden besonders große Netzkapazitäten benötigt. Dort, wo die Netzkapazitäten noch nicht ausreichen, um fossile Anlagen vollständig zu ersetzen, bietet es sich an, die bestehende Anlage mit einer Wärmepumpe oder einem Elektrodenkessel partiell zu entlasten. Diese Teil-Elektrifizierung diversifiziert die Energieversorgung und ermöglicht systemdienliche Flexibilität.

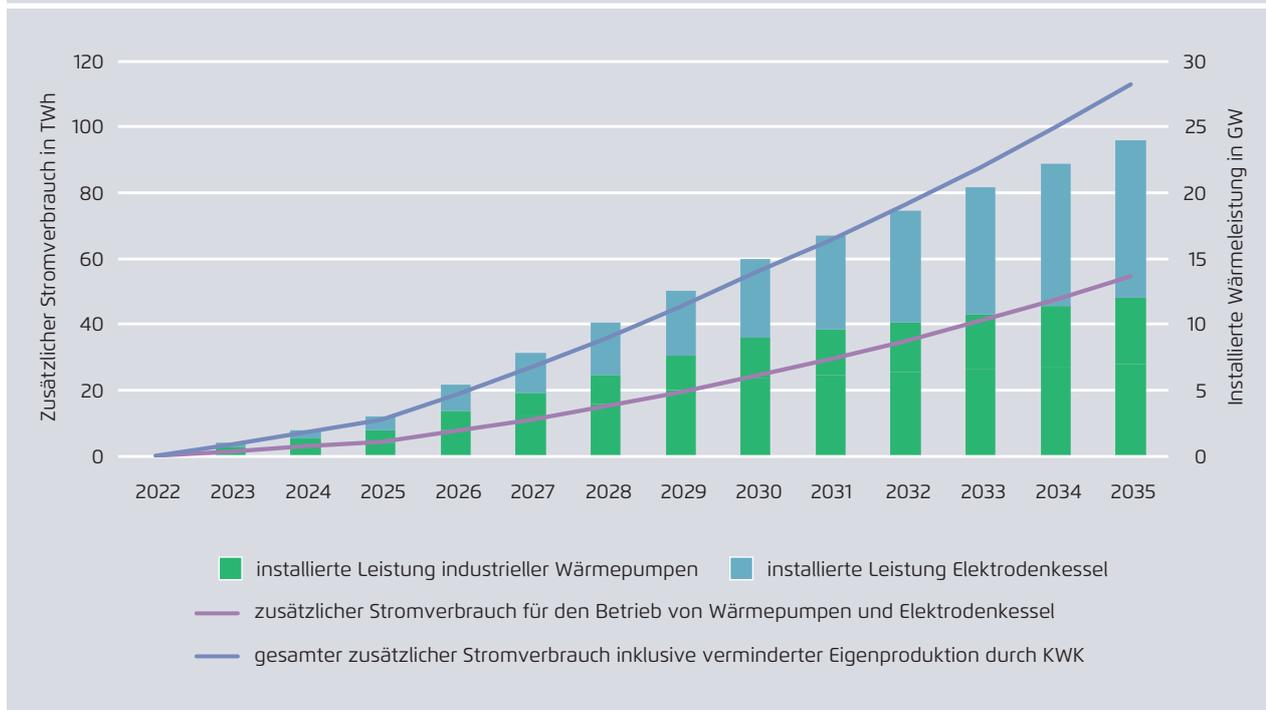
Wenn die regulatorischen und praktischen Voraussetzungen geschaffen werden, sind direktelektrische Anlagen nicht nur aus Sicht der Energieunabhängigkeit und des Klimaschutzes, sondern auch aus wirtschaftlicher und unternehmensstrategischer Perspektive sinnvoll. Nicht nur, um *stranded assets* in

fossile Technologien zu vermeiden (Vgl. Boston Consulting Group 2021), sondern auch aufgrund der hohen Preise und der unsicheren Preisentwicklung von fossilen Energieträgern müssen alle anstehenden Neuinvestitionen genutzt werden, um in klimaneutralen Technologien zu investieren. Im unteren Temperaturbereich zeichnen sich Wärmepumpen als Technologie der Wahl ab. Elektrodenkessel werden aufgrund ihres höheren Strombedarfs überwiegend zeitlich flexibel genutzt – zum Beispiel in Kombination mit Speichern oder Wasserstoff.

Unsere Modellierungen zeigen, dass bis 2030 Wärmepumpen mit einer Wärmeleistung von insgesamt 9 GW und Elektrodenkessel mit einer Leistung von 6 GW in die Anwendung gebracht werden können. Die Volllaststunden von Wärmepumpen richten sich primär nach den anwendungsspezifischen Anforderungen, während der Betrieb von Elektrodenkesseln primär durch die Verfügbarkeit

Installierte Kapazitäten und zusätzlicher Stromverbrauch

Abbildung 16



Agora Industrie, FutureCamp (2022)

