

Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse

Eine Analyse der technischen und ökonomischen Herausforderungen aus Unternehmens- und Systemperspektive



**Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI)
(Hrsg.)**

Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse

**Eine Analyse der technischen und ökonomischen
Herausforderungen aus Unternehmens- und
Systemperspektive**

Studie

Impressum

Herausgeber

Kompetenzzentrum Klimaschutz
in energieintensiven Industrien (KEI)
Karl-Liebknecht-Straße 33
03046 Cottbus

Tel. +49 355 478 89-101
kei@z-u-g.org
www.klimaschutz-industrie.de

Das KEI ist ein Geschäftsbereich der
Zukunft – Umwelt – Gesellschaft (ZUG)
gmbH im Auftrag des Bundesministe-
riums für Wirtschaft und Klimaschutz
(BMWK).

Ein Geschäftsbereich der



Projektleitung

Dr. Kai Winkelmann,
Anna Malakhova-Lehe
Kompetenzzentrum Klimaschutz in
energieintensiven Industrien (KEI)

Autorinnen und Autoren

Dr. Tobias Fleiter, Michael Haendel,
Dr. Marian Klobasa, Dr. Benjamin Lux,
Manish Khanra, Wolfgang Männer,
Simon Bussmann, Dr. Christoph Kiefer,
Khaled Al Dabbas
(Fraunhofer Institut für System- und Inno-
vationsforschung)

Dr. Christian Schwotzer, Felix Kaiser,
Carsten Gondorf
(Institut für Industrieofenbau und
Wärmetechnik, RWTH Aachen)

Gestaltung

Tinkerbelle GmbH, Berlin/Köln

Druck

Pinguin Druck GmbH, 10405 Berlin

Titelbild

AdobeStock | #887736343

Stand

August 2024

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer
Kolleginnen und Kollegen des KEI und von
Partnerorganisationen hat diese Studie
möglich gemacht. Für die tatkräftige
Unterstützung bei der Erstellung bedanken
wir uns daher bei: Nadine Steinhübel,
Sina Lange (beide Fraunhofer ISI),
Bosch Industriekessel GmbH,
Bundesverband Glasindustrie e.V.,
Bundesverband der Deutschen Kalk-
industrie e.V., Currenta GmbH & Co. OHG,
Diehl Brass Solutions Stiftung & Co. KG,
Hülsenbusch Apparatebau GmbH & Co.
KG, Hydro Aluminium Deutschland GmbH,
Kanthal GmbH, Otto Fuchs KG
Otto Junker Solutions GmbH,
Pilkington Deutschland AG,
Papier u. Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG
und Villeroy & Boch AG.

Bitte zitieren als:

Kompetenzzentrum Klimaschutz in
energieintensiven Industrien (Hg.) (2024),
Flexibilisierung elektrifizierter Industriepro-
zesse – Eine Analyse der technischen und
ökonomischen Herausforderungen aus
Unternehmens- und Systemperspektive,
1. Aufl., Cottbus. Alle Rechte sind vor-
behalten. Die Nutzung steht unter dem
Zustimmungsvorbehalt des KEI.

Vorwort

Auf dem Weg zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie trifft eine stark steigende Nachfrage nach Strom auf eine zunehmend wind- und sonnenabhängige Erzeugung sowie eine nicht beliebig ausbaubare Netzinfrastruktur. Damit erhalten ein räumlich und zeitlich flexibilisiertes Angebot, Speichermöglichkeiten sowie da, wo möglich, eine angepasste Nachfrage eine zentrale Bedeutung. Sie bieten eine sichere und kosteneffiziente Energieversorgung.

Welche Rolle aber kann und sollte dabei die Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse spielen? Welche technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Möglichkeiten beziehungsweise Hemmnisse bestehen? Diese Fragen haben wir vom Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und vom Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen umfassend untersuchen lassen.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Studienlage zur Flexibilität im Energiesystem und der vielfältigen, branchenspezifischen Energieflexibilitäten in Industrieprozessen wurde diese Systemanalyse durchgeführt. Basierend auf einem der Langfristszenarien für den klimaneutralen Industriesektor zeigen sie die Auswirkungen industrieller Flexibilitätsoptionen auf das Energiesystem – auch im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen, wie steuerbaren Erzeugern, Netzen, Strom- oder Wasserstoffspeichern. Anhand von konkreten Fallbeispielen aus den Branchen Stahl, Aluminium, Glas, Zement und Chemie haben wir abschließend die technischen und betriebswirtschaftlichen Herausforderungen bewerten lassen.

Die Ergebnisse der Studie bieten Unternehmen der Grundstoffindustrie und des Energiesektors eine branchenspezifische Orientierung für die strategische Ausrichtung ihrer Anlagen. Zugleich stellen sie Handlungsempfehlungen für die politischen Entscheidungsträger dar, beispielsweise bei der anstehenden Neugestaltung der Netzentgelte.

Wir hoffen, mit dieser Studie einen Beitrag zur Diskussion um die industrielle Energieflexibilisierung als wichtige Zukunftsstrategie zu leisten und wünschen eine aufschlussreiche Lektüre!

Jakob Flechtner

Leiter Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI)

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
Ergebnisse auf einen Blick	9
1 Executive Summary	10
1.1 Zielsetzung und Vorgehen.....	10
1.2 Die Rolle von Industrieflexibilität im Energiesystem	10
1.3 Technische Herausforderungen von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen.....	13
1.4 Betriebswirtschaftliche Bewertung von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen.....	15
1.5 Empfehlungen zur Regulatorik	16
2 Einleitung	19
2.1 Kontext und Fragestellung	19
2.2 Definition von Industrieflexibilität.....	19
2.3 Vorgehen und Methode	21
3 Stand der Forschung: Energieflexibilität im Energie- und Industriesystem	24
3.1 Energiesystem: Elektrolyse, Speicher, Gesamtsystem	24
3.2 Branchenübergreifende Studien und Demand-Response-Potentiale	30
3.3 Industriesystem & Dekarbonisierung.....	38
3.4 Zwischenfazit	40
4 Branchenanalyse zur Energieflexibilität in Industrieprozessen	41
4.1 Primärstahlherstellung/-verarbeitung.....	41
4.2 Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung.....	46
4.3 Herstellung von Eisenguss-Produkten.....	49
4.4 Aluminiumherstellung/-verarbeitung.....	52
4.5 Messingherstellung/-verarbeitung.....	58
4.6 Schmieden und Härten.....	61
4.7 Keramikherstellung.....	64
4.8 Glasherstellung.....	67
4.9 Kalkherstellung	71
4.10 Zementherstellung.....	74
4.11 Dampferzeugung in der Chemieindustrie	77
4.12 Dampferzeugung in der Papierindustrie	81
4.13 Zwischenfazit	85
5 Szenarien zur Industrieflexibilität im zukünftigen Energiesystem	88
5.1 Zielsetzung und Fragestellungen.....	88

5.2	Methode und Modellsystem.....	88
5.2.1	Das Industriesektormodell FORECAST	88
5.2.2	Das Energiesystemmodell Enertile	90
5.3	Zukünftige klimaneutrale Industrie.....	93
5.3.1	Annahmen in der Industriesystemanalyse.....	93
5.3.2	Ergebnisse	96
5.4	Zukünftiges klimaneutrales Energiesystem.....	98
5.4.1	Annahmen in der Energiesystemanalyse.....	98
5.4.2	Ergebnisse Energieangebotsoptimierung	100
5.5	Die Rolle von Industrieflexibilität im Energiesystem	102
5.5.1	Flexibilisierung von Produktionsprozessen.....	102
5.5.2	Flexibilisierung der Dampfbereitstellung durch hybride Anlagen	105
5.5.3	Flexibilisierung der Stahlerzeugung durch hybride Anlagen.....	109
5.6	Zwischenfazit	112
6	Fallbeispiele: technische und ökonomische Herausforderungen für die Industrie	115
6.1	Analyse der technischen Herausforderungen.....	115
6.1.1	Methodischer Ansatz	115
6.1.2	Stahlherstellung/-verarbeitung.....	116
6.1.3	Aluminiumherstellung/-verarbeitung	121
6.1.4	Glasherstellung	125
6.1.5	Zementherstellung	130
6.1.6	Dampferzeugung in der Chemieindustrie.....	135
6.1.7	Zwischenfazit.....	139
6.2	Betriebswirtschaftliche Analyse.....	150
6.2.1	Methodischer Ansatz und allgemeine Annahmen.....	150
6.2.2	Marktdesign und regulatorische Rahmenbedingungen.....	154
6.2.3	Ausgestaltung Netzentgeltregime	158
6.2.4	Stahlherstellung/-verarbeitung.....	162
6.2.5	Aluminiumherstellung/-verarbeitung	163
6.2.6	Glasherstellung	164
6.2.7	Zementherstellung	165
6.2.8	Dampferzeugung.....	166
6.2.9	Zwischenfazit.....	168
7	Schlussfolgerungen	172
8	Anhang	176
8.1	Zusammenfassung typischer Prozesskennzahlen Industrie (Bottom-up-Analyse).....	176

8.2	Priorisierung und Auswahl der vertieften Analyse der Fallbeispiele.....	181
8.3	CAPEX-Annahmen für die Fallstudien.....	183
	Literaturverzeichnis	184
	Abbildungsverzeichnis	200
	Tabellenverzeichnis	204
	Abkürzungsverzeichnis	205

Ergebnisse auf einen Blick

- 1. Energieeinsatz und Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie sind bisher kaum flexibilisiert. Bestehende Produktionsanlagen sind hoch ausgelastet und auf kontinuierlichen Betrieb optimiert.** Einzelfälle zeigen, wie Flexibilisierung umsetzbar ist.
- 2. Eine stärkere Flexibilisierung heutiger Produktionsprozesse sowie zukünftig elektrifizierter Prozesswärmeanlagen ist technisch möglich, jedoch nicht ohne zusätzliche Kosten umsetzbar.** Zusatzkosten ergeben sich durch veränderte Wartungs- und Betriebskosten, geringere Wirkungsgrade, Investitionen in zusätzliche Produktions- und Lagerkapazitäten sowie zusätzliche Anlagen zur Energieerzeugung oder Speicherung und für Energietransport und Anbindung. Flexibler Energiebezug ist nur wettbewerbsfähig umsetzbar, wenn er erlaubt, diese Zusatzkosten durch Einsparungen zu kompensieren.
- 3. Lastflexibilisierung in der Industrie kann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten. Gleichzeitig sollten die Möglichkeiten realistisch eingeschätzt werden und Industrieflexibilitäten im Kontext mit anderen Optionen bewertet werden.** Dazu zählen steuerbare Erzeuger, Speichertechnologien, überregionaler Ausgleich über die Übertragungsnetze und diverse flexible Verbraucher.
- 4. Hybride Energieversorgung ist eine Schlüsseltechnik, welche die Flexibilität steigert und gleichzeitig die Transformation ermöglicht. Technologien sind in vielen Branchen für den breiten Einsatz verfügbar.** Im ersten Schritt sollten elektrische Dampferzeuger existierende erdgasbefeuerte Anlagen ergänzen. In der Stahlherstellung können die im Aufbau befindlichen Direktreduktionsanlagen Wasserstoff und Erdgas flexibel nutzen. Langfristig leisten hybride Systeme aus Wasserstoff und Strom einen effizienten Beitrag zum Energiesystem. Bei vielen Hochtemperaturprozessen der Metall- und Mineralindustrien sind zunächst Technologieentwicklung und Demonstration nötig.
- 5. Der aktuelle regulatorische Rahmen hemmt die Flexibilisierung. Die Stromnetz-entgelte sollten an den Anforderungen eines durch Windenergie und PV bestimmten Energiesystems ausgerichtet werden.** Die bisherigen Regelungen zu den Netzentgelten setzen Anreize für möglichst hohe Volllaststunden und einen kontinuierlichen Strombezug. Die Belastungssituation im Netz spiegelt sich nicht in den Entgelten wider. Zukünftig sollten Netzentgelte einen flexiblen netz- und systemdienlichen Strombezug anreizen. Kapazitätsentgelte in Kombination mit dynamischen zeitvariablen Netzentgelten können einen geeigneten Anreiz bieten.
- 6. Eine Erschließung des Flexibilitätspotentials in der Industrie verlangt eine klare Strategie der Politik und Investitionen der Wirtschaft. Eine Strategie zur Steigerung der Energieflexibilität sollte Synergien mit anderen Politikfeldern erschließen.** Dazu zählen die Transformation zur klimaneutralen Produktion, die Resilienz der Energieversorgung oder die Absicherung gegen Preisschwankungen.

1 Executive Summary

1.1 Zielsetzung und Vorgehen

Das zukünftige Stromsystem wird durch fluktuierende, erneuerbare Stromerzeugung sowie durch einen hohen Grad von Sektorkopplung geprägt sein. Die wetterbedingt schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien stellt den stündlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage zunehmend vor Herausforderungen und erhöht den Bedarf an Flexibilitäten massiv. Gleichzeitig befindet sich auch der Industriesektor in einer Transformation hin zur klimafreundlichen Produktion, welche mit einer grundlegenden Umstellung des Energiebezugs sowie einem umfassenden Umbau des Anlagenparks verbunden ist. Sekundärenergieträger wie grüner Strom und Wasserstoff werden dabei eine zentrale Rolle spielen. Die Industrie hat aufgrund des hohen Energiebedarfs ein großes Potential über Lastflexibilisierung zur Integration erneuerbarer Energien beizutragen. Aktuell gibt es nur vereinzelt Unternehmen, die bereits einen flexiblen Strombezug nutzen, um so Kosten zu senken.

Vor diesem Hintergrund ist das **Ziel der Studie, die technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Möglichkeiten und Hemmnisse einer stärkeren Flexibilisierung der Energieverwendung im Industriesektor qualitativ und quantitativ zu untersuchen.**

Methodisch kombiniert die Studie eine umfassende Energiesystemanalyse mit Fallstudien zu einzelnen typisierten Unternehmen bzw. Anwendungsfällen. Die **Systemanalyse** bietet den Blick auf das gesamte Energiesystem und erlaubt, den möglichen Beitrag von Energieflexibilität des Industriesektors einzuordnen. Dabei wird sowohl das klimaneutrale Zielsystem betrachtet als auch der Transformationspfad dorthin. **Fallstudien** zu typisierten Prozessketten und Anlagenparks ergänzen die Systemsicht um eine Unternehmensperspektive, die auf der einen Seite technische Herausforderungen mit höherer Detaillierung beleuchtet, und auf der anderen Seite eine ökonomische Bewertung aus Sicht der Unternehmen erlaubt. Über die Einbindung von Industrieunternehmen im Rahmen der ausgewählten und möglichst repräsentativen Fallstudien aus unterschiedlichen Branchen wird eine hohe Praxisnähe der Lösungsansätze sichergestellt. Auf dieser Grundlage werden wichtige **Elemente des regulatorischen Rahmens** eingeordnet und **Empfehlungen** zur Weiterentwicklung abgeleitet.

Während frühere Studien sich vor allem auf die Quantifizierung und Bewertung des Potentials durch eine Flexibilisierung bestehender Produktionsprozesse konzentriert haben, nimmt diese Studie einen vorausschauenden Blick ein, der sich stärker auf das zukünftige klimaneutrale Industrie- und Energiesystem richtet. Dabei haben die erwartete Elektrifizierung sowie der Umstieg auf Wasserstoff eine besondere Bedeutung und stehen im Fokus der Analysen.

1.2 Die Rolle von Industrieflexibilität im Energiesystem

Für die systemische Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Industriesektor wird ein **Energiesystemmodell** eingesetzt, welches sämtliche Komponenten des europäischen Energiesystems mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abbildet. Das Modell erlaubt, die Wirkung von Industrieflexibilität auf das Energiesystem zu untersuchen sowie

die mögliche Rolle von Industrieflexibilität im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie steuerbaren Erzeugern, Speichertechnologien, überregionalem Ausgleich über die Übertragungsnetze und diversen flexiblen Verbrauchern zu bewerten.

Die Bewertung von Industrieflexibilität erfolgt innerhalb eines **auf erneuerbare Stromerzeugung ausgerichteten Energiesystems**, das anhand der folgenden Kenndaten beschrieben werden kann. Die installierte Leistung aus Wind und Photovoltaik (PV) folgt den Ausbauzielen der Bundesregierung (Bundesministerium der Justiz 2024) und beträgt im Jahr 2035 in der Modellierung etwa 517 GW im Vergleich zu etwa 150 GW im Jahr 2023. Durch eine starke Elektrifizierung der Nachfragesektoren verdoppelt sich die Stromnachfrage im Vergleich zu heute auf knapp 1.200 TWh im Jahr 2045. Auch der Ausbau von Elektrolysekapazitäten trägt dazu bei und beläuft sich auf 68 GW_{el} bis zum Jahr 2045. In Kombination mit einem großskaligen Ausbau von saisonalen Wasserstoffspeichern können die Elektrolyseure flexibel eingesetzt werden und tragen maßgeblich zur Integration der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bei. Eine Rückverstromung in Wasserstoffkraftwerken erhöht die Flexibilität im Energiesystem. Die installierten Kapazitäten der Wasserstoffkraftwerke sind mit über 69 GW substantiell, werden allerdings nur in wenigen Stunden im Winter genutzt, um Spitzenlasten zu versorgen. Der Ausbau der Stromnetze innerhalb Deutschlands sowie die Anbindung an das europäische System ist eine relevante weitere Flexibilitätsoption.

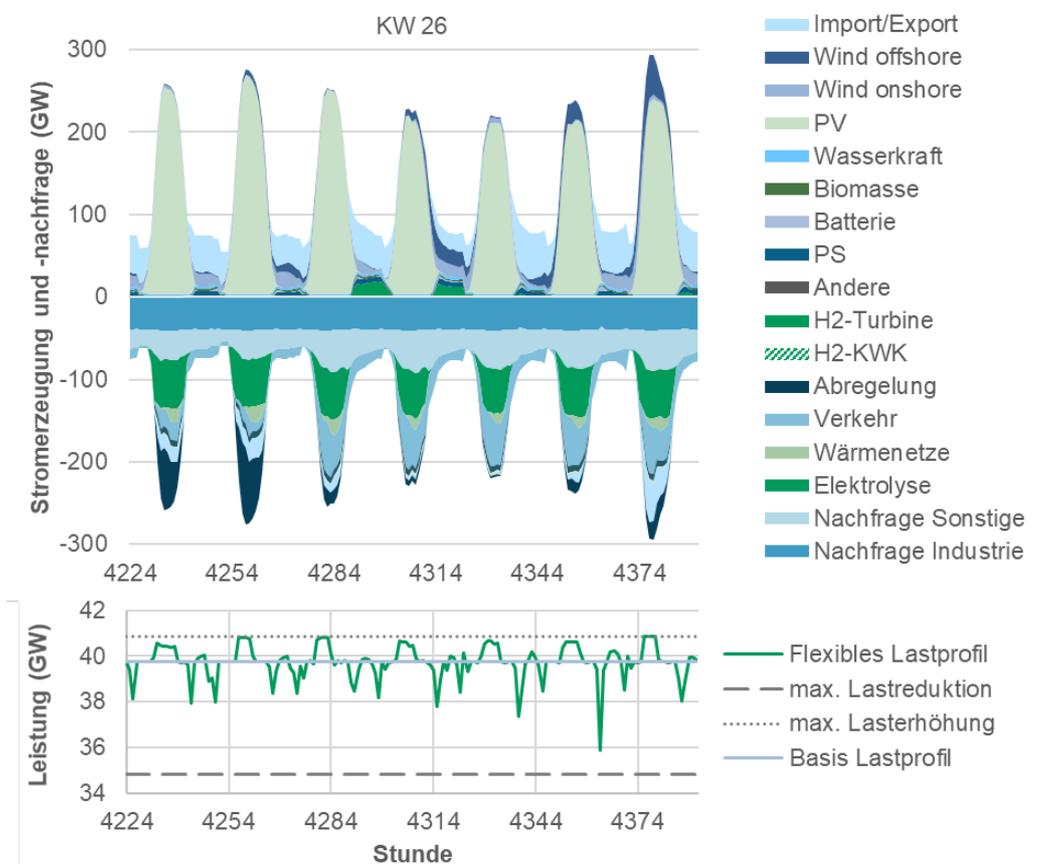


Abbildung 1: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und -nachfragetechnologien (oben) sowie der Verlauf der Lastverschiebung von flexiblen Industrieprozessen (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045

Für eine exemplarische Sommerwoche im Jahr 2045 zeigt Abbildung 1 sowohl Stromerzeugung wie auch Stromnachfrage in stündlicher Auflösung. Es wird deutlich, wie stark das Tagesprofil durch die Stromerzeugung aus PV bestimmt ist und wie in einem kostenoptimalen System große flexible Verbraucher wie die Wasserelektrolyse oder das Laden von Elektro-Pkw der solaren Einspeisung folgen.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein koordinierter Ausbau der erneuerbaren Energien und eine gleichzeitige Dekarbonisierung der Anwendungsbereiche mit einem Aufbau von **großskaligen Wasserstoffspeichern** einen effizienten Transformationspfad darstellen. In diesem kostenoptimalen idealtypischen Ausbaupfad steht den Unternehmen langfristig genügend Wasserstoff aus dem zentralen System zur Verfügung, sodass die dezentrale Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff am Industriestandort keine Rolle spielt. Als Strategie zur Risikominimierung kann der Aufbau von dezentralen Speichern für Wasserstoff dennoch sinnvoll sein.