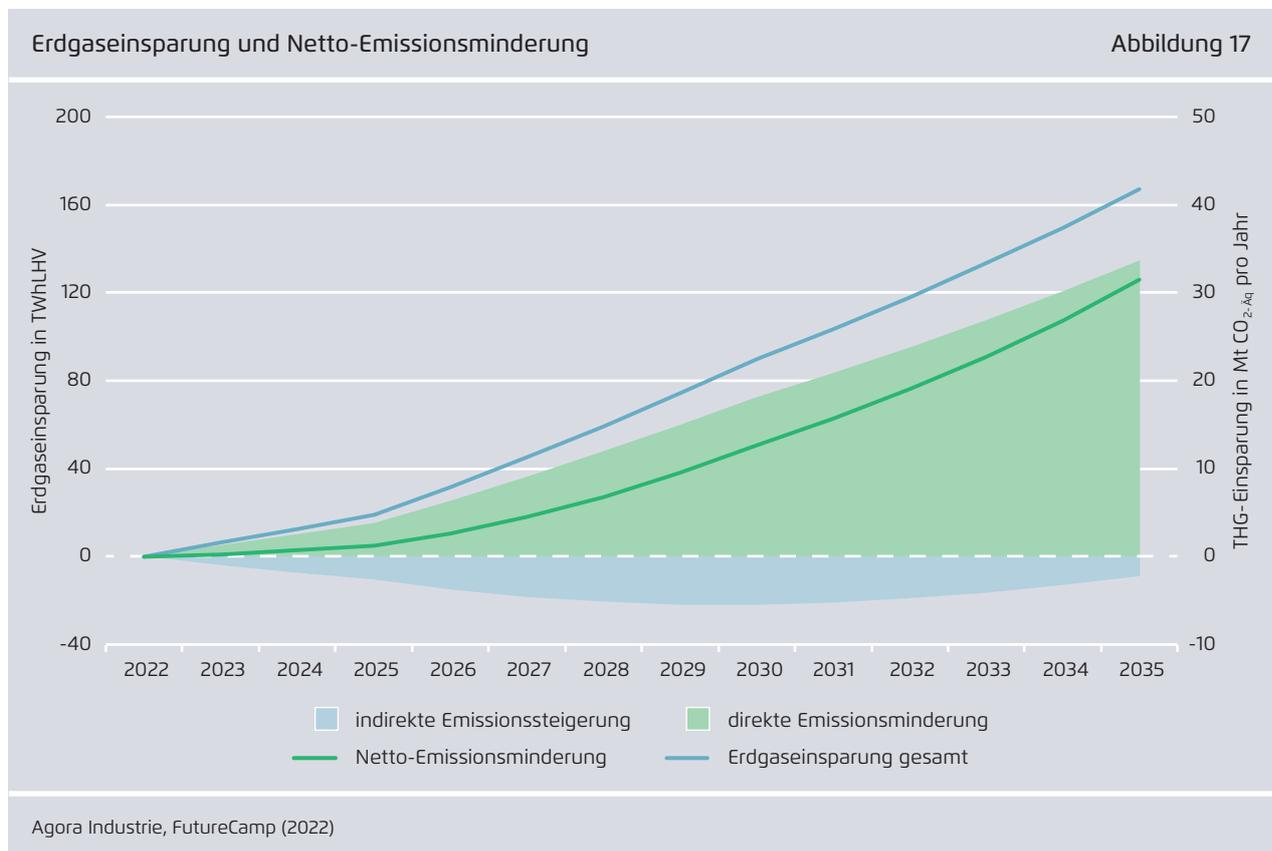
von günstigem erneuerbarem Strom bestimmt wird. Entsprechend den Annahmen des Agora-Szenarios *Klimaneutrales Stromsystem 2035* ist der Betrieb von Elektrodenkesseln im Jahr 2025 mit 1.000, im Jahr 2030 mit 2.000 und im Jahr 2035 mit 3.000 Volllaststunden ökologisch wie ökonomisch sinnvoll.

Unter der Annahme der in Kapitel 3 aufgeführten spezifischen Investitions- und Integrationskosten erfordert das dargestellte Szenario bis 2030 Investitionen in Höhe von etwa zwölf Milliarden Euro. Gerade zu Beginn des Markthochlaufes wird ein Sonderförderprogramm benötigt, um die anfangs noch hohen Investitionskosten und existierende Fehlanreize bei den Netzentgelten und im Rahmen des EU-ETS zu kompensieren und um Investitionen in Leuchtturmprojekte anzuregen.¹³

Abbildung 16 stellt die Entwicklung der installierten Wärmeleistung sowie den aus dem Betrieb resultierenden zusätzlichen Jahres-Stromverbrauch dar. Für den Betrieb der installierten Anlagen werden im Jahr 2030 etwa 24 TWh Strom benötigt. Es wird angenommen, dass die neu installierten Anlagen bestehende KWK-Anlagen entlasten oder ersetzen, die neben Wärme auch Strom produzieren. Zusätzlich zum Stromverbrauch der Wärmepumpen und Elektrodenkessel muss daher ein Strombezug angenommen werden, der die verminderte Stromproduktion durch ein Zurückfahren oder den Ersatz von KWK-Anlagen kompensiert. Insgesamt werden somit in etwa 56 TWh Strom benötigt.

13 Bei Investitionen in erste Anlagen bestehen höhere Risiken durch eine mangelnde Praxiserfahrung sowie in

Bezug auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Strompreise.



Der Minderung der direkten Emissionen in der Industrie stehen indirekte Emissionen im Stromsektor für den zusätzlichen Stromverbrauch gegenüber. Abbildung 17 visualisiert diese Verlagerung sowie die Netto-Treibhausgas-Einsparung. Emissionen, die über den zusätzlichen Strombedarf zunächst von der Industrie in den Stromsektor verschoben werden, werden mit der Dekarbonisierung des Stromsystems abgebaut. Durch eine systemdienliche Betriebsweise werden die Mehremissionen im Stromsektor durch direkte, industrielle Emissionseinsparungen überkompensiert. In Summe lassen sich die jährlichen Emissionen bis 2030 so um 12,5 Millionen Tonnen CO_{2-Aq} mindern. Unter der Annahme, dass alle hier dargestellten neu installierten Wärmepumpen und Elektrodenkessel erdgasbasierte KWK-Anlagen ersetzen, können bis zum Jahr 2030 bis zu 90 TWh_{LHV} Erdgas eingespart werden.

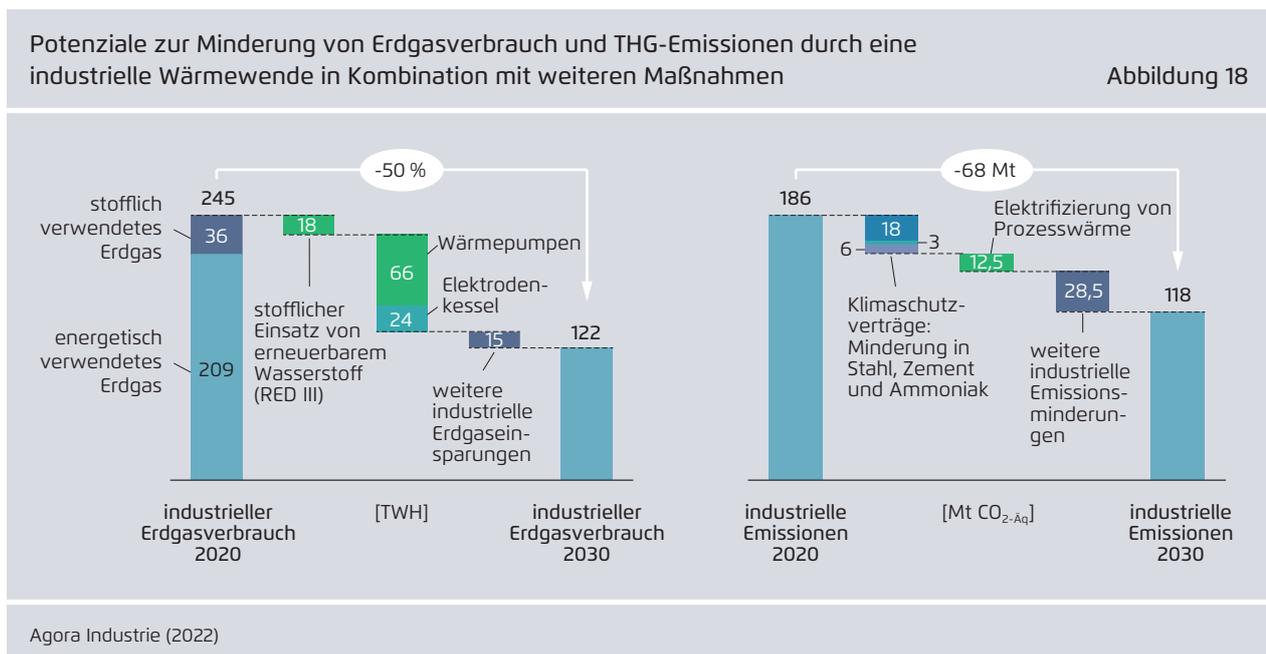
Abbildung 18 stellt die Erdgaseinsparung im Kontext des REPowerEU-Plans und die Emissionsminderung im Kontext des Bundes-Klimaschutzgesetzes dar.

Die 90 TWh_{LHV} Erdgaseinsparung entsprechen einer Minderung des industriellen Erdgasverbrauchs um

37 Prozent bis zum Jahr 2030. Zusammen mit weiteren Einsparmaßnahmen ist die Minderung des industriellen Erdgasverbrauchs in Deutschland um 50 Prozent möglich, was die Einsparungen weiterer circa 33 TWh_{LHV} Erdgas erfordert. So sieht die RED III vor, dass im Jahr 2030 50 Prozent des stofflich eingesetzten Wasserstoffs über erneuerbaren Wasserstoff bereitgestellt werden muss. Das entspricht einer Erdgaseinsparung von 18 TWh_{LHV}. Darüber hinaus kann und sollte auch im Temperaturbereich oberhalb von 500 Grad Celsius durch Energieeffizienz sowie innovative direktelektrische und wasserstoffbasierte Prozesse Erdgas eingespart werden. Durch diese ergänzenden Maßnahmen ist anzunehmen, dass weitere 15 TWh_{LHV} Erdgas eingespart werden können.

Laut Bundes-Klimaschutzgesetz müssen die Treibhausgasemissionen im Industriesektor bis zum Jahr 2030 um 68 Millionen Tonnen reduziert werden.¹⁴ Insgesamt müssen die in dieser Dekade anstehenden Neuinvestitionen in der Industrie in Technologien gelenkt werden, die Emissionen mindern und mit

¹⁴ Verglichen zu den Werten des Jahres 2020.



dem Ziel der Klimaneutralität kompatibel sind. Eine schnelle Wärmewende bei unter 500 Grad Celsius kann 12,5 Millionen Tonnen CO₂-Äq mindern und somit mit circa 18 Prozent zur Zielerreichung beitragen. Durch die anstehende Transformation in der Stahl-, Zement- und Ammoniakbranche, die durch Klimaschutzverträge abgesichert wird, können bis zum Jahr 2030 insgesamt 27 Millionen Tonnen CO₂-Äq einspart werden (Agora Industrie et al. 2022). Um die verbleibenden 28,5 Millionen Tonnen zu mindern, muss eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden: Zentral dabei sind die Stärkung der Kreislaufwirtschaft, die stoffliche Verwendung biogener Rohstoffe, die Wärmewende auch bei über 500 Grad und Effizienzsteigerungen. Insbesondere ist auch der Kohleausstieg in der Industrie ein notwendiger Schritt, damit die Sektorziele in der Industrie erreicht werden können.