Die Systemmodellierung bewertet und analysiert auf dieser Grundlage drei zentrale Flexibilitätsoptionen des Industriesektors und ihren Beitrag zum Gesamtsystem:

1. Flexibilisierung von bestehenden Produktionsprozessen: Auf Grundlage der Literatur wird ein aggregiertes Potential für Lastreduktion von 4,9 GW und für Lasterhöhung von 1,1 GW angenommen, welche genutzt werden können, um Lasten um bis zu 4 Stunden zu verschieben. Abbildung 1 zeigt, wie die Systemoptimierung das zeitliche Verschiebepotential der Industrie nutzt. Der Einsatz flexibler Lasten folgt dem erneuerbaren Stromangebot. In einer typischen Sommerwoche lässt sich beobachten, dass das Lastprofil einem ausgeprägten Tagesprofil folgt. Zur Mittagszeit, wenn die PV-Einspeisung ihren Höhepunkt erreicht, wird die flexible Lasterhöhung genutzt. In den Abend- und Morgenstunden, wenn die Windverfügbarkeit gering ist und die PV-Einspeisung versiegt, wird die Lastverringerng aktiviert. So kann die flexible Industrielast eine unterstützende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen. Gleichzeitig ist das identifizierte Potential für Lasterhöhungen und -minderungen in der Industrie klein, verglichen mit der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung und alternativen flexiblen Nachfragen wie Elektrolyseuren, elektrischen Personenkraftwagen (Pkw) oder dem Lastausgleich über das europäische Stromnetz.

2. Flexibilisierung der Dampfbereitstellung durch hybride Anlagen: Mit gut 200 TWh entfällt etwa ein Viertel der industriellen Energienachfrage auf die Dampferzeugung, welche aktuell vorwiegend erdgasbefeuert bereitgestellt wird. Die Ergebnisse zeigen, dass Wärmepumpen aufgrund von Effizienzvorteilen eine wichtige Rolle im klimaneutralen System spielen sollten. Gleichzeitig sollte ihr Betrieb in der Übergangszeit möglichst flexibel sein, was durch flexible hybride Systeme ermöglicht wird, indem Wärmepumpen gasbefeuerte KWK-Anlagen oder Kessel ergänzen. Langfristig spielen KWK-Anlagen eine geringere Rolle. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2045 eine gewisse Rolle für wasserstoffbefeuerte Dampferzeugung. Diese wird vornehmlich in Winterstunden mit geringer Windeinspeisung genutzt, wenn Wasserstoffkraftwerke den Strompreis setzen. Dieses Muster wird in Abbildung 2 illustriert, die den stündlich aufgelösten Einsatz von Technologien zur Dampferzeugung beispielhaft im Temperaturbereich 100–200 °C für das gesamte Jahr 2035 im kostenoptimalen System zeigt.

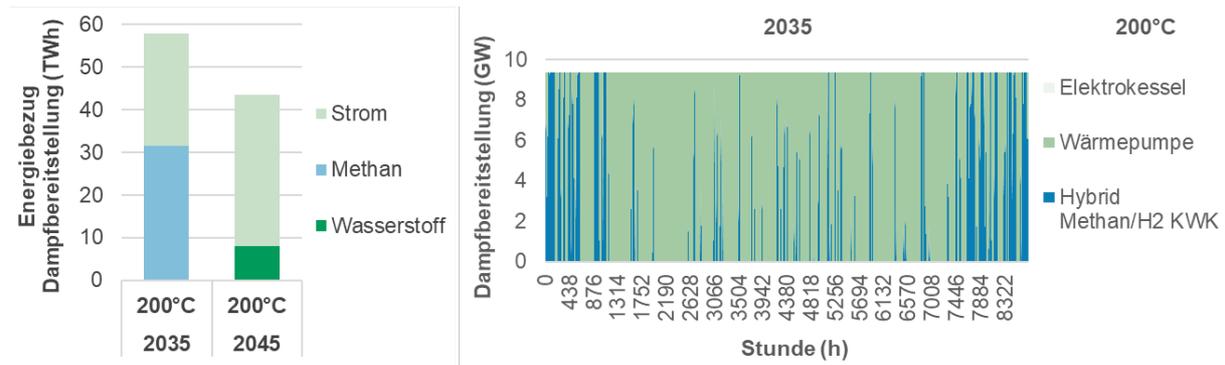


Abbildung 2: Energiebezug und stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf dem Temperaturniveau 100/200 °C in der Systemkostenminimierung für Deutschland

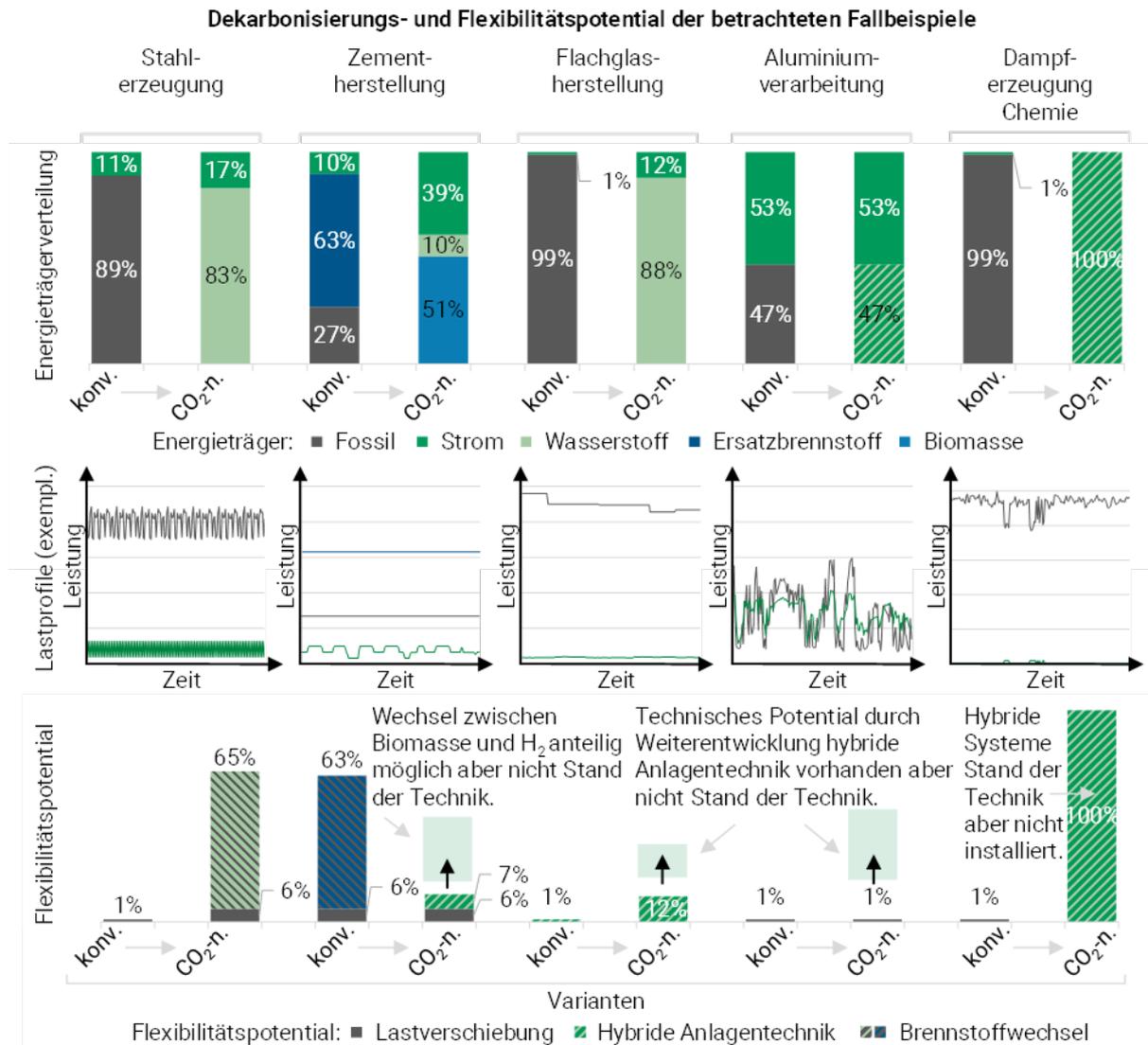
3. Flexibilisierung der Stahlerzeugung durch hybride Anlagen: Der Wechsel von der Hochofenroute zu Direktreduktionsanlagen bringt weitere Optionen zur Flexibilisierung mit sich, da Direktreduktionsanlagen flexibel Erdgas und Wasserstoff nutzen können. Die Ergebnisse der Systemmodellierung zeigen, dass in der Übergangszeit eine Mischung aus Wasserstoff und Erdgas kostenoptimal ist. Dabei wird ein stark saisonales Einsatzprofil genutzt: Erdgas wird im Winter genutzt und Wasserstoff im Sommer, wenn Strompreise aufgrund von hoher PV-Einspeisung und geringeren Residuallasten niedriger sind. Durch den flexiblen Einsatz von Wasserstoff kann der Bedarf an saisonalen Wasserstoffspeichern im System im Jahr 2035 substantziell um 23 % gesenkt werden. So kann der flexible Einsatz von Erdgas und Wasserstoff Resilienzen gegenüber Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Speichern schaffen.

1.3 Technische Herausforderungen von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen

Ein Großteil der betrachteten Prozesse wird gegenwärtig noch mit fossilen Energieträgern betrieben. Die **technischen Herausforderungen** für Industrieunternehmen in Bezug auf **Industrieflexibilität** sind daher vor allem auch **mit der Umstellung auf Technologien zur Dekarbonisierung verbunden**. Perspektivisch lassen sich die betrachteten Prozesse mit weiteren Forschungs- und Entwicklungsarbeiten CO₂-neutral betreiben, jedoch unterscheiden sich die technischen Möglichkeiten in Bezug auf den Einsatz von Strom als Energieträger, Wasserstoff und ggf. Biomasse (Abbildung 3). Industrielle Produktionsprozesse sind dabei ein **technisch und wirtschaftlich hoch optimiertes System**. Viele der Prozessschritte folgen direkt aufeinander (Bsp. Flachglasherstellung und Aluminiumverarbeitung) und bieten gegenwärtig **kein oder nur sehr geringes Potential zur Lastverschiebung oder -reduktion**. Dabei lassen sich viele der Prozesse nicht beliebig an- und abschalten, sondern sind durch eine **Prozessdauer von mehreren Stunden** mit einer **charakteristischen Lastkurve** gekennzeichnet.

Eine **Lastverschiebung** ist nur möglich, wenn einzelne **Prozessschritte voneinander entkoppelt** und Materialzwischenlager vorhanden sind, wie bspw. in der **Stahlerstellung** zwischen der Herstellung und Verarbeitung von Halbzeugen oder der **Zementindustrie** zwischen den Mahl- und Brennprozessen. Da eine vollständige Elektrifizierung vieler Prozessketten wie bspw. der Primärstahlerstellung nicht möglich ist, kann **weitere Flexibilität** dort nur **indirekt durch Wasserstoffelektrolyse und Speicherung** bereitgestellt werden. Darüber hinaus ist ein **Brennstoffwechsel von Erdgas zu Wasserstoff** im Direktreduktionsprozess perspektivisch möglich. In der Zementherstellung kann in begrenztem

Umfang ein **Wechsel zwischen den Energieträgern** (u. a. Kohle, Ersatzbrennstoff, Biomasse und perspektivisch Wasserstoff) stattfinden.



Anmerkung: Fallbeispiele aus Abschnitt 6.1; konv. = konventionelle Prozesskette, CO₂-n. = CO₂-neutrale Prozesskette

Abbildung 3: Dekarbonisierungs- und Flexibilitätpotential der Fallbeispiele (eigene Darstellung)

Prozessketten, die durch den Lastgang einzelner energieintensiver kontinuierlicher Prozessschritte mit relativ **konstantem Lastprofil** determiniert werden (bspw. **Flachglasherstellung**), haben ein **sehr geringes Potential zur Lastverschiebung**. Hier bietet **hybride Anlagentechnik** Potential, zwischen den Energieträgern zu wechseln und die Flexibilität zu erhöhen. Auch für kontinuierliche Prozessketten, die durch ein **sehr volatiles Lastprofil** charakterisiert sind, aber aufgrund der engen Taktung nahezu kein Potential zur Lastverschiebung aufweisen (bspw. **Aluminiumverarbeitung**), bietet hybride Anlagentechnik Flexibilitätpotential insbesondere zur Verschiebung von Lastspitzen. In der **Dampferzeugung**, wie bspw. in der Chemieindustrie, ist dies bereits Stand der Technik. Diese Systeme werden aufgrund der Wirtschaftlichkeit jedoch primär mit Erdgas betrieben, wobei Möglichkeiten für eine vollständig **flexible Versorgung** durch unterschiedliche Energieträger

durch den **Einsatz von Power-to-Heat (PtH) Systemen** (bspw. Wärmepumpe, Elektrodenkessel), aber auch zukünftig von **Wasserstoff** als Energieträger existieren.

Die **Erweiterung der Flexibilität** einer Prozesskette geht dabei immer mit einer **Erhöhung der Komplexität** in der **Produktionsplanung** einher. Darüber hinaus ist ein Ausbau der **Energieinfrastruktur** (Stromnetzanschluss, Wasserstoffinfrastruktur, Elektrolyseure und Speicher) notwendig. Insbesondere bei der **Strominfrastruktur** spielt dies eine wichtige Rolle. Zudem besteht die **Herausforderung**, die notwendigen **Technologien weiterzuentwickeln und Anwendungsfelder zu erweitern**, da eine elektrische Beheizung, hybride Systeme, aber auch der Einsatz von Wasserstoff für viele Prozesse noch nicht Stand der Technik sind.

1.4 Betriebswirtschaftliche Bewertung von Industrieflexibilität anhand von Fallbeispielen

Grundlage für die betriebswirtschaftliche Bewertung flexibler Produktionsprozesse ist die zeitliche Variabilität der Energieträgerpreise, insbesondere bei Strom. Für Erdgas und Wasserstoff wird aufgrund der besseren Speicherfähigkeit eine geringere Preisvariabilität erwartet. Die Variabilität der erneuerbaren Stromerzeugung kann zukünftig sowohl saisonal als auch tageszeitlich zu größeren Preisunterschieden führen. Flexible Produktionsprozesse können diese Unterschiede wirtschaftlich nutzen. Die in den Analysen zugrunde gelegten **Preisannahmen basieren auf einem optimierten Gesamtsystem**, das die tatsächliche Preisbildung nur eingeschränkt abbildet. Besonders bei Energieknappheiten und dominierenden Marktakteuren können größere Preisaufschläge und somit größere zeitliche Preisunterschiede auftreten. Die Bereitstellung von Flexibilität durch Industrieunternehmen kann dann profitabler sein als in den hier angestellten Analysen.

Die **betriebswirtschaftliche Betrachtung der Fallbeispiele** (siehe Abbildung 4) zeigt, dass langfristig die dekarbonisierten Varianten unter den getroffenen Annahmen die niedrigsten Gesamtkosten besitzen. Dies ist insbesondere auf die hohen Kosten für die CO₂-Emissionen zurückzuführen. Mittelfristig können die elektrifizierte und dekarbonisierte Variante zwar auch Einsparungen bei Emissionskosten erzielen, diese kompensieren oft aber noch nicht die höheren Ausgaben für alternative Energieträger wie Strom oder Wasserstoff. **Flexible Betriebsprozesse** sind mit zusätzlichen Kosten verbunden, die durch günstigeren Energiebezug kompensiert werden müssen. Diese Kosten umfassen höhere Wartungs- und Betriebskosten, geringere Wirkungsgrade, zusätzliche Verluste und Investitionen in erweiterte Produktions- und Lagerkapazitäten sowie Infrastrukturen.

Eine Flexibilisierung der Prozessroute kann bei den betrachteten Industrien zu unterschiedlichen Kosteneinsparungen führen. Diese liegen für die meisten Fallbeispiele inklusive potenzieller Erlöse auf dem Flexibilitätsmarkt zwischen 0,3 und 2,5 % gegenüber den Produktionskosten der unflexiblen Variante für das Jahr 2035 und 0,1 bis 4 % für 2045. Sehr hohe Einsparungen sind hingegen bei der Dampfbereitstellung mit bis zu 43 % im Jahr 2045 möglich, da hier die Energieträgerkosten häufig einen Großteil der Gesamtkosten ausmachen. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich hierbei nur um einen Teilprozess handelt und dieser daher bzgl. seiner Werte nicht direkt mit den anderen Fallbeispielen verglichen werden kann. Sollte bei einem der betrachteten Fallbeispiele eine strombasierte Wasserstoffproduktion vor Ort erfolgen, so würde die Auswirkung einer Flexibilisierung größer sein.

Im Allgemeinen bestehen beim Wasserstoffeinsatz Unsicherheiten in Verfügbarkeit und Preis, weshalb ein hybrider Einsatz von Erdgas, Wasserstoff und Strom als Absicherung dienen kann. Die Wasserstoffkosten hängen von der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Nachfrageentwicklung ab. Ein hybrider Energieträgereinsatz ermöglicht eine flexiblere Transformationsphase, indem die Wasserstoffverwendung an Verfügbarkeit und Kosten angepasst werden kann. Dies erfordert parallele Investitionen in Anlagen und Infrastruktur für Strom und Wasserstoff, ohne bestehende Infrastruktur stillzulegen. Eine vollständige Umstellung kann bei ausreichender Verfügbarkeit erfolgen. Prozesse, die keinen hybriden Einsatz erlauben, müssen hingegen direkt vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden.