Auch über 2030 hinaus kann die direkte Elektrifizierung einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zur Energieautonomie Deutschlands leisten. Der in Abbildung 16 dargestellte Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln kann bis zum Jahr 2035 bilanziell alle fossilen Energieträger aus der industriellen Wärme unter 500 Grad Celsius verdrängen. Dazu müssten im Jahr 2035 12 GW Elektrodenkessel und 12 GW¹⁵ Wärmepumpen in die Anwendung gebracht werden. Insgesamt lassen sich so die eingangs genannten 170 TWh fossile Energieträger (Erdgas, Kohle, Heizöl und andere) substituieren. Die in Abbildung 17 dargestellten THG-Einsparungen von 31,5 Millionen Tonnen CO₂-Äq ergeben sich rechnerisch, wenn 170 TWh Erdgas ersetzt würden. Tatsächlich werden in dem betrachteten Temperaturbereich jedoch nur 120 TWh Erdgas eingesetzt, wodurch sich eine Emissionsminderung von etwa 24 Millionen Tonnen CO₂-Äq ergibt. Weitere 15 Millionen Tonnen Emissionsminderungen ergeben sich durch den Ersatz von Kohle, Erdöl und anderen fossilen Energieträgern, die, bezogen auf den Energiegehalt, höhere Emissionen als Erdgas haben. Insgesamt und unter

Berücksichtigung der Restemissionen im Stromsektor ergibt sich bei einem vollständigen Ausstieg aus fossilen Energieträgern bei bis 500 Grad Celsius gegenüber dem Status quo eine THG-Minderung von etwa 39 Millionen Tonnen CO₂-Äq.

15 Bezogen auf die Wärmeleistung

5 Handlungsempfehlungen

5.1 Bestehende Regulierung und Fehlanreize

Bei der Elektrifizierung von Prozesswärme handelt es sich um einen Wechsel etablierter industrieller Prozesse auf Basis fossiler Energien hin zu innovativen Technologien der Elektrifizierung. Der Markteintritt wird durch diverse regulatorische Rahmenbedingungen erschwert, die etablierte Technologien begünstigen.

Im Rahmen des **EU-ETS** erhalten Wärmeerzeuger kostenfreie Zuteilung auf Basis des Wärmebenchmarks. Der Benchmark ist brennstoffunabhängig und basiert auf den spezifischen Emissionswerten eines Erdgaskessels. In der aktuellen Zuteilungsperiode (2021 bis 2025) werden etwa 75 Prozent der tatsächlichen Emissionen eines Erdgaskessels über die kostenfreie Zuteilung abgedeckt ((EU) 2019/331 und (EU) 2021/447). Ab 2026 werden die Emissionswerte abgesenkt, gemäß aktuell gültiger Richtlinie deckt der Wärmebenchmark dann noch 67 Prozent des tatsächlichen Emissionswerts ab. Im laufenden Trilog-Verfahren zur Anpassung der EU-ETS Richtlinie gibt es jedoch Vorschläge, die mit einer Verschärfung der Anpassungsraten einhergehen, sodass ab 2026 nur noch 50 Prozent der tatsächlichen Emissionen eines Erdgaskessels vom Wärmebenchmark abgedeckt sein könnten (COM (2021)551). Für die Stromerzeugung in der KWK-Anlage gibt es keine kostenfreie Zuteilung.

Von der kostenfreien Zuteilung abgedeckt sind insbesondere Wärmelieferungen in durch *Carbon Leakage* gefährdeten Sektoren. Das betrifft unter anderem einen Großteil der Wärme in der chemischen Industrie, der Papierindustrie sowie in der Eisen- und Stahlindustrie. Erfolgt die Wärmelieferung außerhalb der von *Carbon Leakage* gefährdeten Sektoren, wird ein geringerer Anteil der Zuteilung kostenfrei ausgegeben, derzeit sind das 30 Prozent.

Für die elektrische Bereitstellung von Wärme besteht nach den aktuellen Regelungen kein Zuteilungsanspruch. Das bedeutet, dass die mit der Emissionseinsparung verbundenen Kostenvorteile durch den Wegfall der kostenfreien Zuteilung abgeschwächt werden.

Zur Verhinderung dieses Effekts müsste das Prinzip der kostenfreien Zuteilung auslaufen, was perspektivisch mit der Einführung des CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism*, CBAM) zumindest in einigen Sektoren bereits auf der politischen Agenda steht. Vorübergehend müsste der Anwendungsbereich des Wärmebenchmarks angepasst werden, sodass eine Elektrifizierung nicht mit einem Verlust des Zuteilungsanspruchs einhergeht. Eine dritte Möglichkeit besteht darin, vorübergehend einen monetären Ausgleich zu schaffen, was aktuell zumindest in einigen Sektoren über die Strompreiskompensation möglich ist. Dabei stellt sich aktuell jedoch das Problem, dass der Kreis der beihilfeberechtigten Sektoren sehr eingeschränkt ist und darüber hinaus nur Beihilfe für Anlagen gewährt wird, die einen unmittelbaren Bezug zur Produktion haben. Die zentrale Bereitstellung von Wärme, die derzeit beispielsweise an Chemiestandorten üblich ist, bleibt davon ausgenommen.