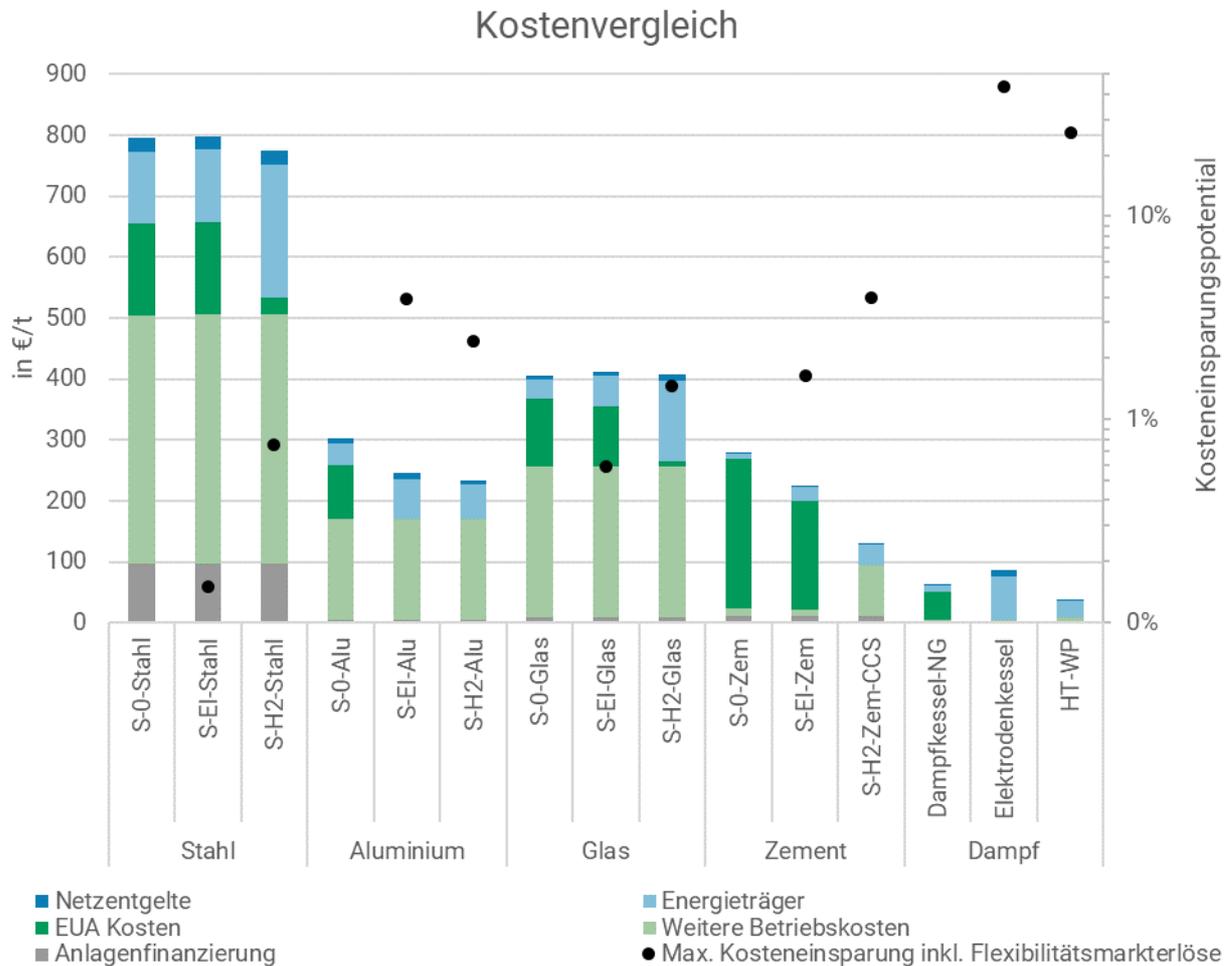


Abbildung 4: Kostenvergleich des Referenzfalls „S-0“ mit der elektrifizierten („S-EL, Elektrodenkessel, HT-WP“) und der dekarbonisierten („S-H2“) Variante ohne Flexibilisierung und Indikation von Kosteneinsparungspotentialen durch Flexibilisierung für das Jahr 2045 (Punkte bei den elektrifizierten und dekarbonisierten Varianten; Sekundärachse), (CCS: Carbon Capture and Storage, EUA: EU-Allowances für CO₂-Emissionen).

1.5 Empfehlungen zur Regulatorik

Aus den durchgeführten Analysen lassen sich Empfehlungen für eine stärkere Flexibilisierung von industriellen Prozessen ableiten: Es gibt technische Potentiale, um die Energieflexibilität in der Industrie zu erhöhen, diese sind jedoch immer mit zusätzlichen Investitionen bzw. Kosten verbunden. Energieflexibilität im Industriesektor steht mit anderen Flexi-

bilitätsoptionen, wie z. B. zentralen Wasserstoffspeichern, in Konkurrenz und benötigt Investitionen, um großskalig gehoben zu werden. Das heutige sehr optimierte Produktionssystem weist eine hohe Auslastung auf, die Voraussetzung für eine wettbewerbsfähige Produktion ist und wenig Spielraum für Lastverschiebung zulässt. Die Analysen zeigen, dass durch flexiblere Produktionsprozesse deutliche Kosteneinsparungen beim Energiebezug möglich sind. Bei vielen dezentralen Flexibilitätsoptionen ist jedoch ungewiss, wie wirtschaftlich attraktiv diese aufgrund zusätzlicher Kosten an anderer Stelle sein werden. Entsprechend sollte eine Strategie zur Steigerung der Energieflexibilität in Industrieunternehmen insbesondere diese Kosten sowie weitere Vorteile und Synergien in den Blick nehmen. Dazu gehört eine resilientere Energieversorgung oder die Absicherung gegen Preisschwankungen durch den Einsatz von hybriden Systemen.

Ein zukünftiges, durch PV- und Windenergie dominiertes Energiesystem wird zunehmend vorteilhaft für flexible Verbraucher sein. Industrielle Abnehmer müssen sich auf diese neuen Anforderungen einstellen, durch Flexibilisierung bestehender Prozesse, aber vor allem durch den Einstieg in die flexible hybride Energieversorgung. In den meisten Fällen heißt dies, dass bereits in Betrieb befindliche Erdgaskessel oder KWK-Anlagen durch elektrische Kessel oder Wärmepumpen ergänzt werden. Wenngleich die Systemmodellierung die kosteneffiziente Rolle dieser Systeme zeigt, so bremst der aktuelle regulatorische Rahmen ihren Aufbau sowie Betrieb. Entsprechende **regulatorische Hemmnisse** sollten abgebaut werden.

Besonders zu nennen ist die Struktur der **Stromnetzentgelte**, welche in großen Teilen starke Anreize für einen unflexiblen Betrieb setzen, indem sie hohe jährliche Auslastungen begünstigen. Hauptursache dafür sind die Leistungspreise bei den Netzentgelten, die bei kurzzeitigen höheren Leistungsspitzen zu deutlich höheren Netzentgelten führen können. Stattdessen sollten sie so reformiert werden, dass sie den Anforderungen an ein zukünftiges erneuerbar versorgtes Energiesystem entsprechen. Die Netzentgelte berücksichtigen bisher die tatsächliche Netzsituation und Netzbelastung nur sehr pauschaliert. So können hohe Netzentgelte anfallen, obwohl die Netzbelastung z. B. aufgrund einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch zusätzliche Nachfrage reduziert werden könnte. Der Betrieb eines elektrischen Dampfkessels ist bei den aktuellen Netzentgelten im Falle von niedrigen Benutzungsstunden selbst dann teurer als der Betrieb eines Erdgaskessels, wenn der Börsenstrompreis bei null Euro liegt. Dies ist zunehmend in Zeiten hoher PV-Einspeisung und niedriger Last der Fall. Die Netzentgelte, die sich dann auf Basis des Arbeitspreises ergeben, liegen bei vielen Netzbetreibern mit knapp 5 Cent/kWh bereits deutlich über den Erdgaspreisen.

Die bestehenden Privilegierungsregeln bei den Netzentgelten können die Kosten durch die Netzentgelte deutlich senken. Die Privilegierungsregeln gelten jedoch nicht für einzelne Anlagen, sondern immer jeweils für den gesamten Netzanschluss. Dies ist insbesondere bei Standorten mit Eigenerzeugung kritisch, da diese ihren Netzanschluss in der Regel nur gering auslasten. Bei der **atypischen Netznutzung** wirkt sich ein höherer Leistungsbezug außerhalb vorab definierter Hochlastzeitfenster nicht auf die Netzentgelte aus und schafft damit eine wichtige Voraussetzung für mehr Flexibilitätseinsatz. Dabei wird aber die Erzeugungssituation nur pauschalisiert berücksichtigt. Die Höhe der Netzentgelte sollte sich zukünftig stärker an der tatsächlichen Netzbelastung mit Berücksichtigung der Erzeugungssituation ausrichten. Kapazitätsentgelte sowie zeitvariable Netzentgelte könnten hier ein wichtiger Schritt sein, um mehr Flexibilität bei der Stromnachfrage zu bekommen.

Ein weiteres zentrales Hemmnis für Flexibilität stellen die Regelungen zur Netzentgeltprivilegierung durch **intensive Netznutzung** dar, weil diese Privilegierung eine hohe Nutzungsdauer des Netzanschlusses als Voraussetzung hat.¹ Für Standorte, die diese Privilegierung in Anspruch nehmen, sind dann zwar zusätzliche spezifische Regelungen geschaffen worden, damit die Privilegierung nicht durch den Einsatz von Flexibilität gefährdet wird. Der Anreiz aus dieser Privilegierung wirkt aber weiterhin einer Flexibilisierung entgegen.

Eine **netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen** wird im Niederspannungsbereich für Wärmepumpen, Elektro-Pkws, Speicher und Kühlgeräte im Zusammenhang mit dem § 14a EnWG entwickelt. Auf den höheren Netzebenen soll das Konzept „Nutzen statt Abregeln“ angewendet werden, um Netzüberlastungen aufgrund von hohen Einspeisemengen erneuerbarer Energien zu vermeiden. Würden in diesem Fall an bestehenden Netzanschlusspunkten und bei bestehenden Kapazitäten keine zusätzlichen Netzentgelte anfallen, würde dies eine kostengünstige Möglichkeit darstellen, um mehr Industrieflexibilitäten zu erschließen. Eine mögliche Flexibilität, die sich hierfür eignen würde, könnten elektrische Dampferzeuger sein, die vergleichsweise geringe Investitionen benötigen und sich dadurch zügig in den kommenden Jahren in der Breite einsetzen lassen könnten.

Die Untersuchung zeigt auch, dass die direkte Einbindung von Industrieflexibilität in den **Regelleistungsmarkt** eine sinnvolle Maßnahme sein kann, um durch zusätzliche Erlöse die Wirtschaftlichkeit von flexiblen Produktionsverfahren zu verbessern.

Bestehende und zukünftige Instrumente, welche die Dekarbonisierung der Industrie fördern, sollten mögliche Anreize für einen flexiblen Produktionsprozess und Anlagenbetrieb weiter erhalten. Preisdämpfende oder preiskompensierende Maßnahmen sollten möglichst nicht pauschal gelten (z. B. Festlegung eines spezifischen Industriestrompreises, Ausgestaltung von Klimaschutzverträgen), da dies Anreize für eine effiziente Systemintegration reduziert. Die Festlegung eines möglichen Referenzpreises oder explizite Flexibilitätsanreize bzw. Flexibilitätsanforderungen und -programme sind mögliche Ausgestaltungsoptionen, um die Deckelung der Kosten für Industrieunternehmen zu realisieren und gleichzeitig Anreize für einen flexiblen Produktionsprozess zu erhalten.

Für eine Flexibilisierung der Industrie ist eine schnelle Anpassung der **Energieinfrastruktur** notwendig. Damit verbundene Verfahren zum Netzausbau und zum Netzanschluss sollten dies berücksichtigen und auch eine aktive Einbindung in den Energiemarkt und in Systemdienstleistungen vorsehen. Technologische Anforderungen, z. B. bei der Präqualifikation von Anlagen für den Regelleistungsmarkt, sollten Industrieflexibilität mitberücksichtigen.

¹ Siehe „Bandlastprivilegierung“ nach § 19 Abs. 2 StromNEV.

2 Einleitung

2.1 Kontext und Fragestellung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung verlangen eine grundlegende Transformation sowohl des Energiesystems als auch der Energieversorgung und -nutzung im Industriesektor. Das Energiesystem entwickelt sich von einem System mit großen zentralen Kraftwerken, die möglichst in Grundlast betrieben werden, hin zu einem flexibleren und dezentralen System, das vorwiegend über erneuerbare Energiequellen wie Wind- und Solarenergie versorgt wird. Die Integration der Sektoren nimmt stark zu und die Rolle der Energienachfrage nimmt an Bedeutung zu, z. B. um Energieflexibilität bereitzustellen. Die Transformation der Industrie hin zur CO₂-neutralen Produktion verlangt eine grundlegende Umstellung der Energieversorgung, bei der in Zukunft klimaneutraler Strom und Wasserstoff die zentralen Energieträger für die Bereitstellung von Prozesswärme sein werden. In vielen Branchen wird diese Transformation mit einer umfangreichen Modernisierung des Anlagenparks einhergehen. Wenngleich die Industrie bereits heute am Strommarkt teilnimmt und dort kurzfristige Flexibilitäten bereitstellt, so ist dies noch auf wenige Prozesse und insgesamt einen eher geringen Umfang begrenzt. Die Elektrifizierung und damit verbundene Modernisierung der Grundstoff-, aber auch der verarbeitenden Industrie ist ein Möglichkeitsfenster, das große Potential des Industriesektors zur Bereitstellung von Energieflexibilität stärker auszuschöpfen. Dabei gibt es eine Vielzahl technischer Optionen, von der flexiblen Auslegung neuer Prozesse über den Aufbau hybrid versorgter Systeme und die gezielte Einbindung von Energiespeichern. Hiervon kann potenziell nicht nur das Energiesystem profitieren, indem die Integration von erneuerbaren Energien zu niedrigeren Kosten möglich ist, sondern auch die Industrieunternehmen, indem Energiekosten gesenkt werden und Versorgungssicherheit erhöht wird. Um diese Potentiale zu erschließen, ist eine umfassende Revision des regulatorischen Rahmens notwendig. Gleichzeitig braucht die Politik mehr Informationen zu den technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der unterschiedlichen Branchen und zu einer sinnvollen Rolle von gesteigerter Energieflexibilität im Industriesektor.

Aufbauend auf dieser Problemstellung verfolgt das Vorhaben das **Ziel, die technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Möglichkeiten und Hemmnisse einer stärkeren Flexibilisierung der Energieverwendung im Industriesektor qualitativ und quantitativ zu untersuchen**. Das Vorhaben orientiert sich an der zentralen Fragestellung, welche Energieflexibilität der Industriesektor in einem zukünftigen dekarbonisierten Energiesystem bereitstellen kann und aus systemischer Sicht sollte. Aufbauend auf den Ergebnissen werden Lösungsansätze für die regulatorische Umsetzung erarbeitet. Die Analyse konzentriert sich dabei auf die energieintensiven Branchen.

2.2 Definition von Industrieflexibilität

Industrieunternehmen haben verschiedene Möglichkeiten, Flexibilität im Energiesystem bereitzustellen bzw. flexibel auf Energiepreise zu reagieren und Energienachfrage zeitlich zu verschieben. Für die weiteren Analysen in dieser Studie werden dabei drei grundlegende Gruppen von Flexibilitätsoptionen für Industrieunternehmen unterschieden, welche in dieser Studie kurz als „Industrieflexibilitäten“ bezeichnet werden:

1. Flexibilisierung der Produktionsprozesse, Beispiele:

- **Diskontinuierliche Prozessschritte:** bspw. Holzstoffherstellung in der Papierindustrie als Batch-Prozess mit Lager für den Holzstoff
- **Kontinuierliche Prozesse:** bspw. Chlor-Alkali Elektrolyse

2. Flexibilisierung durch dezentrale Systemkomponenten:

- **Wasserstoffherzeugung:** bspw. Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse in Verbindung mit Speichern lokal am Verbrauchsstandort
- **Energiespeicher:** bspw. Stromspeicher, Wärmespeicher wie auch Wasserstoffspeicher

3. Hybride Energieversorgung:

- **Hybride Dampf- und Warmwasserherzeugung:** bspw. während des Übergangs Betrieb einer Wärmepumpe oder eines Elektrodenkessels in Ergänzung einer bestehenden gasbefeuerten KWK-Anlage. Langfristig hybride Strom- und Wasserstoffsysteme
- **Hybride Industrieöfen (Thermoprozesse):** bspw. während des Übergangs durch flexible Teilelektrifizierung wie Vorwärmung bei Klinkeröfen oder in Glaswannen die fossile Beheizung ergänzen, langfristig hybride strom- und wasserstoffbeheizte Anlagen
- **Stahlherstellung:** Umstellung der Stahlherstellung auf das gasbasierte Verfahren der Direktreduktion als zentrale Strategie der Industrietransformation; in der Übergangszeit können Direktreduktionsanlagen Erdgas und Wasserstoff relativ flexibel nutzen, während sie langfristig vollständig klimaneutralen Wasserstoff nutzen sollten

Eine Gruppe beschäftigt sich mit der Verschiebung von Lasten durch das Ausnutzen von Flexibilitäten im Produktionsprozess. Diese Flexibilitätsoptionen setzen Überkapazitäten einzelner Anlagen oder Teilprozesse voraus. In einer zweiten Gruppe können Industrieunternehmen Komponenten des Energiesystems am Standort umsetzen, wie z. B. die dezentrale Erzeugung von Wasserstoff oder Energiespeicher. Diese stehen immer in Konkurrenz mit zentralen Anlagen im Energiesystem. Die dritte Gruppe nutzt eine hybride Energieversorgung, um sich zu einem gewissen Grad vor Preisschwankungen eines Energieträgers zu schützen. Der Hybridbetrieb eines fossilen Energieträgers wie Erdgas im Zusammenspiel mit emissionsarmem Wasserstoff kann dabei entscheidend zum erfolgreichen Hochlauf emissionsarmer Technologien im Transformationsprozess beitragen.

Im besonderen Fokus stehen in dieser Studie die unterschiedlichen Flexibilisierungsmöglichkeiten durch einen flexibleren Prozessablauf sowie die Kombination mit Speichern für Energie bzw. hergestellte Produkte. Bei einer hohen Auslastung von Produktionskapazitäten ist ein flexiblerer Betrieb meist nur möglich, wenn zusätzliche Produktionskapazitäten verfügbar sind bzw. geschaffen werden oder Speicher zur Zwischenspeicherung zum Einsatz kommen (siehe Abbildung 5 a)). Bei Prozessen mit mittlerer Auslastung (siehe Abbildung 5 b)) ist hingegen eine Flexibilisierung durch eine zeitliche Verschiebung der Produktionszeiten möglich. In beiden Fällen kann auf Zeiten hoher Energieträgerpreise, wie z. B. die Stromkosten, reagiert werden.

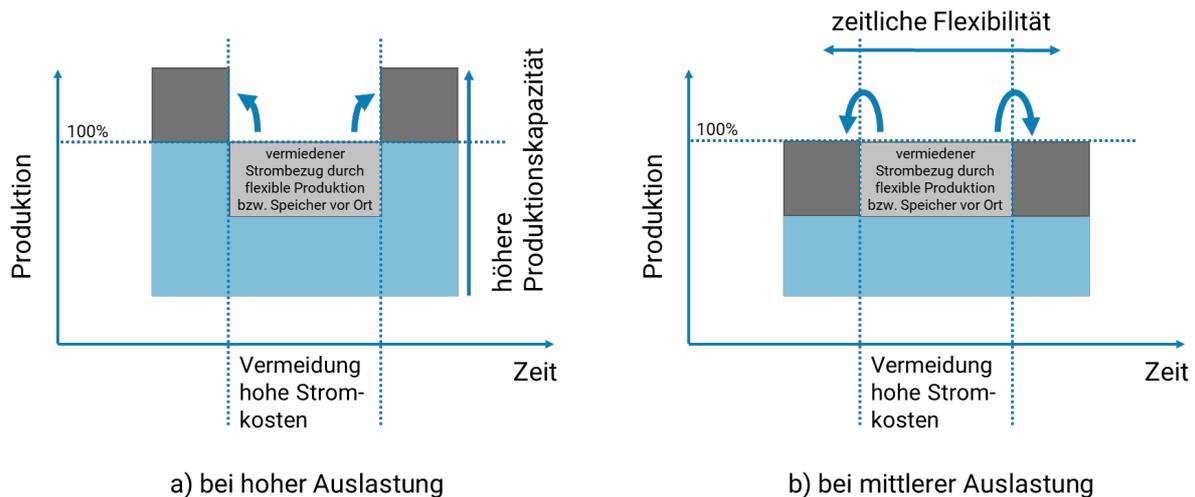


Abbildung 5: Änderung der Produktionskapazitäten bzw. der Speichermöglichkeiten bei flexiblerer Produktionsweise zur Vermeidung von hohen Stromkosten im Fall mit a) hoher Auslastung und b) mittlerer Auslastung

Aus Unternehmenssicht ist eine flexiblere Prozessführung besonders interessant zur Optimierung der eigenen Prozessführung, um beispielsweise bestehende teurere Anlagen zulasten günstigerer Prozessschritte besser auszulasten oder auch durch Abwärmenutzung die Effizienz zu steigern. Darüber hinaus erlaubt ein flexibler Prozess aktiv auf Zeiten hoher Energieträgerpreise am Energiemarkt, wie dem Day-Ahead- oder Intraday-Markt für den Strom, zu reagieren und eine Beschaffung zu möglichst günstigen Zeiten durchführen zu können. Im Rahmen kurzfristiger Interventionen erlauben Flexibilitäten im Produktionsprozess zudem die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt, um zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften, wie beispielsweise am Regelleistungsmarkt für Strom.

Bewusste Interventionen der Verbraucher, freiwillig ihren Energieverbrauch in Spitzenzeiten kurzfristig zu senken, fallen in den Bereich von Demand-Response (DR)-Maßnahmen. Diese zielen darauf ab, Endverbraucher stärker an der Preisgestaltung zu beteiligen und die Nachfrage besser an das verfügbare Angebot anzupassen. Neben der Verlagerung von Spitzenlasten zählen hierzu aber auch Reduzierungen der Nachfrage durch Energieeffizienzmaßnahmen oder Selbsterzeugung, wenn sie von der Echtzeitpreisbildung betroffen sind (IEA 2003). DR kann dabei zur Systemstabilität und zur besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen. Von Demand-Side-Management (DSM) wird in dieser Studie gesprochen, wenn Systemdienstleistungen im Rahmen einer vertraglichen Dienstleistung vorgenommen werden. Diese können im Gegensatz der DR-Maßnahmen sowohl kurzfristig als auch langfristig erfolgen.

2.3 Vorgehen und Methode

Methodisch kombiniert die Studie eine umfassende Energiesystemanalyse mit Fallbeispielen zu einzelnen Unternehmen bzw. Anwendungsfällen (siehe Abbildung 6). Ausgangspunkt sind existierende Studien zum Thema Energieflexibilität der Industrie, die zum **Stand der Forschung** zusammengetragen sind. Auf Basis einer Literaturrecherche werden der mögliche Beitrag von Energieflexibilität in der Industrie sowie marktliche und regulatorische Rahmenbedingungen dafür analysiert und zusammengefasst. Ziel ist es, Möglichkeiten und Hemmnisse für Industrieflexibilität zunächst qualitativ zu untersuchen. Ergänzend dazu erfolgt eine detaillierte **branchenspezifische Analyse** zu den technischen Potentialen für Industrieflexibilität in zwölf Industrieprozessketten.

Die **Systemanalyse** bietet den Blick auf das gesamte Energiesystem und erlaubt, den möglichen Beitrag von Energieflexibilität des Industriesektors im Kontext weiterer Flexibilitätsoptionen wie Ausbau von Energiespeichern, Systemintegration oder flexible Verbraucher in anderen Sektoren einzuordnen. Dabei wird sowohl das klimaneutrale Zielsystem betrachtet als auch die Zwischenschritte in der Transformation.

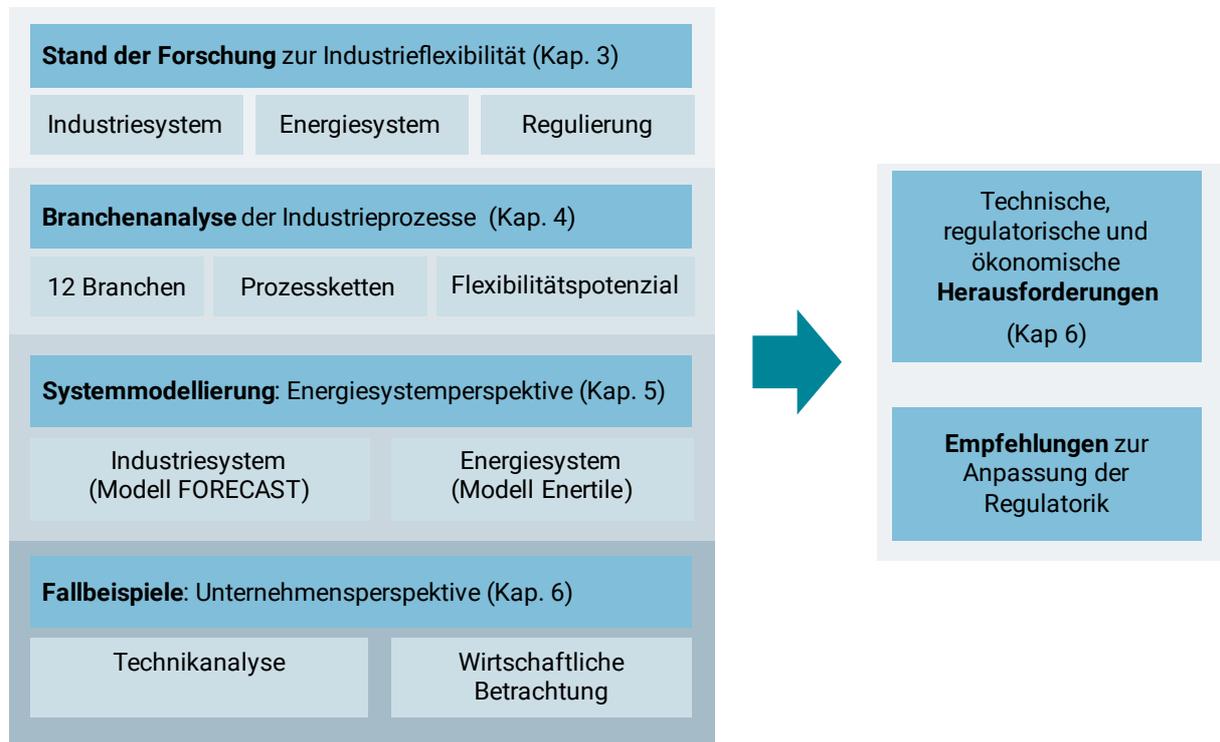


Abbildung 6: Überblick der inhaltlichen Schwerpunkte

Fallbeispiele zu einzelnen Prozessketten und Anlagenparks (fiktiver) Unternehmen ergänzen die Systemsicht um eine Unternehmensperspektive, die auf der einen Seite technische Herausforderungen mit höherer Detaillierung beleuchtet und auf der anderen Seite eine ökonomische Bewertung aus Sicht der Unternehmen erlaubt. Über die Einbindung von Industrieunternehmen im Rahmen der fünf ausgewählten und möglichst repräsentativen Fallstudien aus unterschiedlichen Branchen wird eine hohe Praxisnähe der Lösungsansätze sichergestellt (Abbildung 7).

Die methodische Vorgehensweise für die Analyse der Fallbeispiele umfasst zwei Schritte. In einem ersten Schritt erfolgt eine breit angelegte Analyse der Prozessketten in den Branchen (Branchenanalyse). Aus diesen Beispielprozessketten werden fünf repräsentative Fallbeispiele ausgewählt. Dabei werden in Schritt 1 auch die zukünftigen Möglichkeiten für eine direkte oder indirekte Elektrifizierung der Prozesswärme berücksichtigt. In Schritt 2 geht die Analyse in die Tiefe. Hier sollen insbesondere die technischen und ökonomischen Herausforderungen bei einer Flexibilisierung von Prozessen ermittelt werden. Die in Schritt 1 betrachteten Industrieprozessketten sind:

- Primärstahlherstellung/-verarbeitung
- Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung
- Herstellung von Eisenguss-Produkten
- Aluminiumherstellung/-verarbeitung (zwei Fallbeispiele)
- Kupfer- und Messingherstellung/-verarbeitung

- Schmieden und Härten
- Keramikherstellung
- Glasherstellung
- Kalkherstellung
- Zementindustrie
- Dampferzeugung in der Chemieindustrie
- Dampferzeugung in der Papierindustrie

Für die Analyse der Fallbeispiele in Schritt 2 wurden die folgenden fünf Prozessketten ausgewählt:

- Primär- und Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung
- Aluminiumherstellung/-verarbeitung
- Glasherstellung
- Zementherstellung
- Dampferzeugung in der Chemieindustrie

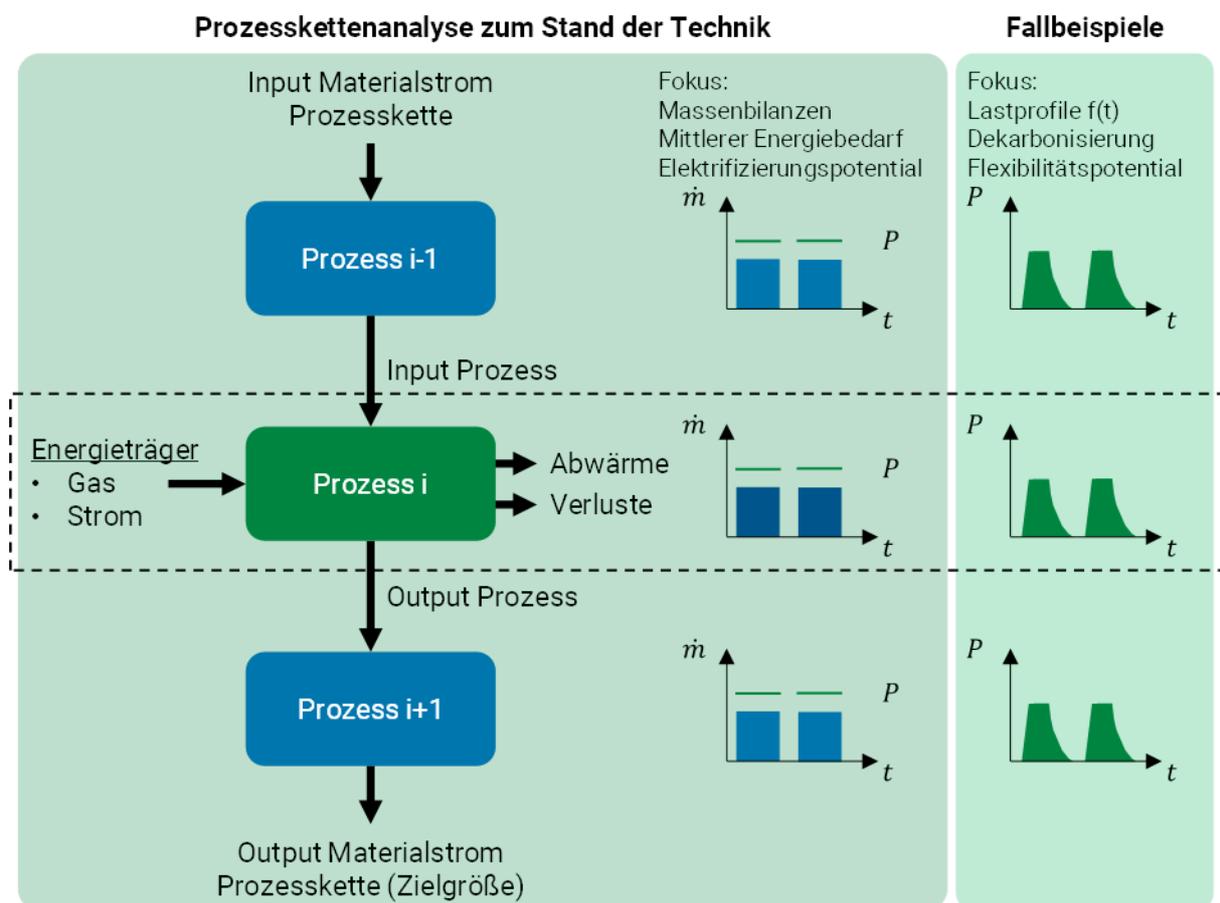


Abbildung 7: Einbindung und Fokus der Fallbeispiele im Kontext der Studie

Mit den Erkenntnissen aus der Energiesystemmodellierung sowie den detailliert untersuchten Fallbeispielen sollen Handlungsempfehlungen bestimmt werden, um bestehende Hemmnisse zu überwinden. Dazu werden Lösungsmöglichkeiten für technische, ökonomische und regulatorische Herausforderungen für eine stärkere Industrieflexibilität diskutiert und aufgezeigt.

3 Stand der Forschung: Energieflexibilität im Energie- und Industriesystem

Die **Literaturrecherche** stellt Studien zu den Themen Energieflexibilität im Energie- und Industriesystem (Abschnitte 3.1 und 3.2) sowie zu den vorhandenen Szenarien einer zukünftigen klimaneutralen Industrie (Abschnitt 3.3) zusammen mit dem Ziel, Lücken im Stand der Technik zu identifizieren. Ergänzt wird die Analyse des Stands der Forschung um eine **Branchenanalyse** in Kapitel 4. Die Ergebnisse bilden die Grundlage für die weiteren Analysen im Rahmen der Studie. Die Betrachtung erfolgt sowohl top-down (Energie- und Industriesystemperspektive) als auch bottom-up (Prozess(ketten)- und Anlagenperspektive).

3.1 Energiesystem: Elektrolyse, Speicher, Gesamtsystem

Es existieren verschiedene Systemstudien (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019; Fraunhofer ISI 2022; IEA, International Energy Agency 2021; Ariadne 2021; Agora Energiewende et al. 2022). Allen gemein ist, dass Energiesysteme der Zukunft, insbesondere Stromsysteme, durch variable Erneuerbare-Energien-Technologien (renewable energy technologies – RETs) dominiert werden, wie zum Beispiel Photovoltaik oder Wind. Die Erzeugungsleistung dieser RETs ist wetter- bzw. witterungsabhängig und unterscheidet sich somit grundlegend von den im heutigen Stromsystem dominierenden fossilen, thermischen Stromerzeugungskapazitäten, die voll steuerbar sind. Die Dominanz dieser variablen RETs liegt sowohl in deren relativ niedrigen Kosten auf Basis von Levelized Cost of Electricity (LCOE) als auch in den direkten und indirekten politischen Unterstützungsmaßnahmen für deren Diffusion begründet (z. B. (Del Río und Kiefer 2022)).

In den Langfristszenarien macht in Deutschland die variable RET-Stromerzeugung im Jahr 2045 je nach Szenario bis zu drei Viertel der Gesamtstromerzeugung aus (Fraunhofer ISI 2022). In diesem Kontext kommen Flexibilitätspotentialen eine sehr zentrale Rolle zu. Diese sind notwendig, um Energieerzeugung und -nachfrage aufeinander abzustimmen und insbesondere um die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu garantieren. Theoretisch existieren verschiedene Optionen, um Flexibilitätspotentiale ins System zu integrieren: Einerseits können Flexibilitätspotentiale auf der Angebotsseite geschaffen werden. Dazu zählen (1) die Systemintegration von sog. steuerbaren RETs, deren Erzeugung gar nicht oder sehr stark reduziert wetter- oder witterungsabhängig ist. Zu solchen Technologien zählen Concentrated Solar Power (CSP), Wasserkraft, Biomasse etc. (z. B. (Kiefer und Del Río 2020)). Weiterhin können auch Technologien wie Atomkraft gewisse Flexibilitäten bereitstellen. Darüber hinaus kann (2) der Energiehandel eine sehr große Quelle von Flexibilitätspotentialen darstellen. Dies ist insbesondere bei großräumigem Energiehandel (z. B. auf der europäischen Ebene) und im Stromsektor der Fall, wo Großwetterlagen, welche überregional die variable RET-basierte Stromerzeugung stark beeinflussen können, in der Regel relativ einfach ausgeglichen werden können (z. B. (Kiefer et al. 2021)). Auch dem Energiehandel im Wasserstoffsystem kann eine größere Rolle vor dem Hintergrund der Flexibilitätsbereitstellung im Energiesektor zukommen (z. B. (Lux et al. 2022)). (3) Energiespeicher sind ebenfalls eine sehr relevante Kenngröße im Kontext von Flexibilitätspotentialen, da sie – je nach Speichertechnologie – Ungleichgewichte auf verschiedenen Zeithorizonten (kurzfristiger Ausgleich wie intra-day, inter-day; wöchentlicher bis zu saisonaler Flexibilität) zwischen Energieerzeugung und -nachfrage ausgleichen können. Außerdem kommt der (4) intelligenten Sektoren- und Energieträgerkopplung

wahrscheinlich eine sehr zentrale und entscheidende Rolle zu. Insbesondere die Kopplung von Angebots- und Nachfragesektoren innerhalb eines Energieträgersystems (z. B. innerhalb des Stromsektors) (s. u.), aber vermehrt auch Kopplungen der verschiedenen Energieträgersysteme (z. B. Strom-, Wärme- und Wasserstoffsystem) (z. B. (Fraunhofer ISI 2022)). In beiden Fällen kann zu Zeitpunkten großer Erzeugungsmengen (z. B. von variabler RET-Stromerzeugung) Energie „aufgenommen“ bzw. umgewandelt werden (also mit positivem ökonomischem Wert verwendet werden (im Vergleich zur Abregelung)). Solche „Überangebote“ gehen meist auch mit den entsprechenden Preissignalen einher (z. B. sinkender Strompreis), was eine solche Sektorenkopplung auch ökonomisch vorteilhaft macht. Andersherum kann auch zum Beispiel bei nicht ausreichender variabler RET-Stromerzeugung auf speicherbare Energieträger (z. B. Wasserstoff) zurückgegriffen werden, was die Versorgungssicherheit garantiert. Auf der Angebots- bzw. Umwandlungsseite ist insbesondere die Sektorenkopplung zwischen Strom-, Wärme- und Wasserstoffsystem relevant.

Die Studie „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ (Agora Energiewende et al. 2022) (Agora Industrie und FutureCamp Climate 2022) kommt zu ähnlichen Ergebnissen. Es wird zunächst ebenfalls festgestellt, dass die Stromerzeugung durch variable RETs das Stromsystem dominieren wird (bis zu 80 % Stromerzeugung durch Photovoltaik und Wind im Jahr 2030 unter entsprechenden politisch zu setzenden Rahmenbedingungen). Der Bedarf an „Stabilisierungsmaßnahmen“ wird auch in dieser Studie hervorgehoben. Agora Energiewende nennt hierbei insbesondere (1) die Rückverstromung von grünem Wasserstoff in relevantem Umfang im Stromsystem bereits deutlich vor 2035; (2) die „systemdienliche“ Fahrweise von Stromnachfrage in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr; sowie (3) einen effizienten Stromnetzbetrieb inkl. -ausbau, sowie den Einsatz von Strompreissignalen (insbesondere in Verbindung mit Punkt 2) (Agora Energiewende et al. 2022).

Im Ariadne-Projekt (Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045) spielt die Direktelektrifizierung der meisten Endanwendungen eine zentrale Rolle. Durch große Effizienzvorteile gegenüber anderen Dekarbonisierungsstrategien wird ein noch weitergehender Zubau an erneuerbaren Energien „begrenzt“. Dieser wird, wie auch in den anderen Systemstudien, hauptsächlich von PV und Wind getragen. Neben der Energieeffizienz spielt auch die CO₂-Entnahme, auch im Industriesektor, und dessen Einlagerung bzw. die Nutzung von natürlichen CO₂-Senken, eine große Rolle. Die Aufgabe der Stabilisierung der variablen RETs im Stromsystem wird vor allem über die Sektorenkopplung, Energieträgerkopplung sowie über den Einsatz stabilisierender Stromerzeugungstechnologien gesehen (Ariadne 2021).