Insbesondere KWK-Anlagen profitieren im geltenden Recht von einer Reihe von **Steuerbefreiungen**, die einen Umstieg auf elektrifizierte Wärmelösungen behindern. Die Abschaffung der EEG-Umlage sowie der KWK- und der Offshore-Umlage für Wärmepumpenstrom im Rahmen des Energiefinanzierungsgesetzes verbessert zwar die Ausgangslage für die Nutzung von Netzstrom durch Wärmepumpen, für ein *Level Playing Field* zwischen der Nutzung von KWK und dem Einsatz von erneuerbarem Strom müssten jedoch weitere Privilegien für den Betrieb von KWK-Anlagen reduziert werden. Das sind zum einen Steuerentlastungen für Erdgas oder andere in

KWK-Anlagen eingesetzte Brennstoffe im Rahmen der Energiebesteuerung (§ 53a EnStG). Hocheffiziente KWK-Anlagen sind dabei gänzlich von der Energiebesteuerung ausgenommen. Hinzu kommen verschiedene Vergünstigungen auf den in KWK-Anlagen erzeugten Strom, welche indirekt den Betrieb von KWK-Anlagen begünstigen. Dazu zählen insbesondere Befreiungstatbestände für KWK-Strom bei der Stromsteuer (§ 9 StromStV), explizite Förderung für KWK-Strom, der ins Netz der allgemeinen Versorgung geht und der selbst verbraucht wird (§ 7 KWKG), die umfangreiche Befreiung von Netzentgelten und Netzumlagen für Eigenverbrauchsstrom sowie die aktuell noch geltende Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte (§ 18 StromNEV).

Die Mobilisierung von Flexibilitäten ist ein Schlüsselement der Energiewende und notwendig, um die ambitionierten Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren zu ermöglichen. Wie in den vorangegangenen Analysen dargestellt, ist mittelfristig vor allem der Betrieb von Elektrodenkesseln aus ökonomischer wie auch ökologischer Sicht nur im Teillastbetrieb sinnvoll. Die aktuelle Struktur der **Netzentgelte** begünstigt in der Industrie jedoch einen hohen, gleichmäßigen Stromverbrauch – ein flexibler Verbrauch ist demgegenüber unattraktiv. Die bestehende Entgeltsystematik, bei der nach Leistungsspitze abgerechnet wird, reizt zu einer konstanten Fahrweise an (§ 17 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Ein besonders gravierendes Flexibilitätshemmnis stellen individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 ff. StromNEV dar, die für Benutzungsstunden von mehr als 7.000 Stunden pro Jahr eine Verringerung der Netzentgelte um 80 Prozent, bei mehr als 7.500 Stunden eine Verringerung um 85 Prozent und bei 8.000 Stunden eine Verringerung um 90 Prozent vorsehen. Eine Unterschreitung dieser Benutzungsdauerschwellen durch den Einsatz von einzelnen flexiblen Anlagen wie Elektrodenkesseln oder Wärmepumpen kann zu signifikanten Mehrkosten führen: Bei einem flexiblen Betrieb entfallen für industrielle Verbraucher Privilegien bei den Netzentgelten, zusätzliche Kosten fallen an.

Bei den beschriebenen regulatorischen Hemmnissen handelt es sich um Fehlanreize ökonomischer Art. Darüber hinaus gibt es weitere, nicht kostenbezogene Hemmnisse für die Umstellung auf direktelektrische Produktionsprozesse. Das umfasst unter anderem ein noch nicht in der Breite angekommenes Bewusstsein für verfügbare innovative Technologien, Pfadabhängigkeiten und Präferenzen für etablierte Technologien oder eine fehlende Standardisierung von Anwendungsfällen. Auch diese Hemmnisse sind im Kontext eines Maßnahmenpakets für den Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrodenkessel zu adressieren.

5.2 Ein Maßnahmenpaket für den Markthochlauf

In Kapitel 4 wurde dargestellt, wie ein zügiger Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln dazu beitragen kann, die gesetzlichen Klimaziele zu erreichen und den Erdgasverbrauch in der Industrie im Lichte der REPowerEU-Ziele zu reduzieren. Durch geeignete Rahmenbedingungen und Politikinstrumente müssen die oben genannten Hemmnisse beseitigt, Planungssicherheit für alle Marktakteure geschaffen sowie ein systemdienlicher und ökonomisch optimierter Markthochlauf konzipiert werden.

Enddatum 2035 für die Nutzung fossiler Energien im Bereich bis 500 Grad Celsius

Den Ambitionsrahmen für den Markthochlauf bilden, neben den Zielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes, die Ziele von REPowerEU. Diese müssen in nationales Recht übersetzt werden. Eine geeignete Möglichkeit ist eine Erweiterung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG), das Vorschriften zur Krisenbewältigung sowie zur Vermeidung eines Krisenfalls in der Energieversorgung enthält. Der Zweck dieses Gesetzes sollte weiter gefasst werden, sodass es auch eine längerfristige Stärkung der Energiesouveränität umfasst. Für den Industriebereich sollte das Energiesicherungsgesetz um einen Paragraphen ergänzt

werden, der den Ausstieg aus der energetischen Nutzung fossiler Energieträger bei unter 500 Grad Celsius bis zum 01.01.2035 vorsieht. Damit dieses Ziel erreicht werden kann, ist die zügige Umsetzung eines Maßnahmenpakets notwendig, das die folgenden Aspekte adressiert.

Markthochlaufprogramm

1. Minderung der Investitionsrisiken und Kompensation der Kostenlücke
2. Priorisierung und Planungssicherheit durch klare Standards
3. Anreize für systemdienliche Flexibilität
4. Abbau von Fehlanreizen für fossile Technologien
5. Umsetzungskampagne und Beschleunigung des Technologiehochlaufs

1. Minderung der Investitionsrisiken und Kompensation der Kostenlücke

→ Sonderförderprogramm

Ein befristetes Sonderförderprogramm für Leuchtturmprojekte sollte aufgelegt werden, das die Investitionskosten für Wärmepumpen und Elektrodenkessel bezuschusst. Durch die Förderung erster größerer Anlagen sollen finanzielle Hürden überwunden und die Etablierung von Wärmepumpen und Elektrodenkesseln als Standardtechnologien in der Breite der Industrie beschleunigt werden. Eine finanzielle Unterstützung sichert Risiken ab und kompensiert limitierte Erfahrungswerte bei Pilotanlagen.