Die aktualisierten „Klimapfade 2.0“ des BDI (BCG 2021) fokussieren sehr stark auf politische Rahmenbedingungen und Förderungen in allen Bereichen der deutschen Volkswirtschaft. Bezüglich der Industrie wird festgehalten, dass insgesamt ein sehr großer („historischer“) Umbruch bzgl. der Produktionstechnologien nötig ist (explizit genannt werden die Bereiche der Stahl-, Chemie-, Kalk- und Zementindustrie, um die Klimaziele (inkl. der Sektorziele) zu erreichen). Die meisten dieser nachhaltigen Technologien existieren bereits heute, und wo es keine ökonomische Alternative gibt, können grüne Gase, Biomasse und PtX zum Einsatz kommen. Politische Fördermaßnahmen machen diesen Umbruch möglich bzw. beschleunigen ihn. Flexibilitätsoptionen werden implizit behandelt; dazu zählen Energieimporte, Energieinfrastruktur und -speicher sowie eine Sektoren- und Energieträgerkopplung.

Die UBA-Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Benndorf et al. 2014) erarbeitet sehr viele Handlungsbedarfe, gegliedert nach Sektoren und Subsektoren, Anwendungsgebieten und Technologien. Einerseits wird sehr stark auf die Erzeugungsseite abgestellt (erneuerbaren Energien (EE)-Potentiale sowie europäischer EE-Ausbau) und andererseits auf Endenergieverbräuche (je Energieträger), unter Prämissen, die heute teilweise unter „Efficiency First“ zusammengefasst werden. Flexibilisierungsoptionen stehen nicht explizit im Fokus der Studie, werden aber implizit erarbeitet: Starker EE-Ausbau, europäische Integration der Systeme über z. B. Strom- und Gasnetze, Power-to-X (PtX) sowie Energiespeicher.

Die Internationale Energieagentur (IEA) fokussiert ihre Analysen in der Studie „Net Zero by 2050“ (IEA, International Energy Agency 2021) auf die Auswirkungen bestehender Politiken auf das (Nicht-)Erreichen der Klimaziele und zeigt verschiedene, weitergehend nötige Anstrengungen auf – allerdings ohne spezifischen regionalen Fokus. Im Gegensatz zu den anderen hier genannten Energiesystemstudien erfassen die Analysen der IEA somit insbesondere Technologiestände (u. a. sog. Readiness Level), quantifizieren notwendige Investitionen und identifizieren sektorenspezifische Optionen. Sehr ähnlich geht IRENA in der Studie „Global Energy Transformation“ (International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019) vor. Der Fokus dieser Studie liegt auf der Analyse und Vorhersage von technologiespezifischen LCOE, woraus sich systemoptimale Stromerzeugungsmixe, zumindest im Grundsatz, ableiten lassen. Die Ergebnisse beider Studien zeigen, dass in fast allen Bereichen sehr große zusätzliche politische und ökonomische Anstrengungen (insbesondere in den Bereichen des EE-Ausbaus und des Phase-outs der Fossilen) zum Erreichen der Klimaziele nötig sind. Weiterhin werden sehr große Potentiale im Bereich der Sektorenkopplung gesehen. IRENA identifiziert zusätzlich noch große Effizienzgewinne (Nachfrageseite) und LCOE-Reduktionen (Erzeugungsseite) durch Innovationstätigkeit und Technologiediffusion (IEA, International Energy Agency 2021; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019).

Die Studie von Carbontracker Initiative (Carbon Tracker 2021) untersucht verschiedene Arten von Potentialstufen (geografisch, technisch, ökonomisch, politisch etc.) verschiedener EE-Technologien mit einem starken Fokus auf PV, aber auch Wind. Die Ergebnisse zeigen, dass die real ausbaubaren Potentiale der EE die Nachfrage „der Menschheit“ nach Energie um ein Vielfaches übersteigen. Die fossilen Energien werden relativ bald preisgetrieben aus den „Märkten“ verdrängt.

Identifizierte Flexibilitätsoptionen	BMW LFSIII	Agora Energiewende Klimaneutrales Stromsystem	Ariadne Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität	BDI Klimapfade 2.0	UBA Treibhausgasneutrales Deutschland	IRENA Global Energy Transformation	IEA Net Zero by 2050	Carbon Tracker The Sky's the Limit
Schneller Ausbau der EE	Ja (insb. PV und Wind)	Ja (insb. PV und Wind)	Ja (insb. PV und Wind)	Ja (insb. PV und Wind)	Ja (insb. PV und Wind)	Ja	Ja (insb. PV und Wind)	Ja (insb. PV, auch Wind)
Einsatz steuerbarer RETs	Ja (CSP, Wasserkraft, Biomasse, andere EE)	Ja (Bioenergie, Wasserkraft)	Ja (Biomasse, Wasserkraft)	Ja (Biomasse, grüne Gase)	Ja (Wasserkraft, Biomasse, Geothermie)	Ja	Ja (verschiedene Typen von Biomasse und Bioenergie, Wasserkraft)	Ja (CSP, Geothermie, Tidal, Wave, Wasserkraft)
Einsatz Wasserstoff im Stromsystem	Ja	Ja	Ja	Ja	–	Ja	Ja	–
Energiehandel innerdeutsch	Ja	Ja	Ja	Teilweise	–	–	–	Teilweise
Energiehandel europäisch	Ja	Teilweise	Ja	Teilweise	Teilweise	–	–	–
Energiehandel weltweit	Ja (nur PtX)	–	Ja	Teilweise	Teilweise	Teilweise	Teilweise	–
Ausbau Energieinfrastruktur	Ja (Strom, Wasserstoff)	Ja (Strom, Wasserstoff)	Ja (Strom, Wasserstoff, CO ₂)	Teilweise	Teilweise	Ja	Ja	Teilweise

Identifizierte Flexibilitäts- optionen	BMW LFSIII	Agora Energiewende Klimaneutrales Stromsystem	Ariadne Deutschland auf dem Weg zur Kli- maneutralität	BDI Klima- pfade 2.0	UBA Treib- hausgas- neutrales Deutschland	IRENA Global Energy Transfor- mation	IEA Net Zero by 2050	Carbon Tracker The Sky's the Limit
Energiespei- cher	Ja (große Batteriespei- cher, Wasser- stoff)	Ja (kleine Heimspei- cher, große Batteriespei- cher, Wasser- stoff)	Ja (mobile Speicher, große Batte- riespeicher, Wasserstoff)	Teilweise	Teilweise	Teilweise	Teilweise	–
Sektoren- kopplung	Ja	Ja (inkl. z. B. Vehicle-to- Grid)	Ja	Ja	–	Ja	Ja	–
Energieträ- gerkopplung	Ja (Strom, Wasserstoff, Wärme)	Ja (Strom, Wasserstoff)	Ja (Strom, Wasserstoff, Wärme)	Ja	Ja (Strom, Wärme, PtG)	Teilweise	Teilweise	–
Energieträ- gerpreise und Preissig- nale	–	Ja	Ja (Industrie)	Teilweise („Endkun- den“-Preisfi- xiert, förder- orientiert)	–	Teilweise (LCOE-Fo- kus)	Teilweise	Teilweise

Tabelle 1: Übersicht der Flexibilitätsoptionen aus der Literaturanalyse existierender Energiesystemstudien

(Agora Energiewende et al. 2022; Fraunhofer ISI 2022; Ariadne 2021; BCG 2021; Benndorf et al. 2014; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019; IEA, International Energy Agency 2021; Carbon Tracker 2021)

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass einige Systemstudien den deutschen und europäischen Kontext der Dekarbonisierung der Volkswirtschaften untersuchen. Die verschiedenen Studien legen dabei verschiedene Schwerpunkte (Sektoren, geografisch, technologisch, Energieträger etc.), arbeiten mit verschiedenen hoher Detailauflösung (länderscharf, regionscharf, NUTS3 etc.) und benutzen unterschiedliche Methodiken (Top-down- vs. Bottom-up-Modellierung, andere Methodiken etc.).

Die zentralen Fragestellungen hierbei sind hauptsächlich auf das Erstellen möglicher Dekarbonisierungspfade innerhalb des Gesamtenergiesystems abgestellt, meist mit besonderem Fokus auf Dekarbonisierungsstrategien (1) durch eine technoökonomische Perspektive mittels vergleichender Analyse von Direktelektrifizierung, Wasserstoffeinsatz oder Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen (z. B. Power-to-Gas (PtG) und Power-to-Liquid (PtL)) o. Ä.; (2) durch Betrachtung verschiedener Politikoptionen inklusive „Weiter wie bisher“, „Zielerreichung“ oder „Ambitioniert/1,5-Grad-Ziel“-Szenarien etc.; (3) technologische Potentialanalyse (wie viel kann eine gegebene Option zum Klimaschutz beitragen) u. v. m.

In allen Szenarien werden Flexibilitätsoptionen aus Energiesystemsicht betrachtet, in einigen Fällen eher explizit (Fraunhofer ISI 2022; Ariadne 2021; Agora Energiewende et al. 2022), in anderen eher implizit (BCG 2021; IEA, International Energy Agency 2021; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2019; Benndorf et al. 2014). Die Notwendigkeit, dies dediziert zu untersuchen, wird in allen Fällen aus dem Fakt abgeleitet, dass das Energiesystem der Zukunft (2045/50) von variablen RETs dominiert sein wird (insbesondere PV und Wind), welche den absoluten Großteil der Stromerzeugung in Deutschland, aber auch Europa und der Welt ausmachen werden. Diese hohe Dominanz der variablen RETs bedeutet für ein Energiesystem eine Herausforderung für die Energieversorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt, da beide Technologien wetter- und witterungsbedingt Strom erzeugen und diese Faktoren außerhalb jedes menschlichen Einflusses liegen (die Debatte der Versorgungssicherheit in einem PV- und winddominierten Energiesystem wird v. a. unter dem Stichwort „Dunkelflaute“ geführt, was aber der Problemanalyse nicht genau genug gerecht wird). Vor diesem Hintergrund erarbeiten einige der Systemstudien mögliche Lösungsansätze.

Viele der untersuchten Systemstudien benennen Flexibilitätsoptionen im Bereich der Energieträgerkopplung (z. B. zieht ein hohes Angebot an variablem RET-Strom erhöhte Elektrolyse nach sich und der so erzeugte grüne Wasserstoff kann relativ einfach gespeichert werden oder auch Strom-Wärme-Kopplung) sowie großräumige Handelsflüsse (z. B. innerdeutsch in der Nord-Süd-Betrachtung sowie europäisch in der Randlagen-Zentrallagen-Betrachtung) als Ausgleichsmechanismus zwischen der variablen Erzeugung und der Nachfrage. Andere Optionen existieren jedoch auch.

Nur relativ wenige der untersuchten Systemstudien gehen explizit auf konkrete Optionen der Sektorenkopplung auf der Nachfrageseite ein, die über die o. g. vergleichenden, technoökonomischen Perspektiven (Elektrifizierung, starker Einsatz von Wasserstoff bzw. PtX) hinausgehen. Vielleicht am weitesten fortgeschritten ist hierbei die Diskussion im Verkehrssektor. Die Elektrifizierung des größten Teils des zukünftigen Verkehrsaufkommens (Personen und Güter) ist unter Experten kaum noch umstritten, was relativ große Potentiale einerseits im Hinblick auf systemdienliche Ladevorgänge und andererseits in Bezug auf einen systemdienlichen Einsatz der verbauten Fahrzeugbatterien umfasst (Vehicle-to-Grid (VtG)). Bezogen auf den Industriesektor ist es überraschend, dass Energiesystemstudien Optionen aus diesem Bereich kaum systematisch untersuchen (mit o. g. Ausnahme der Betrachtung durch technoökonomische Gesamtperspektiven).

3.2 Branchenübergreifende Studien und Demand-Response-Potentiale

Aufgrund der energieintensiven Prozesse im Industriesektor kann das Flexibilitätspotential einer einzelnen Anlage einer beträchtlichen Zahl von reaktiven gewerblichen und haushaltsbezogenen Anwendungen insgesamt entsprechen oder diese übersteigen. Einige der industriellen Prozesse sind jedoch kritisch miteinander verknüpft und dürfen nicht unterbrochen werden. Bei anderen industriellen Prozessen kann die Produktion nach vorheriger Ankündigung pausieren. Bei der Herstellung von Stahl im Elektrolichtbogenofen beispielsweise kann die Produktion dieser Charge kaum mehr unterbrochen werden, sobald die Masse des Schmelzbades in den flüssigen Zustand übergegangen ist (VDE 2012). Die industriellen DR-Projekte sind daher äußerst komplex und können sich je nach Branche und Prozess unterscheiden (siehe Abschnitt 3.2).

Bei den in Tabelle 2 untersuchten Studien zur Abschätzung des deutschen DR-Potentials kommen verschiedene Potentialarten zum Einsatz, wodurch sich die ausgewiesenen DR-Potentiale zum Teil deutlich voneinander unterscheiden. Bei den Potentialarten wird meist auf das theoretische, technische, wirtschaftliche oder realisierbare Potential zurückgegriffen. Das technische Potential ist niedriger als das theoretische Potential, da es technische Beschränkungen wie Zahl und Dauer der Eingriffe berücksichtigt. Das wirtschaftliche Potential befasst sich mit Aspekten der Finanzierbarkeit von DR-Maßnahmen und schränkt dadurch das technische Potential noch weiter ein. Das realisierbare Potential beschreibt, was tatsächlich umgesetzt werden kann, und bezieht sich auf die Bereitschaft, dies zu tun, wobei bestehende Hindernisse berücksichtigt werden. Das realisierbare Potential ist also in der Regel kleiner als das technische oder wirtschaftliche Potential, wenn keine Fördermittel oder Subventionen vorhanden sind (Wohlfarth et al. 2020). Abgesehen von diesen Kategorien hängt das Potential immer von den zugrundeliegenden Annahmen ab und die Schätzungen können sich entsprechend ändern. Wie in Tabelle 4 zu sehen ist, variiert das berechnete DR-Potential für Deutschland je nach Schwerpunkt der Studie zwischen 1,7 und 6 GW.

Die Querschnittstechnologien in verschiedenen Industriezweigen eignen sich auch für jede Form des Lastmanagements. Querschnittstechnologien sind solche Technologien, deren Anwendung nicht auf eine bestimmte Branche beschränkt ist, sondern branchenübergreifend eingesetzt werden (z. B. Pumpen, Kompressoren, Antriebe, Ventilatoren und Beleuchtung). Querschnittstechnologien könnten zusätzlich 1,4 GW an technischem Potential bereitstellen, die an jedem Wochentag tagsüber für mindestens eine Stunde zur Verfügung stehen würden; an einem Sonntag sinkt das Potential auf 0,8 GW (Buber et al. 2013). Das aggregierte theoretische DR-Potential für alle europäischen Sektoren beläuft sich auf stündliche Durchschnittswerte von 93 GW für die Lastreduzierung und 247 GW für die Lasterhöhung, die von Gils (2014) bewertet wurden. Ansonsten sind selten genaue Angaben zu Querschnittstechnologien in der Literatur zu finden, obwohl entsprechende DR-Potentiale nicht zu vernachlässigen sind. Das technische DR-Potential in Deutschland wird von UBA (UBA 2015) auf 6,4 GW geschätzt, die für mindestens eine Stunde zur Verfügung stehen und die Potentiale von Industrien wie Zement aufgrund von täglichen und saisonalen Nachfrageschwankungen nicht berücksichtigen (UBA 2015). Gils (Gils 2015b) bestimmte zudem, dass das ökonomische DR-Potential in Deutschland in einem Szenario mit hohem Anteil erneuerbarer Energien wirtschaftlich bis zu 10 GW Kraftwerke substituieren kann. Darüber hinaus stellen Richstein und Hosseinioun (2020) fest, dass das Potential für eine Lasterhöhung geringer ist, mit Werten zwischen 0,3 GW und 1,3 GW (UBA

2015). Außerdem wurde das realisierbare Potential für ganz Deutschland für die energieintensive Industrie von Dirk Uwe Sauer et al. (2015) auf 3.000 MW geschätzt, während es für Querschnittstechnologien 1.400 MW beträgt.

Studien	DR-Potential (GW)	Anmerkungen
Klobasa (2007)	3	Potentiale zur Lastverschiebung werden in allen Strombedarfssektoren identifiziert
Gils (2015a)	3,5	Kurzzeitige Spitzenglättung der Residuallast
EWI (2012)	6	Technisches Potential zur Spitzenlastreduktion
Paulus und Borggreffe (2011)	2	Technisches und ökonomisches Potential für die energieintensive Industrie
Winter et al. (2011)	2,5	Geschätzt für positives und negatives DR-Potential
VDE (2012)	4,7	Es wird zwischen technischem und theoretischem Potential, getrennt für Sommer und Winter, unterschieden
Buber et al. (2013)	1,7	Lastreduktionspotential in Süddeutschland
(SynErgie 2022)	9	Für die Lasterhöhung beträgt das Energieflexibilitätspotential bei einer 15-minütigen Abrufdauer (1,4 GW aus industriellen Schlüsselprozessen und 7,6 GW aus Querschnittstechnologien).
	10,7	Für die Lastreduktion beträgt das Energieflexibilitätspotential bei einer 15-minütigen Abrufdauer (2,7 GW aus industriellen Schlüsselprozessen und 8,0 GW aus Querschnittstechnologien).
Jetter et al. (2021)	1,2	Positives Lastmanagement-Potential in Deutschland durch industrielle Prozesse im Jahr 2019 erschlossen

Tabelle 2: DR-Potential für die Industrie in Deutschland

In den letzten Jahren haben zahlreiche Veröffentlichungen die Potentiale von DR im Industriesektor bewertet. Klobasa (2007) untersuchte das DR-Potential für alle Sektoren unter Berücksichtigung diverser Anwendungen. In den letzten Jahren wurden weitere Studien zum DR-Potential in Deutschland veröffentlicht (SynErgie 2022; REFLEX project 2019; Paulus und Borggreffe 2011; Müller und Möst 2018; Ladwig 2021; DNV 2022; Gils 2015b; Bauknecht et al. 2016). Die Schwerpunkte und Methoden dieser Studien unterscheiden sich in verschiedenen Aspekten, wie in der Tabelle 3 gezeigt. Tabelle 4 enthält dazu eine Zusammenfassung des geschätzten DR-Potentials für verschiedene Branchen. Die Hauptprozesse der Papierindustrie wurden für die Altpapieraufbereitung, den Holzschleifer und die Papiermaschinen berechnet. Holzschleifer in der Zellstoffproduktion haben hohe elektrische Anschlusswerte und werden in der Regel im Batch-Betrieb gefahren. Umgekehrt ist das Flexibilitätspotential von Papiermaschinen in der Papierherstellung aufgrund der hohen Auslastung und der begrenzten Regelbarkeit eingeschränkt (Berger et al. 2011). Sowohl bei den Papiermaschinen als auch bei der Holzschleiferei kann dynamisch auf Laständerung und damit auf die Auslastung der Anlage reagiert werden, wobei das Lastverschiebungspotential bei der Holzschleiferei höher ist als bei der Papierma-

schine und für maximal 4.200 Stunden abgerufen werden kann. Das Lastmanagementpotential für die Aluminium-, Zink-, Kupfer- und Chlorindustrie liegt im Prozess der Elektrolyse. Die Lastverschiebung in der Aluminiumindustrie kann aufgrund der Inflexibilität der nachgelagerten Prozessschritte nur in sehr begrenztem Umfang erfolgen. Dennoch kann die Produktion von Primäraluminium durch eine flexible Steuerung der Elektrolyseure in bis zu 730 h/a reduziert oder erhöht werden (Steurer 2017b). Bei den Nichteisenmetallen Zink und Kupfer werden die Elektrolyseure hauptsächlich zur Entfernung von Verunreinigungen eingesetzt und in der Kupfer- und Zinkindustrie ist bei einer Anlagenleistung von 3 bis 10,5 Mt/a nur ein geringes Lastmanagementpotential von 40 h/a möglich. Der durch Recycling von Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen erzeugte Sekundärstahl hat einen hohen Strombedarf und ist daher auch für Lastmanagementmaßnahmen geeignet. Eine Anlage mit einer Kapazität von 2 GW kann ein Lasterhöhungspotential von fast 4.000 h/a bereitstellen (Steurer 2017b). Bei der Zementherstellung liegt das Lastmanagementpotential im Mahl- und Klinkerprozess. Das volle Potential hängt von der nachgeschalteten Silolagerung ab. Die Mühlen können dabei je nach Produktionssaison und Betriebszeit für rund 3.000 h/a für Lasterhöhung und 2.000 h/a für Lastreduktion eingesetzt werden. In der Glasindustrie können insbesondere die elektrischen Booster für 3.600 Stunden im Jahr geschaltet werden.