Die Kosten für Netzanschlüsse, Installation und Integration in den Werksverbund sollten grundsätzlich mitförderfähig sein. Sowohl die Abwärmennutzung (durch Wärmepumpen) als auch Elektrifizierungsmaßnahmen unter Nutzung des aktuellen Strommixes sollten förderfähig sein. Die Förderfähigkeit sollte an die verpflichtende Umsetzung von Energie-Einsparmaßnahmen im Rahmen von

Energie-Audits geknüpft werden. Die Umsetzung kann im Rahmen des bestehenden Programms „Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ (EEW), des Förderprogramms „Dekarbonisierung der Industrie“ oder eines Sonderförderprogramms erfolgen. Die Vereinbarkeit mit EU-Beihilferecht muss sichergestellt werden. Insbesondere die Spielräume zur gezielten Förderung von Technologien zur Erdgasminderung, die von der EU-Kommission im Kontext des verlängerten „Temporary Crisis Framework“ geschaffen wurden, sollten dabei genutzt werden.

→ Grünstrom-PPA

Um Unternehmen bei Investitionen in erneuerbaren Strombezug zu unterstützen, sollte der Staat für Unternehmen anfänglich die Ausfallrisiken von Grünstrom-PPA übernehmen. Denn kurz- und mittelfristig ist – insbesondere infolge gestiegener Erdgaspreise – mit höheren Strompreisen zu rechnen. Damit sie kein Hemmnis für einen Umstieg auf direktelektrische Anwendungen darstellen, sollten Unternehmen bei Investitionen in erneuerbaren Strombezug unterstützt werden.

2. Priorisierung und Planungssicherheit durch klare Standards

→ Zero-Carbon-Standard

Eine gesetzliche Verankerung eines *Zero-Carbon*-Standards soll dafür sorgen, dass infolgedessen keine Neuinvestitionen in fossile Anlagen zur Erzeugung industrieller Prozesswärme bei unter 500 Grad Celsius getätigt werden. Die gesetzliche Verankerung könnte im Rahmen des Bundes-Klimaschutzgesetzes oder in einem neu zu schaffenden Industrierärmegesetz im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erfolgen. Als *Zero Carbon* werden alle Technologien definiert, die hocheffizient sind und entweder Erneuerbare Energien direkt einsetzen oder bis zum Jahr 2035 vollständig CO₂-frei sind. Insbesondere umfasst

der Standard eine verbesserte Abwärmenutzung, Dampfwiederaufbereitung, Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Solarthermie, konzentrierende Solarthermie, geothermische Anlagen und integrierte Lösungen für Elektrifizierung und Abwärme. Der Einsatz von Biomasse gehört in der Regel nicht dazu.

Zur Etablierung einheitlicher Standards auf EU-Ebene sollte sich die Bundesregierung parallel für eine Verankerung eines solchen Standards im EU-Recht einsetzen, beispielsweise im Kontext des EU-Gas-Pakets (KOM(2021) 803, KOM(2021) 804).

→ **Abwärme-Nutzungs-Verordnung**

Eine Abwärme-Nutzungs-Verordnung sollte dafür sorgen, die effiziente Abwärmenutzung weiter zu fördern und zu verhindern, dass die Elektrifizierung mittlerer und unterer Temperaturbereiche zulasten der Standorteffizienz geschieht.

→ **Ermöglichen von Effizienzvorgaben für EU-ETS-Anlagen**

Im Zuge dieser Effizienzmaßnahmen ist § 5 (2) BImSchG zu streichen, der zusätzliche Effizienzvorgaben für EU-ETS-Anlagen untersagt.

→ **Gesetzliche Befristung des Einsatzes fossiler Brennstoffe**

Darüber hinaus ist im Einklang mit den Zielsetzungen des Bundes-Klimaschutzgesetzes eine gesetzliche Befristung des Einsatzes fossiler Brennstoffe in Industrieanlagen zum 1. Januar 2045 im BImSchG zu verankern, um Planungssicherheit auch für Investitionen im Bereich der Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme zu schaffen.

3. Anreize für systemdienliche Flexibilitäten

→ **Netzentgeltreform**

Die Stromnetzentgelte sind zu zeitlich differenzierten Netzentgelten zu reformieren, damit sie in der Industrie die Bereitstellung systemdienlicher

Verbrauchsflexibilität anreizen und die Privilegien für einen besonders gleichmäßigen Stromverbrauch entschärfen (siehe detaillierte Vorschläge in Agora Energiewende, 2021). Die Reform der Netzentgelte gewinnt mit zunehmendem Erneuerbaren-Anteil im Stromnetz grundsätzlich an Bedeutung und muss zur politischen Priorität in dieser Legislaturperiode werden. Dies sollte im Kontext der im Koalitionsvertrag vorgesehenen Plattform Klimaneutrales Stromsystem mit dem Ziel geschehen, dass die Bundesregierung bis Mitte 2023 konkrete Reformvorschläge vorlegt.

→ **Strompreissignale**

Vor dem Hintergrund der Anforderungen eines klimaneutralen Stromsystems ist auch im Kontext der Plattform Klimaneutrales Stromsystem die Einführung von zeitlich und räumlich aufgelösten Strompreissignalen zu prüfen.

4. Abbau von Fehlanreizen für fossile Technologien

→ **Reform des EU-ETS**

Auf europäischer Ebene ist im Rahmen des laufenden Trilog-Verfahrens zur Reform der EU-Emissionshandelsrichtlinie eine rasche und ambitionierte Einigung zentral. Wichtig ist dabei eine Reform der Wärme-Benchmarks sowie eine Reform beziehungsweise ein Abschmelzen der kostenlosen Zuteilung für im internationalen Wettbewerb stehende Branchen. Durch eine sukzessive Reduktion der kostenlosen Zuteilung für fossile Technologien wird der Wettbewerbsnachteil von strombasierten und CO₂-freien Technologien verringert. Vorübergehend sollte – im Einklang mit dem EU-Beihilferecht – ein monetärer Ausgleich für direktelektrische Anwendungen geschaffen werden, der deren aktuelle Benachteiligung gegenüber fossilen Anlagen ausgleicht.

→ **Abbau von Privilegien für KWK-Anlagen**

Um die strukturelle Begünstigung von fossilbetriebenen KWK-Anlagen zu reduzieren, ist die Vergünstigung bei der Energiebesteuerung für in KWK-Anlagen eingesetzte Brennstoffe im Rahmen des Energiesteuergesetzes schrittweise abzubauen (§ 53a EnStG). Auch weitere Privilegien für KWK-Strom wie in der StromStV oder im KWKG, die zu Fehlanreizen zugunsten fossiler Anlagen führen, sind schrittweise abzubauen (§ 9 StromStV, § 7 KWKG).

5. Umsetzungskampagne und Beschleunigung des Technologiehochlaufs

→ **Umsetzungskampagne**

Die Bundesregierung, Handelskammern und Industrie- und Branchenverbände sollten durch gezielte Umsetzungskampagnen insbesondere kleinere und mittlere Unternehmen (KMU) bei der Technologieumstellung unterstützen. Dazu gehört die Einrichtung einfacher Beratungsportale, die Unternehmen bei der Auswahl geeigneter *Zero-Carbon-Technologien* für ihren jeweiligen Anwendungsfall unterstützen („Schnell-Check“). Branchenverbände sollten ihre Mitglieder beim Technologiewechsel darüber hinaus unterstützen, indem sie standardisierte technologische Lösungen für typische Anwendungsfälle definieren (s.u. Flankierende Industriepolitik).

→ **Netzanschluss und Genehmigungsverfahren**

Damit ein fehlender oder zu klein dimensionierter Netzanschluss kein Hemmnis für den Einbau von Wärmepumpen oder Elektrodenkessel darstellt, muss das Verfahren beim Netzanschluss beschleunigt werden. Die Bundesregierung sollte eine digitale Plattform zur bundesweit einheitlichen Abwicklung von Netzanschlussbegehren einrichten. Die Netzplanung sollte auch im Verteilnetz an die Erfordernisse eines klimaneutralen Energiesystems angepasst werden. Dies schließt mit ein, dass Netzbetreiber klare Vorgaben und Fristen für

Netzanschlussbegehren für den Einbau von Wärmepumpen und Elektrodenkessel einhalten. Zur Beschleunigung der Anlagengenehmigungen ist die Einführung einer Änderungsanzeige statt einer immissionsschutzrechtlichen Änderungsgenehmigung für *Zero-Carbon-Technologien* zu prüfen. An Industriestandorten oder -anlagen, an denen fossil betriebene Energieerzeugungssysteme durch klimaneutrale Energie- und Dampfversorgungen durch EE-Strom, Wärmepumpen oder E-Boiler ersetzt werden, wird es für den Standort ganz überwiegend keine wesentliche Änderung des Umwelt- und Sicherheitskonzeptes geben; die Emissionswerte am Standort dürften in nahezu allen Fällen zurückgehen. Ohne zunehmende Emissionen sollten Vorhabenträger Änderungen der Energieversorgung den Behörden einfach anzeigen können, ohne eine immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigung zu beantragen. Soweit die Änderung baurechtlich relevant ist, könnte die Einführung einer baurechtlichen Anzeigemöglichkeit – etwa in den Landesbauordnungen – einen Gleichklang schaffen, damit Vorhabenträger die Beschleunigungsoption überhaupt nutzen werden. Für die Fälle, in denen eine Änderungsanzeige nicht ausreicht, sollte die Entwicklung eines Standard-Genehmigungsverfahrens für *Zero-Carbon-Technologien* geprüft werden.

→ **Flankierende Industriepolitik**

Um die Kapazitäten in der Produktion industrieller Wärmepumpen und Elektrodenkessel zu erhöhen und Qualifizierung von Fachkräften voranzutreiben, ist eine gemeinsame Strategie von Politik, Industrie, Anlagenherstellern, Handelskammern und Handwerk zu entwickeln. Branchenleitfäden für standardisierte Anwendungsfälle, beispielsweise für bestimmte Wärmepumpen-Typen und -Konfigurationen, können dazu beitragen, dass die Produktion von Großwärmepumpen stärker seriell erfolgt, als das bislang der Fall ist. Zur Entwicklung dieser Standards sollten branchenspezifische Stakeholder-Dialoge angelegt werden. Das würde eine beschleunigte Wärmepumpenproduktion ermöglichen.