Aufgrund der geringeren Transaktionskosten, die mit der Nutzung größerer Lasten verbunden sind, wird DR in der Industrie oft als kosteneffizienter angesehen als bei Gewerbe oder in privaten Haushalten, weshalb sich die meisten Studien zu DR-Potentialen auf Technologien für Produktionsprozesse konzentrieren (DIW 2016). Nach der Schätzung von DNV (2022) wird für die EU 27 im Jahr 2030 durchschnittlich 21,7 GW positive flexible Leistung und kaum negative flexible Leistung (ohne KWK und elektrische Heizung) verfügbar sein.

Um den Beitrag der industriellen DR zum System zu analysieren, ist es notwendig, das DR-Potential in den zukünftigen Jahren zu bestimmen. Bestehende Untersuchungen konzentrieren sich auf das bestehende Potential in Deutschland: Der VDE (2012) gibt in einem Ausblick bis 2030 bzgl. der technisch verschiebbaren Leistung und Energie einen Wert von 4,5 GW bzw. 77 GWh an. Für das europäische Potential gibt Gils (2015b) eine Schätzung für ein durchschnittliches Lastreduktionspotential in 2030 und 2050 mit 101 GW bzw. 90 GW an. Es gibt in der Literatur aber nur wenige Informationen über das deutsche DR-Potential nach 2030. Bei Müller und Möst (2018) wird dieses Potential für 2030 und 2050 mit 1 bis 1,7 GW bzw. 0,9 bis 1,6 GW ausgewiesen.

Quelle	Methodik	Schwerpunkt der Studie
(VDE 2012)	Analyse durch Expertenbefragung	Identifikation der verfügbaren Potentiale für DSM-Integration in Deutschland
(Dirk Uwe Sauer et al. 2015)	Modellbasierte Auswertung	Technologiesteckbrief zur Analyse von DSM-Potential in der Industrie für die Stromversorgung 2050
(Steurer 2017b)	Empirisch gestütztes Potentialanalyse- und Optimierungsmodell für eine systemanalytische Bewertung	Integration der Nachfrageseite: Potentiale
(Martin et al. 2015)	Unternehmensbefragung, Hochrechnung der wirtschaftlichen DSM-Potentiale durch statistische Verfahren und Validierung durch Top-down-Daten für jede Branche	Empirische Bewertungen des Nachfragemanagement-Potentials und der Merkmale von mehr als 200 Industriestandorten
(Buber et al. 2013)	Online-Befragung von circa 300 Industrieunternehmen sowie Interviews mit zehn größeren Unternehmen in Süddeutschland	Lastmanagementpotential in Deutschland
(Gils 2014)	Berechnung auf Basis industrieller Produktions- und Stromverbrauchsstatistiken sowie periodischer und temperaturabhängiger Lastprofile	Bewertung des theoretischen DR-Potentials in Europa
(Gils 2015b)	Modellbasierte Bewertung	Einschätzung zukünftiger DR-Potentiale in Deutschland
(Gruber 2017)	Entwickelte Methode zur Quantifizierung von Dauer und Häufigkeit einer Aktivierung oder Investition zur Umsetzung von Flexibilität	Zukünftige Entwicklung von DR-Potentialen und Kosten bis 2030 in der Industrie
(Haasz 2017)	Modellbasierte Analyse	Zuordnung von anreiz- und preisbasiertem Lastmanagement, prozessspezifischen Betriebsbeschränkungen und Lastverschiebungspotentialen
(Jetter et al. 2021)	Kategorisierung und Quantifizierung des mittel- bis langfristigen Lastmanagementpotentials auf der Grundlage von Kosten- und Technologieparametern, die durch Industrie- und Experteninterviews ergänzt und validiert wurden.	Die Analyse konzentrierte sich auf die Sektoren Industrie und Gewerbe und prognostizierte das Lastmanagementpotential für die Gegenwart und bis 2045 in drei Szenarien
(Paulus und Borggreffe 2011)	Techno-ökonomische Untersuchung industrieller Prozesse und europäisches Strommarktmodell	Technisches und wirtschaftliches Potential energieintensiver Industrien zur Bereitstellung von Nachfragemanagement in Strom- und Ausgleichsmärkten bis 2030

Quelle	Methodik	Schwerpunkt der Studie
(Guidehouse Germany GmbH und Öko-Institut e. V. 2023)	Systematische technische, rechtliche und sozioökonomische Bewertung von Speicher- und anderen Flexibilitätsoptionen in verschiedenen Industriesektoren	Bewertung der Bereitstellung von Flexibilität auf der Nachfrageseite und durch Speicherung in der Industrie
(Stadler 2006)	Thermische Modelle von Anwendungen mit Speicherpotential	Beitrag der Speicher zum Lastmanagement
(UBA 2015)	Befragung ausgewählter Industrieunternehmen zu den technischen und soziotechnischen Flexibilitätspotentialen	Ermittlung des technischen und soziotechnischen Potentials
(Ladwig 2021)	Bottom-up-Strommarktmodell	Bewertung der techno-ökonomischen Merkmale der Nachfrageseite Management im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen
(Klobasa 2007)	Modellbasierte Auswertung	Identifizierung des Potentials für eine Lastverschiebung in allen Stromnachfragesektoren
(Klobasa et al. 2013)	Stakeholder-Interview, Datenerhebung, statistisch basierte Potentialbewertung	Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland
(Arnold und Jansen 2016)	Umfragen und Podiumsdiskussionen mit Vertretern aus energieintensiven Industrien	Chancen und Hindernisse für DSM-Maßnahmen
(Bauknecht et al. 2016)	Eine modellbasierte Szenarioanalyse	Untersuchung des Flexibilitätsbedarfs
(Stede 2020)	Semistrukturierte Interviews mit deutschen DR-Aggregatoren und Online-Stakeholder-Umfrage	Analyse der Rolle von Aggregatoren und Vermittlern zwischen den Teilnehmenden und dem Strommarkt zur Stärkung von DR-Maßnahmen
(Bruns et al. 2021)	Modellbasierter Ansatz	Ein Rahmen zur Bewertung der DSM-Potentiale im Ethylenoxid-Produktionsprozess
(DNV 2022)	Europäischer Markt und ökonomisches Dispatch-Modell	Analyse des potenziellen Großhandelsnutzens der nachfrageseitigen Flexibilitätsnutzung im europäischen Stromnetz im Jahr 2030
(Forouli et al. 2021)	Literaturbasiert	Identifizierung von Best Practices und Hauptbarrieren für Flexibilität auf der Nachfrageseite
(Santecchia et al. 2022)	Optimierungsmodell des kurzfristigen Zeitplans	Eine Methode zur Quantifizierung der netzbezogenen Vorteile industrieller Flexibilität
(Golmohamadi 2022)	Umfrage- und literaturbasiert	Ein umfassender Überblick über Möglichkeiten der industriellen Nachfragesteuerung in energieintensiven Industrien

Quelle	Methodik	Schwerpunkt der Studie
(Klaucke et al. 2017)	Quantitative und qualitative Untersuchung	Flexibilitätspotentiale für den Chlor-Alkali-Prozess und die Luftverflüssigung
(Misconel et al. 2021)	Optimierungsmodell mit Open-Source-Daten	Potenzielle Rolle von DR und seine Auswirkungen auf die optimalen Kombinationen von Flexibilitätsoptionen in einem dezentralisierten vs. zentralisierten Szenario
(Müller und Möst 2018)	Das DR-Potential auf Stundenbasis wird für heute berechnet und der Einsatz von DR in einem Stromsystem wird mit einem Strommarktmodell untersucht.	Analyse der Verfügbarkeit und der Flexibilität von DR, um seine Rolle für die Systemintegration von erneuerbaren Energien in Deutschland zu untersuchen
(Valdes et al. 2021)	Zeitreihenanalyse und Clustering von Nachfrageprofilen für industrielle Verbraucher	Stündliches, tägliches und jährliches Flexibilitätspotential der Zellstoff-, Papier- und Lebensmittelindustrie

Tabelle 3: Methoden und Schwerpunkte der DR-Potentialliteratur

Branchen	Prozess	Dauer der Intervention (h)	Dauer der Verschiebung (h)	Lastmanagementmaßnahme im Jahr [1/a]	Inbetriebnahme-kosten Investition (EUR/MW)	Inbetriebnahme-kosten-Fixkosten (EUR/kW)	Aktivierungskosten (EUR/MWh)	Quellen
Kupferindustrie	Elektrolyse	4	200	40–50				(Gils 2014; Klobasa 2007; Misonel et al. 2021; Steuer 2017b; Gils 2013)
Papierindustrie	Altpapieraufbereitung	2–6	100	50–7.000	2.300–20.000		< 10	(Bauknecht et al. 2016; Gils 2014; Klobasa 2007; Klobasa et al. 2013; UBA 2015; Misonel et al. 2021; SynErgie 2022; Müller und Möst 2018; VDE 2012; Paulus und Borggreffe 2011)
	Holzschleifer	2	4–4.200	700–1.000	2.300	0–1	0–10	
	Papiermaschinen	3	24–300	50–500	2.300		225	
	Holzstoffherstellung			1.095	2300			
Zementindustrie	Zementmühlen	3–20	24–1.720	2.000–3.000	1.500–20.000	0–1	500–1.000	(VDE 2012; Klobasa et al. 2013; Müller und Möst 2018; Misonel et al. 2021; Steuer 2017b; Ladwig 2021; Klobasa 2007; Gruber 2017; Paulus und Borggreffe 2011)
	Rohmühlen	4						
Aluminiumindustrie	Elektrolyse	2–4	12–3.130	40–730	< 1.000	0–1	225–1.500	(Golmohamadi 2022; Klobasa et al. 2013; Müller und Möst 2018; Misonel et al. 2021; Gils 2014; Ladwig 2021; Klobasa 2007; Gruber 2017; VDE 2012; Gils 2013)
Zinkindustrie	Elektrolyse	4		40				(Gils 2014, 2013)
Chemikalien	Chlorelektrolyse	2–4	6–1.764	20–1.250	200–1.000	0–1	30–310	(Arnold 2016; Arnold und Jansen 2016; Buber et al. 2013; Gils

Branchen	Prozess	Dauer der Intervention (h)	Dauer der Verschiebung (h)	Lastmanagementmaßnahme im Jahr [1/a]	Inbetriebnahme-kosten Investition (EUR/MW)	Inbetriebnahme-kosten-Fixkosten (EUR/kW)	Aktivierungskosten (EUR/MWh)	Quellen
	Luftzerlegung	4						2014; Gruber 2017; Klobasa 2007; Klobasa et al. 2013; Ladwig 2021; Steurer 2017b; Müller und Möst 2018; Klauke et al. 2017; SynErgie 2022; VDE 2012; Klobasa, M. & Focken, U 2011)
	biobasierter Carbonsäuren		6–12	365				
	Kalziumkarbid	3		365				
Eisen- und Stahlindustrie	Elektrolichtbogenofen	2–4	12–185	20–4.000	1–20 (EUR/kW)	0–1	130–1.000	(Arnold 2016; Buber et al. 2013; Gils 2014; Gruber 2017; Klobasa 2007; Klobasa et al. 2013; Ladwig 2021; Steurer 2017b; VDE 2012; Klobasa, M. & Focken, U 2011; Gils 2013)
Becherglas-industrie	Elektrische Booster		3.600	40–600				(Arnold 2016; Steurer 2017b; SynErgie 2022)

Tabelle 4: Kennzahlen zu DR-Potentialen aus der Literatur

(Die Bandbreite der Daten ist der kollektive Bereich gemäß der zitierten Literatur)

3.3 Industriesystem & Dekarbonisierung

Mehrere Szenario-Studien beschäftigten sich in den letzten Jahren mit der Struktur einer treibhausgasneutralen Industrie in Deutschland. Im Folgenden werden Studien verglichen, die eine nahezu THG-neutrale Industrie zum Ziel haben (mindestens 95 % THG-Minderung gegenüber 1990) und sich auf den gesamten Industriesektor Deutschlands beziehen. Tabelle 5 gibt eine Übersicht der betrachteten Studien und Szenarien.

Studie	Quelle	Szenario Kürzel
Langfristszenarien III	(Fleiter et al. 2023b)	T45-Strom
		T45-PtG
		T45-H ₂
		T45-RedEff
		T45-RedGas
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität	(Ariadne 2021)	FORECAST-Mix
Klimaneutrales Deutschland 2045	(Prognos et al. 2021)	KNDE2045
Klimapfade 2.0	(BCG 2021)	Zielpfad
Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	(Dena 2021)	KN100
Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität	(Katja Purr et al. 2021)	Green Supreme

Tabelle 5: Im Literaturvergleich berücksichtigte Studien und Szenarien der Transformation des Industriesektors zur Treibhausgasneutralität

Die ausgewählten Szenarien werden im Folgenden hinsichtlich der Rolle unterschiedlicher Transformationsstrategien verglichen (siehe Tabelle 6). Alle betrachteten Szenarien erreichen mindestens eine THG-Minderung von 95 % im Jahr 2045 gegenüber dem Jahr 1990. Die Bedeutung der unterschiedlichen Transformationsstrategien unterscheidet sich jedoch deutlich zwischen den Szenarien. Besonders die Elektrifizierung und die Umstellung auf Wasserstoff können zukünftig große Potentiale für Flexibilität im Energiesystem ermöglichen. Die Elektrifizierung (PtH) spielt in allen Szenarien eine gewisse Rolle und wird weiter ausgebaut. Die Bandbreite ist jedoch groß. Szenarien mit Fokus auf Elektrifizierung weisen einen starken Anstieg beim Stromverbrauch mit zusätzlich etwa 150 bis über 200 TWh im Jahr 2045 auf, während Szenarien mit geringer Elektrifizierung hier deutlich unter 100 TWh liegen. Beim Wasserstoff sind die Unterschiede zwischen den Szenarien noch größer, da dieser in einigen Szenarien auch als Rohstoff genutzt wird und die Grundlage für eine THG-neutrale Chemieproduktion darstellt. Der höchste Wasserstoffbedarf zeigt sich im Szenario T45-H₂ der Langfristszenarien mit nahezu 500 TWh im Jahr 2045. Dies beinhaltet etwa 280 TWh stoffliche Verwendung für die Produktion von Olefinen, Aromaten und Ammoniak. Aufgrund des stofflichen Bedarfs haben auch Szenarien mit Schwerpunkt Elektrifizierung einen sehr hohen Wasserstoffbedarf, wie nahezu 300 TWh im Szenario T45-Strom.

Szenario	Inkl. Feedstocks	Zieljahr	Minderung 2045 oder 2050	Energieeffizienz	Biomasse	PtH	PtG	Wasserstoff	CCS	CCU	Neue Prozesse	Kreislauf	Mat-Eff + Substitution
LFS III T45 Strom	Ja	2.045	97 %	++	0	+++	+	++	+	++	++	++	+
LFSIII T45 PtG	Ja	2.045	97 %	++	0	+	+++	0	+	0	++	++	+
LFSIII T45 H ₂	Ja	2.045	96 %	++	0	+	+	+++	+	++	++	++	+
LFSIII T45-Red-Eff	Ja	2.045	97 %	+	0	+++	++	++	+	++	++	+	0
LFSIII T45-Red-Gas	Ja	2.045	97 %	++	0	+++	+	++	+	++	++	++	+
FORECAST-Mix	Ja	2.045	> 95 %	++	+	+++	+	++	+	++	++	++	+
KNDE2045	Ja	2.045	116 %	++	+++	++	0	+	++	0	++	+	+
2.0 Zielpfad	Ja	2.045	97 %	+	++	+++	+	+	+	+	++	++	+
KN100	Ja	2.045	99 %	+	+	++	++	++	++	++	++	+	+
UBA Green Supreme	Ja	2.050	97 %	+++	+	+++	+	+	0	0	++	+++	+++

Tabelle 6: Vergleich der Bedeutung verschiedener Minderungsstrategien in Szenarien zur nahezu THG-neutralen Industrie

Vergleiche Tabelle 5, (Fleiter et al. 2023b; Ariadne 2021; Prognos et al. 2021; BCG 2021; Dena 2021; Katja Purr et al. 2021)

3.4 Zwischenfazit

Die Erkenntnisse zur Energieflexibilität im Energie- und Industriesystem und der daraus resultierende Untersuchungsbedarf im Rahmen der Studie ist in Tabelle 7 dargestellt.

Stand der Forschung	Untersuchungsbedarf
<ul style="list-style-type: none"> • Energiesystemstudien identifizieren und analysieren eine Vielzahl an Flexibilisierungsoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem variablen durch EE-dominierten Strom- und Energiesystem der Zukunft: <ul style="list-style-type: none"> • Der Großteil der untersuchten Flexibilitätsoptionen bezieht sich auf Sicherstellung der EE-Stromerzeugung, z. B. durch den Einsatz steuerbarer EE (CSP, Wasserkraft, Biomasse, Wasserstoffkraftwerke etc.) sowie den großräumigen (nationalen oder europäischen) Energiehandel • Energiespeicher (v. a. Wasserstoffspeicher, aber auch Wärmespeicher) spielen in den Studien ebenfalls eine wichtige Rolle; Strom wird zu Zeiten hoher Verfügbarkeit genutzt, um strombasierte Energieträger zu erstellen und diese einzuspeichern • Flexibilitätsoptionen im Bereich der Energieträgerkopplung werden untersucht (hohes Angebot an EE, H₂-Elektrolyse, Strom-Wärme-Kopplung sowie großräumige Handelsflüsse) • Sektorkopplungsoptionen sind erst in Ansätzen im Detail analysiert (u. a. im Bereich Mobilität) • Industrieflexibilität aus zukünftigen klimaneutralen Prozessen ist bisher wenig untersucht (z. B. elektrifizierte Prozesswärme), bisher lag der Fokus der Studien vor allem auf Bestandsprozessen • Zukünftig steigende Bedeutung von Elektrifizierung und Wasserstoff, aber auch große Unsicherheiten und Bandbreiten in den veröffentlichten Szenariostudien • Hohe Bedeutung neuer Prozesse wie DRI-Stahlherstellung oder CO₂-neutraler Chemieproduktion (El. Steamcracker, MtO/MtA) 	<ul style="list-style-type: none"> • Analyse der Wechselwirkungen zwischen diesen Optionen und dem Energiesystem (Beitrag zur Versorgungssicherheit einerseits sowie ökonomische Attraktivität für private Akteure andererseits) • Analyse der Trade-offs dieser Flexibilisierungsoptionen vs. andere Flexibilisierungsoptionen auf Systemebene • Rolle von Wasserstoff und PtH für Energieflexibilität • Flexibilitäten aus zukünftigen CO₂-neutralen Industrieprozessen berücksichtigen: <ul style="list-style-type: none"> • PtH in hybriden Systemen mit Erdgas (Transformation) oder Wasserstoff (Zielsystem) • DRI-Stahlherstellung mit flexiblem Einsatz von Wasserstoff und Erdgas • Neue chemische Prozesse: MtO, el. Steamcracker • Teilelektrifizierte Industrieöfen

Tabelle 7: Stand der Forschung und Untersuchungsbedarf aus der Literaturrecherche

4 Branchenanalyse zur Energieflexibilität in Industrieprozessen

Für die Analyse der Energieflexibilität in der Industrie werden Prozessketten unterschiedlicher Branchen betrachtet. Die folgenden industriellen Prozessketten stehen im Fokus der Betrachtungen:

- Primärstahlherstellung/-verarbeitung
- Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung
- Herstellung von Eisenguss-Produkten
- Aluminiumherstellung/-verarbeitung
- Messingherstellung/-verarbeitung
- Schmieden und Härten
- Keramikherstellung
- Glasherstellung
- Kalkherstellung
- Zementindustrie
- Dampferzeugung in der Chemieindustrie
- Dampferzeugung in der Papierindustrie

Die Analyse umfasst eine Kurzzusammenfassung der branchenspezifischen Prozesse bzw. Prozessketten und den Stand der Technik der eingesetzten Anlagentechnik in Deutschland. Die Ergebnisse der Literaturanalyse sollen einen breiten Überblick der eingesetzten Prozess- und Anlagentechnik geben.² Dazu werden eine Vielzahl relevanter Beispiele aus einer Studie für das Umweltbundesamt (Fleiter et al. 2023a) ausgewählt und vor dem Hintergrund der Flexibilisierung eingeordnet. Die Literaturrecherche wird durch praxisrelevante Beispielprozessketten von Unternehmen aus der jeweiligen Branche ergänzt, wobei es sich um eine verallgemeinerte Darstellung handelt. Die Ergebnisse bilden die Basis für die Auswahl der anschließenden vertieften, praxisorientierten Analysen des Flexibilitätspotentials in der Industrie anhand konkreter Fallbeispiele (siehe Abschnitt 5.6).

4.1 Primärstahlherstellung/-verarbeitung

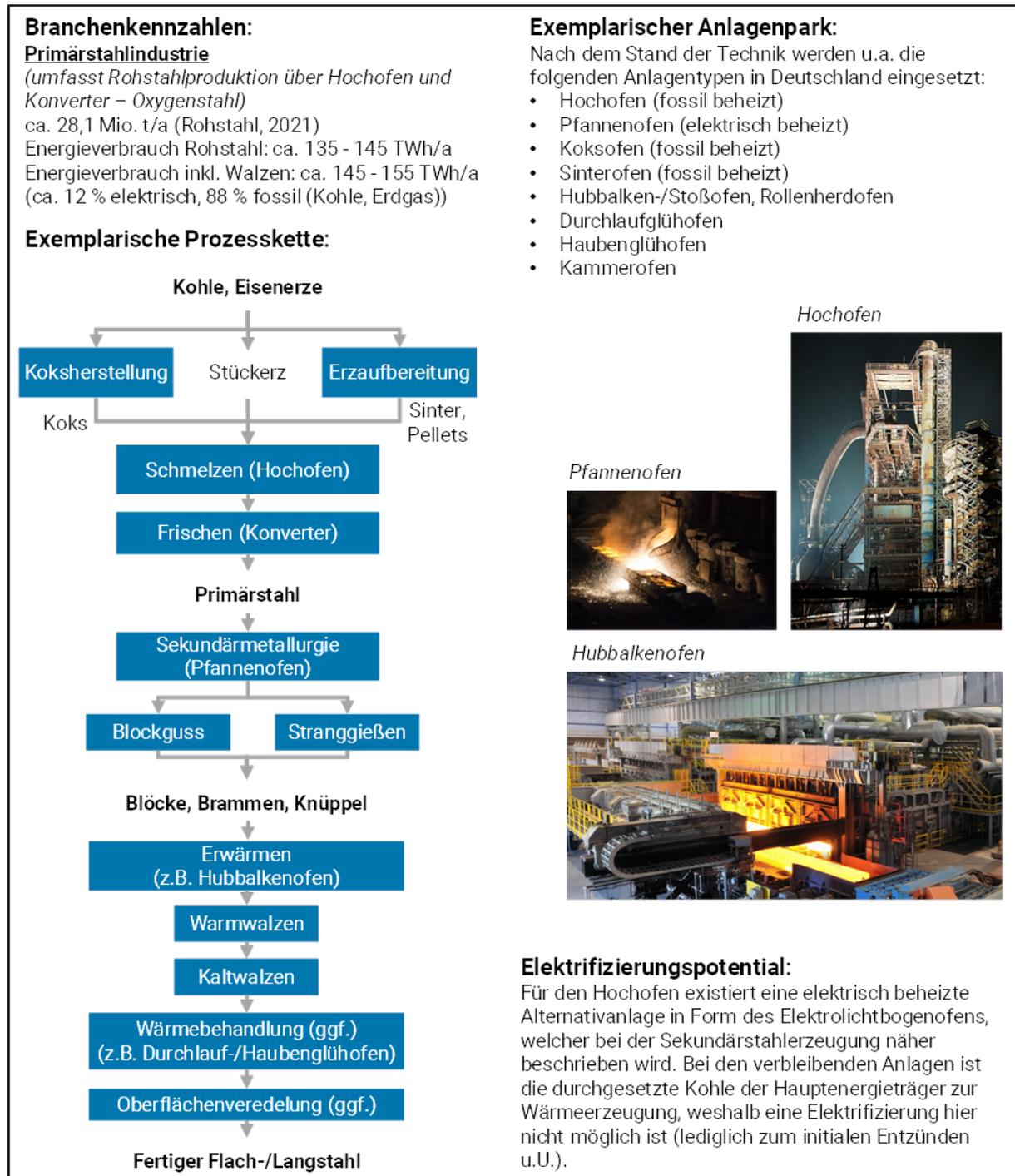
Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Die Primärstahlerzeugung macht im Jahr 2022 in Deutschland mit ca. 70 % den größten Anteil am insgesamt produzierten Rohstahl aus (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2022). Der Rest entfällt auf die Sekundärstahlerzeugung mittels Elektrolichtbogenofen, welche im nachfolgenden Kapitel betrachtet wird. Die Primärstahlerzeugung findet in Deutschland in acht integrierten Hüttenwerken statt und ist durch charakteristische Prozesse und Anlagentechnik gekennzeichnet (Abbildung 8).

Zu Beginn der Prozesskette wird die eingesetzte Kohle in Kokereien erhitzt, wodurch flüchtige Bestandteile entfernt und der Kohlenstoff mit der verbleibenden Asche verbacken wird. Hierdurch entsteht Koks, welcher deutlich poröser ist und eine erhöhte Festigkeit verglichen mit Kohle aufweist. Der Koks wird nun zusammen mit Eisenerz in Form

² Die Zusammenstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

von Sinter, Pellets oder Stückerz in den Hochofen chargiert und dort zu Roheisen reduziert. Bei der Aufbereitung des Erzes wird nachfolgend lediglich das Sintern betrachtet, da dies in den integrierten Hüttenwerken in Deutschland der einzige durchgeführte Erzaufbereitungsprozess ist.



Quellen: (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2022; Schlemme et al. 2019; Sauer et al. 2019; European Commission 2013), Bilder: (Pixabay GmbH 2023; Stahleisen GmbH 2021)

Abbildung 8: Industriesteckbrief Primärstahlherstellung/-verarbeitung

Die Verwendung von direktreduziertem Eisen (Direct reduced Iron, DRI) stellt eine alternative Roheisengewinnung dar. Der Einsatz von DRI im Hochofen senkt dabei den Kohlenstoffbedarf im Hochofen deutlich. DRI ist ebenfalls für die Sekundärstahlerzeugung relevant. (European Commission 2013; Schlemme et al. 2019)

Das Roheisen wird anschließend im Konverter zu Stahl aufbereitet (vor allem Einstellung des Kohlenstoffgehalts durch Frischen mit Sauerstoff oder Luft). Anschließend wird in der Sekundärmetallurgie die erforderliche Legierungszusammensetzung eingestellt, bevor der Stahl zur Weiterverarbeitung in Blöcke, Brammen oder Knüppel gegossen wird. Im anschließenden Walzwerk wird der Stahl durch eine Reihe von Erwärmungs-, Wärmebehandlungs- und Walzvorgängen zu verschiedenen Flach- oder Langstahlsorten verarbeitet ((European Commission 2013; Pfeifer et al. 2011b).

Der Herstellungsprozess von Flachprodukten beinhaltet das Warmwalzen von Bändern, das Kaltwalzen von Bändern sowie die Herstellung von schmelztauchveredeltem Band. Zunächst erfolgt die Erwärmung der Brammen auf die erforderliche Walztemperatur, meist ca. 1.250 °C. Die Erwärmung vor dem Walzen macht den mit Abstand größten Anteil des Energieeinsatzes der gesamten Walzstraße aus (ca. 82 %). Die Erwärmung findet in für gewöhnlich kontinuierlich betriebenen Hubbalken- oder Stoßöfen statt (Schwich et al. 2017; Langer 2011).

Die Wärmebehandlung des Bandes nach dem Walzen (teilweise auch zwischen einzelnen Walzschritten) erfolgt entweder kontinuierlich in Durchlaufglühöfen oder diskontinuierlich in Haubenglühöfen bei ca. 600 °C bis 750 °C. Die abschließende Oberflächenveredelung kann durch eine Verzinnung oder Verchromung stattfinden. In kontinuierlichen Feuerverzinkungslinien schließt die Oberflächenveredelung direkt an die Wärmebehandlung an (Bültmann et al. 2017; Thyssenkrupp Rasselstein GmbH).

Bei der Herstellung der Langprodukte findet ebenfalls ein Erwärmen auf Walztemperatur statt (ca. 1.200 C, je nach Werkstoff), meist ebenfalls in Hubbalken- oder Stoßöfen, teilweise auch in Drehherdöfen. Die anschließenden Warmwalzprozesse sind prinzipiell identisch zu den Vorgängen bei den Flachprodukten. Die Wärmebehandlung findet in modernen Langstahlstraßen häufig im Erwärmungsofen statt, zu dem das Produkt nach dem Walzen zurückgeführt wird (SMS Meer GmbH; Schwich et al. 2017).

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Bei der Stahlproduktion nach der Primärroute in sogenannten integrierten Hüttenwerken fallen nach dem **Stand der Technik** bei den unterschiedlichen Aggregaten Kuppelgase an (v. a. Koksofengas, Hochofen-/Gichtgas und Konvertergas). Diese Gase weisen zwar einen geringeren Heizwert verglichen mit Erdgas auf, können jedoch trotzdem verwendet werden, um in werkseigenen Kraftwerken den benötigten Strom des Hüttenwerkes zu produzieren (Koksofengas: ca. 18 MJ/m³, Gichtgas: ca. 3 MJ/m³, Konvertergas: ca. 8,7 MJ/m³) (Pfeifer et al. 2010). Zusätzlich werden die Gase teilweise zur Beheizung der Winderhitzer des Hochofens und in den Öfen des Walzwerks eingesetzt. Dies ist in vielen Hüttenwerken Stand der Technik. Durch diesen Umstand sind integrierte Hüttenwerke nur geringfügig auf extern bezogenen Strom angewiesen und agieren in dieser Hinsicht weitestgehend autark (Sauer et al. 2019; Bons et al. 2020; Schlemme und Bons 2019).

Theoretisch könnten die Kuppelgase für Flexibilitätsmaßnahmen im Stromnetz genutzt werden. Dafür wäre es jedoch zunächst notwendig, dass die vorhandenen werksinternen Abhängigkeiten von diesen Energieströmen durch anderweitigen Energiebezug aufgelöst

werden. Abgesehen davon bietet die Verstromung der Kuppelgase aber eine gute Möglichkeit zur Bereitstellung von flexibler Energie. Die Anlagen des integrierten Hüttenwerks müssen jedoch weitestgehend kontinuierlich betrieben werden können, da bei kurzfristigen Prozessunterbrechungen erhebliche Qualitätsverluste beim Produkt bis hin zum Verlust von ganzen Chargen auftreten können. Besonders starke Abkühlungen des Produkts durch Stillstand der Anlagen sind hier zu vermeiden (Brunke 2017; Schlemme et al. 2019; Schlemme und Bons 2019).

Im Zusammenhang mit Kokereien und der Hochofenroute generell könnten in Zukunft auch CCU-Technologien eine relevante Rolle einnehmen. Diese stellen zunächst einen zusätzlichen energieintensiven Prozess dar, aber auch eine Speichermöglichkeit für Energieträger mit zusätzlichen Möglichkeiten zur energetisch flexiblen Nutzung. Ausschlaggebend sind jedoch auch hier die Gegebenheiten auf dem Energiemarkt (Boldrini et al. 2024).

Die entstehende Hochofenschlacke wird bereits als Rohstoff, bspw. für die Zementherstellung, genutzt. Zusätzlich bietet sich an, die enthaltene Wärmenergie von ca. $1,8 \text{ GJ/t}_{\text{Schlacke}}$ zur Dampferzeugung zu nutzen, hier vor allem zur Stromerzeugung (Brunke 2017).

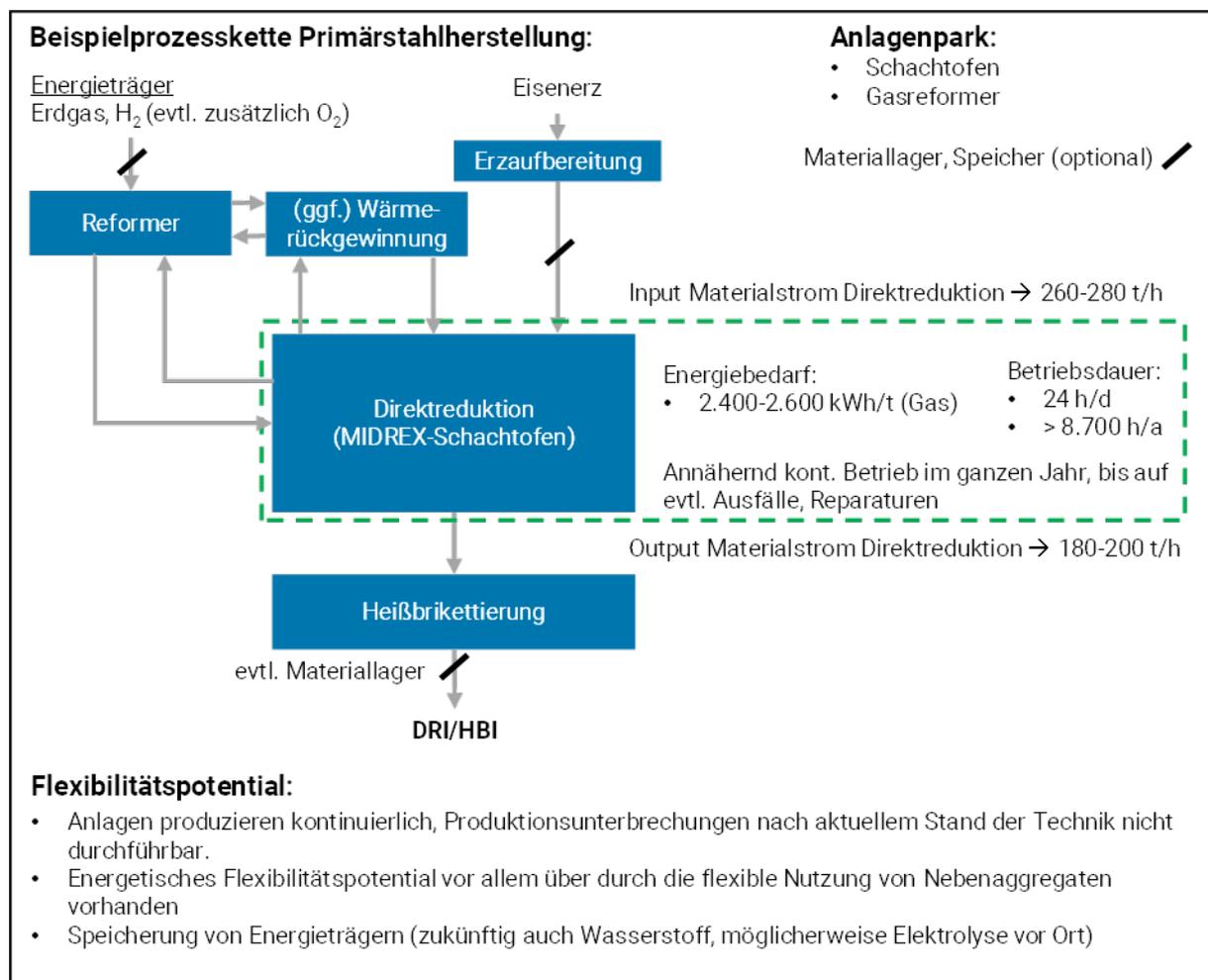
Auch in den Walzwerken dieser Hüttenwerke werden für gewöhnlich die noch heißen, gegossenen Brammen direkt weiterverarbeitet. Die Anlagen sind hier typischerweise vollständig erdgasbeheizt (mit Ausnahmen bei Spezialanwendungen oder Einzelfällen). Rohstahlproduktion und Walzwerk sind häufig durch Wiedererwärmungsöfen vor dem Walzschrift energetisch entkoppelt. Dies ist auch dadurch begründet, dass sich die Walzwerke teilweise an anderen Standorten befinden als die Rohstahlproduktion. Hier ist zusätzliches energetisches Optimierungspotential vorhanden, da durch einen direkten Wärmeinsatz im Walzwerk Energie eingespart werden kann. In manchen integrierten Hüttenwerken ist dies aber auch Stand der Technik (Schlemme et al. 2019; Brunke 2017).

Lediglich die diskontinuierlich betriebenen Anlagen lassen sich flexibel betreiben, sofern genügend Anlagen vorhanden sind, um Produktionsstillstand durch Überkapazitäten auszugleichen. Diskontinuierliche Öfen können beispielsweise am Ende der Prozesskette zur finalen Wärmebehandlung des fertigen Produkts eingesetzt werden. Allerdings kann es auch hierbei zu Problemen bei der Produktqualität kommen, wenn Anlagen inmitten eines Glühzyklus ausgeschaltet werden. Dies ist dann vom jeweiligen Einzelfall abhängig. Auch hier hätte jedoch eine flexibilitätsbedingte Lastverschiebung ein Auskühlen des Gutes nach dem Walzen zur Folge, was wiederum höhere energetische Kosten bei der Wärmebehandlung nach sich zieht (Sauer et al. 2019; Fleiter et al. 2023a; Brunke 2017).

Eine Möglichkeit zur teilweisen Flexibilisierung der Prozessanlagen bildet die Kombination verschiedener Beheizungstechnologien. Durch eine hybride Beheizung aus brennstoffbasierter Brennertechnik und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente oder Induktionsheizung kann beispielsweise der elektrische Teil zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten. Dies ist insbesondere für die Walzwerke eine Option, da hier elektrische Zusatzheizungen einfacher in die bestehenden Anlagen zu integrieren sind als in der Rohstahlherstellung. Des Weiteren besteht für Langprodukte teilweise die Möglichkeit der vollständig elektrifizierten Vorwärmung mittels Induktion (Schlemme und Bons 2019).

Zusätzlich besteht potenziell die Möglichkeit, vorhandene elektrische Hilfsanlagen wie Pumpen und Kühlwasserkreisläufe flexibel zu betreiben. Am Hochofen besteht eine Flexibilitätsoption in Form eines sogenannten Fuel Switch, also ein Austauschen des Hauptenergieträgers Kohle gegen alternative Kohlenstoffträger, wie beispielsweise Kunststoffe. Dieses Flexibilitätspotential ist jedoch nur sehr eingeschränkt nutzbar. Die Integration von Wasserstoff zur Herstellung von DRI für den Hochofeneinsatz könnte das Flexibilitätspotential deutlich erhöhen, vorausgesetzt der Wasserstoff aus den Elektrolyseuren kann gespeichert werden. Aktuell werden bereits entsprechende Anlagen gebaut, eine breite industrielle Verwendung auch in Europa wird jedoch erst in den nächsten 10 bis 15 Jahren erwartet. Das hieraus entstehende Flexibilitätspotential ist vom jeweiligen Einzelfall abhängig (Sauer et al. 2019; Brunke 2017; Schlemme et al. 2019; Schlemme und Bons 2019).