Literaturverzeichnis

AGFW (2020): *Praxisleitfaden Großwärmepumpen.*

URL: <https://www.agfw-shop.de/praxisleitfaden-grosswaermepumpen.html>

AGFW, Hamburg Institut, Prognos (2020): *Perspektive der Fernwärme. Maßnahmenprogramm 2030*

Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik. URL: <https://www.agfw.de/strategien-der-waermewende/perspektive-der-fw-7070-4040/>

Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019):

Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019. URL: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie/>

Agora Energiewende (2021): *Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation.* URL: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/zukuenftige-anforderungen-an-eine-energiewendegerechte-netzkostenallokation/>

Agora Energiewende (2022a): *Agorameter, Stromerzeugung und Stromverbrauch.* URL: <https://www.agora-energie-wende.de/service/agorameter/>

Agora Energiewende (2022b): *Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise.* URL: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/energiesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/>

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.* URL: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>

Agora Industrie (2022): *Mobilising the circular economy for energy-intensive materials. How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production.*

URL: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_CEAP/A-EW_254_Mobilising-circular-economy_study_WEB.pdf

Agora Industrie et al. (2022): *Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie.* URL: <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-gesamtstudie/>

Arpagaus et al. (2018): *High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials.* International Refrigeration and Air Conditioning Conference. Paper 1876. URL: <https://docs.lib.purdue.edu/iracc/1876>

Arpagaus und Cordin (2019): *Hochtemperatur-Wärmepumpen Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale.* Berlin: VDE Verlag

Blesl et al. (2022): *Abwärmepotentiale in der Industrie. Konzepte zur Nutzung im Mittel- und Niedrigtemperaturbereich.* Beuth Verlag GmbH, 2022

BMWK (2022): *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Zahlen und Fakten: Energiedaten.* URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

Boston Consulting Group (2021): *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft.* URL: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>

Bundesregierung (2021): *Projektionsbericht 2021 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) 2018/199.* URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf

Fleiter et al. (2016): *Mapping EU heat supply: Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables).* URL: https://www.isi.fraunhofer.de/en/competence-center/energiepolitik-energiemaerkte/projekte/mapping-heating_331945.html

Fraunhofer & Helmholtz (2022): *Bracke, Rolf; Huenges, Ernst 2022: Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland - Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende – Strategiepapier von sechs Einrichtungen der Fraunhofer-Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft.* URL: <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf>

IN4climate.NRW (2021): *Industriewärme klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation.* Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme, Gelsenkirchen. URL: https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/diskussionspapier-klimaneutrale-waerme-industrie-cr-in4climatenrw.pdf

Joormann und Laister (2019): *High Temperature Heat Pump Systems for District Heating & Process Steam* Presentation for Wuppertal Institute in the Workshop: „Power-to-Heat in Wärmenetzen“

Madeddu et al. (2020): *The CO₂ reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat).* URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/abbd02/pdf>

Marina et al. (2021): *An Estimation of the European Industrial Heat Pump Market Potential in Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 139, April 2021, 110545.* URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308297?via%3Dihub>

Prognos et al. (2022): *Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien.* URL: https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf

Rehfeldt et al. (2018): *A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry.* In: *Energy Efficiency* (2018) 11:1057–1082. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12053-017-9571-y>

SynErgie (2019): *TRIMET Aluminium SE, Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP): SynErgie FastTrack, Flex-Elektrolyse.* URL: https://synergie-projekt.de/wp-content/uploads/2020/09/20190724_SynErgie_Flyer_Flex-Elektrolyse_Digital.pdf

UBA (2017): *Prognos AG, Fraunhofer ISI, TU München im Auftrag des Umweltbundesamtes: Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe 2005 – 2014.* URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/2017-01-09_cc_01-2017_endbericht-datenbasis-energieeffizienz.pdf

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

Schutz in der fossilen Energiekrise

Optionen für Ausgleich und Entlastung

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Stahl) – Update

Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche

Klimaneutrales Stromsystem 2035

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Zement)

Analyse zur Zementbranche

12 Thesen zu Wasserstoff

Mobilisierung der Kreislaufwirtschaft für energieintensive Materialien (Zusammenfassung)

Wie Europa den Übergang zu einer fossilfreien, energieeffizienten und energieunabhängigen industriellen Produktion vollziehen kann

Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen

Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise

Klimaschutzverträge für die Industrietransformation (Gesamtstudie)

Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft 2021

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2021

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022

Öffentliche Finanzierung von Klima- und anderen Zukunftsinvestitionen

Ein beihilfefreies und schlankeres EEG

Vorschlag zur Weiterentwicklung des bestehenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Windenergie und Artenschutz – Wege nach vorn

Der Photovoltaik- und Windflächenrechner

Ein Beitrag zur Diskussion um die Ausweisung von Flächen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

International climate cooperation for energy-intensive industry

A (realistic) proposal

Promoting regional coal just transitions in China, Europe and beyond

Europe - China dialogues on a just coal transition in 2021

Coal Phase-Out in Germany

The Role of Coal Exit Auctions

Delivering RePowerEU

A solidarity-based proposal for financing additional green investment needs

Mobilising the circular economy for energy-intensive materials (Study)

How Europe can accelerate its transition to fossil-free, energy-efficient and independent industrial production

Regaining Europe's Energy Sovereignty

15 Priority Actions for RePowerEU

Getting the Transition to CBAM Right

Finding pragmatic solutions to key implementation questions

The EU's Carbon Border Adjustment Mechanism

Challenges and Opportunities for the Western Balkan Countries

Transitioning to a climate-neutral EU buildings sector

Benchmarks for the success of the European Green Deal

12 Insights on Hydrogen

Global Steel at a Crossroads

Why the global steel sector needs to invest in climate-neutral technologies in the 2020s

The Future of Lignite in the Western Balkans

Scenarios for a 2040 Lignite Exit

Phasing out coal in the EU's power system by 2030

A policy action plan

Making renewable hydrogen cost-competitive

Policy instruments for supporting green H₂

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

Über Agora Industrie

Agora Industrie erarbeitet unter dem Dach von Agora Energiewende Strategien und Politikinstrumente für eine Transformation der Industrie zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Agora Industrie agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.



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

Agora Industrie

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-industrie.de

info@agora-industrie.de