Im Rahmen der Studie wird daher ein besonderer Fokus auf diese Erzeugung von DRI über die Route der Direktreduktion als **Beispielprozesskette** (Abbildung 9) gelegt. Von besonderer Relevanz ist dabei der Einsatz von Wasserstoff und das Potential der Flexibilisierung der Nebenaggregate. Eine gesonderte Betrachtung der nachgeschalteten Prozesse in der Prozesskette (Downstream) erfolgt im Rahmen der Betrachtung der Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung.



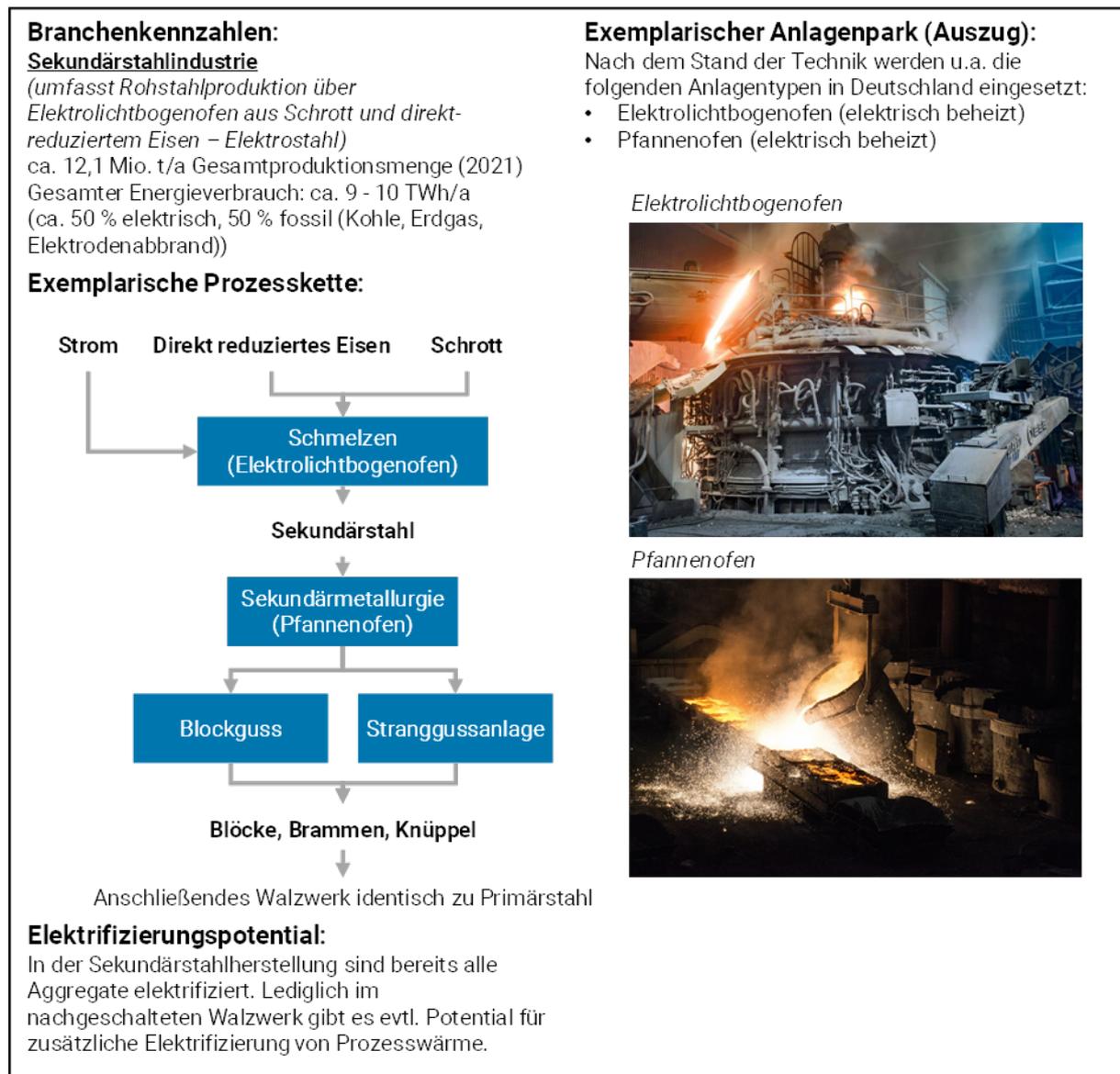
Anmerkungen: Beispielprozesskette basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT.

Abbildung 9: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Primärstahlherstellung/-verarbeitung

4.2 Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

In der Sekundärstahlherstellung (Abbildung 10) wird Stahl aus altem Stahlschrott und gegebenenfalls zusätzlich direkt reduziertem Eisen erschmolzen. Dieser Prozess findet in Elektrolichtbogenöfen statt, welche fast vollständig elektrisch betrieben sind. Es wird unterschieden zwischen Gleichstrom- und Drehstromelektrolichtbogenöfen. Der Hauptenergieeintrag beim Drehstrom-Lichtbogenofen findet über drei Graphitelektroden im Deckel statt, während der Gleichstrom-Lichtbogenofen über lediglich eine Elektrode im Deckel des Ofens und über eine Elektrode im Boden verfügt. Zusätzlich können diese Öfen über einige seitlich montierte Erdgasbrenner verfügen (Krüger und Pfeifer 2011; Sauer et al. 2019).



Quellen: (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2022; Schlemme et al. 2019; Sauer et al. 2019; European Commission 2013), Bilder: (Georgsmarienhütte Holding GmbH 2023)

Abbildung 10: Industriesteckbrief Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung

Nach dem Chargieren des Ofens mit Schrott (oder anderen Stoffen, bspw. DRI) und dem initialen Entzünden des Lichtbogenofens ist der Schrott für gewöhnlich in zehn Minuten eingeschmolzen. Die durchschnittliche Gesamtzeit für eine Charge (von Abstich zu Abstich) beträgt meist 40 bis 60 Minuten (Pfeifer et al. 2011b). Nun werden weitere Körbe Stahlschrott in den Ofen chargiert. Die Zugabe von Zuschlagstoffen (Schlackenbildung), Sauerstoff, Kohlenstoff oder anderen brennbaren Gasgemischen unterstützt den Schmelzprozess. Beim Schmelzprozess kann durch Zuführen weiterer Stoffe und in Abhängigkeit von der Qualität der Ausgangsstoffe (Schrott, DRI) nahezu jede Stahlsorte hergestellt werden. Allerdings muss je nach Einsatz von Schrott oder DRI der Einsatz der Zusatzstoffe angepasst werden. So benötigt der Einsatz von DRI beispielsweise einen erhöhten Einsatz von Kohle (Hölling et al. 2021).

In Elektrostahlwerken in Deutschland findet das Gießen der Halbzeuge prinzipiell sowohl im Blockguss als auch im Strangguss statt. Allerdings überwiegt die Zahl der Werke deutlich, die lediglich über eine oder mehrere Stranggussanlagen verfügen (ca. 76 %). Die jeweiligen Prozessketten zur Weiterverarbeitung der Halbzeuge sind identisch zu denen, welche bereits im Kapitel der Primärstahlerzeugung/-verarbeitung vorgestellt wurden.

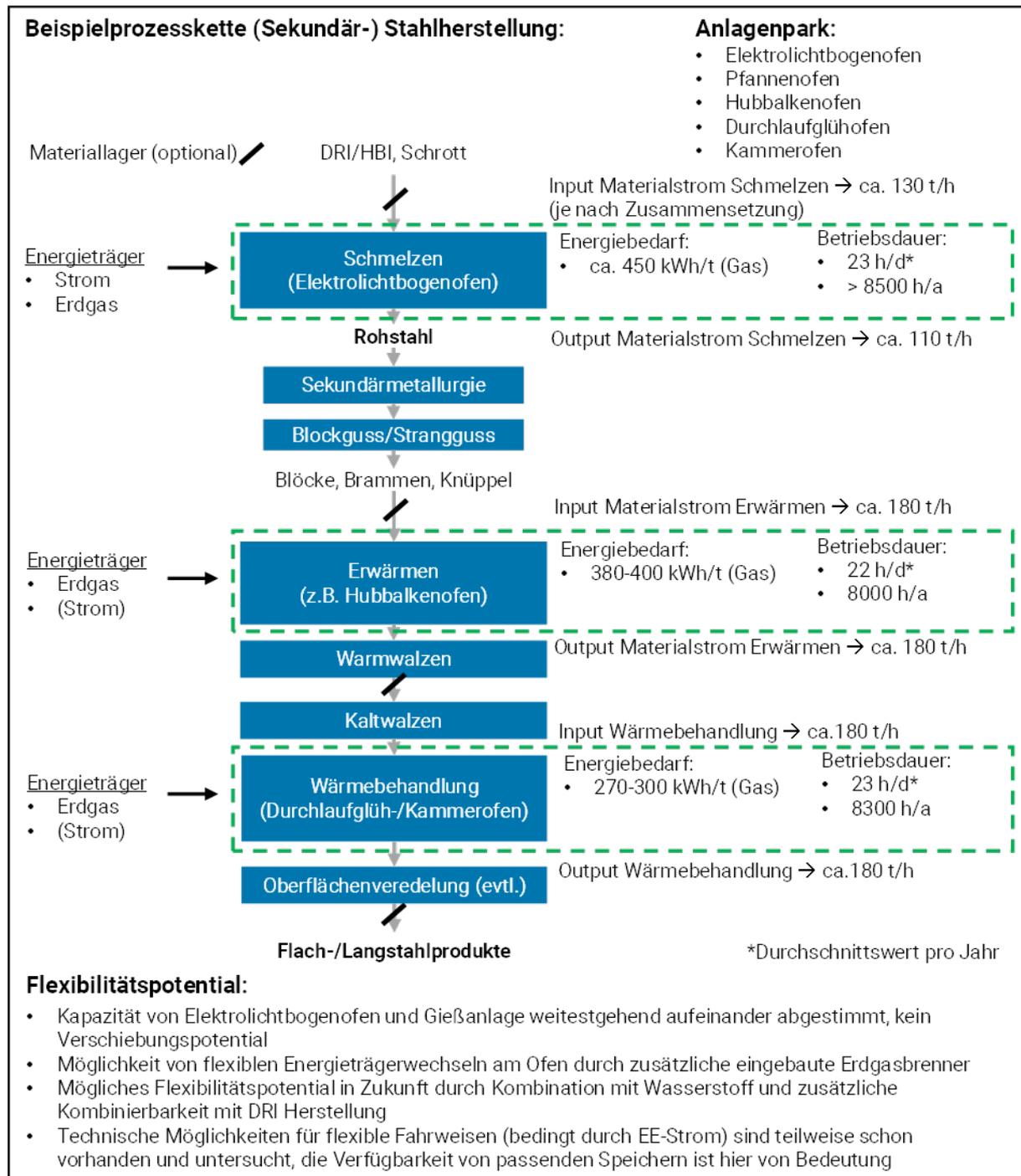
Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Die **Beispielprozesskette** (Abbildung 11) beschreibt die gesamte Prozesskette inkl. der Weiterverarbeitungsprozesse. Im Fokus steht der Elektrolichtbogenofen. Die nachfolgenden Prozessschritte sind insbesondere durch fossil beheizte und kontinuierlich betriebene Anlagen gekennzeichnet und bieten gegenwärtig nur geringes Potential zur Flexibilisierung.

Durch die Tatsache des hohen elektrischen Energieeinsatzes am Elektrolichtbogenofen besteht bereits eine enge Abhängigkeit vom Stromnetz. An vielen Standorten finden bereits, abhängig von den örtlichen Gegebenheiten und der Größe der Anlage, Absprachen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber statt, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen und die Auswirkungen des Ofenbetriebs auf das Stromnetz minimal zu halten (Pfeifer et al. 2011b).

Für Standorte, an denen nur Stranggießanlagen und kein Blockguss nach dem Schmelzprozess im Elektrolichtbogenofen eingesetzt werden, gilt häufig, dass die Schmelzkapazität des Lichtbogenofens über der Kapazität der Stranggießanlage liegt. Dies ergibt ein kleines Flexibilitätswindow für den Ofen von ca. 20 Minuten pro Schicht, die beliebig verteilt werden können. Aktuell werden diese Zeitfenster genutzt, um auf kurzfristige Störungen am Ofen reagieren zu können und Raum für dringend notwendige Wartungsarbeiten zu haben (Sauer et al. 2019).

Das entstehende, ca. 1.400 °C heiße Abgas, welches den Lichtbogenofen durch den Abgaskanal verlässt, kann energetisch genutzt werden, um beispielsweise im Rahmen einer Verdampfungsanlage Prozessdampf zu erzeugen, welcher weiter zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Der diskontinuierliche Betrieb des Ofens erfordert allerdings den Einsatz von entsprechenden Speichern. Dies kann erhebliche Investitionen nach sich ziehen. Zusätzlich ist dafür auch entsprechender Platz auf dem Werksgelände notwendig. Die wirtschaftlichen Gegebenheiten solcher Maßnahmen müssen im Einzelfall geprüft werden (Brunke 2017).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 11: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung

Der Elektrolichtbogenofen bietet außerdem Potential für flexible Energieträgerwechsel. Der Hauptenergieeintrag geschieht zwar elektrisch über die Elektroden, allerdings sind häufig zusätzliche gasbefeuerte Brenner an den Seitenwänden angebracht. Ein flexibles Aus- und Anschalten der Brenner ist möglicherweise im geringen Maßstab möglich. Allerdings ist die Beibehaltung des Temperaturprofils im Ofen und somit letztendlich der Produktqualität von zentraler Bedeutung. Eher umsetzbar ist eventuell ein Fuel Switch bei den meist mit Erdgas betriebenen Brennern hin zu Wasserstoff. Damit hierdurch jedoch die Bereitstellung von Flexibilitätpotential realisiert werden kann, ist ein Elektrolyseur

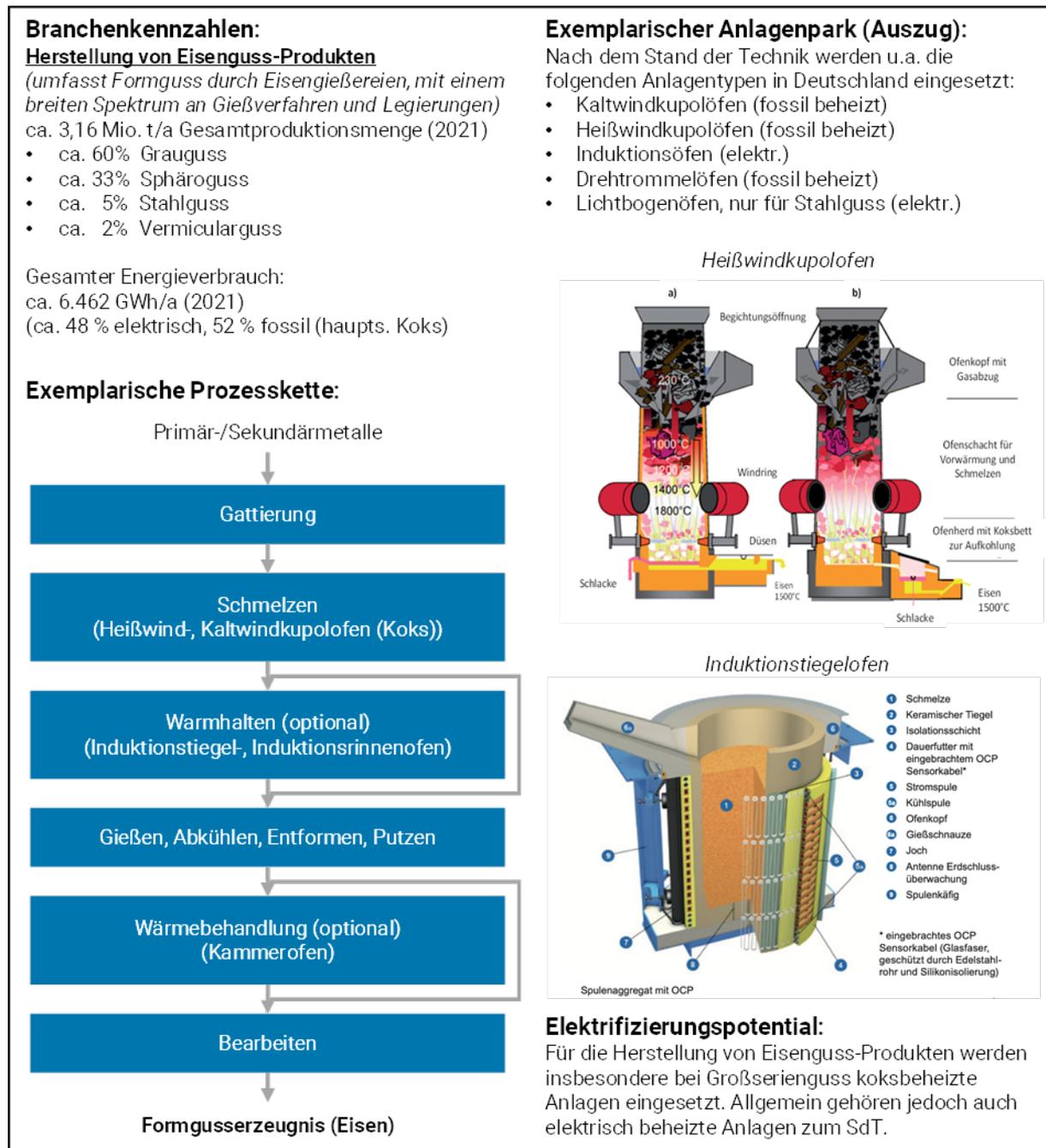
und entsprechende Speichermöglichkeiten vor Ort notwendig. Ein solcher Elektrolyseur könnte ähnlich wie bei der Primärstahlerzeugung auch dafür genutzt werden, Wasserstoff für die DRI-Herstellung beim Einsatz im Lichtbogenofen bereitzustellen. Der Einsatz von DRI im Lichtbogenofen ist dabei heute schon in der Industrie Stand der Technik (Schlemme und Bons 2019).

Entsprechende Untersuchungen zur Kopplung von Elektrostahlwerken mit schwankenden erneuerbaren Stromquellen wurden bereits durchgeführt. In einer Studie aus dem Jahr 2021 (Hölling et al. 2021) wurden verschiedenen Szenarien dazu analysiert, unter anderem die Erzeugung von Wasserstoff aus Windenergie zur Herstellung von DRI für den Elektrolichtbogenofen. Zusätzlich untersucht wurden allgemeine Herausforderungen des Betriebs eines Elektrolichtbogenofens mit schwankendem grünem Strom sowie die Möglichkeiten eines hybriden Anlagenbetriebs mit einer Kombination aus mehreren Energieträgern. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Flexibilitätsmaßnahmen und energetischen Anpassungen technisch möglich sind, falls die entstehenden Leistungsschwankungen durch Batterien abgefangen werden können, und der ggf. produzierte Wasserstoff in ausreichenden Mengen speicherbar ist. Allerdings sind mit diesen Maßnahmen erhebliche Kosten verbunden, welche ohne politische Unterstützung für typische Unternehmen der Branche nicht umsetzbar sind (Hölling et al. 2021).

4.3 Herstellung von Eisenguss-Produkten

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Die Herstellung von Eisenguss-Produkten findet in Eisengießereien statt. Sie fertigen ihre Bauteile, indem flüssiges Metall in eine endkonturnahe Form abgegossen wird. Die Formen sind dreidimensional und können hochkomplexe Geometrien abbilden. Die Prozesskette ist insbesondere durch die energieintensiven Prozessschritte des Schmelzens, Warmhaltens und der Wärmebehandlung geprägt, wobei sowohl elektrische als auch fossil beheizte Anlagentechnik eingesetzt wird (Abbildung 12) (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V.).



Quellen: (Fleiter et al. 2023a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022); (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b); Bilder: (Lemperle und Rachner 2011); (Dötsch 2018)

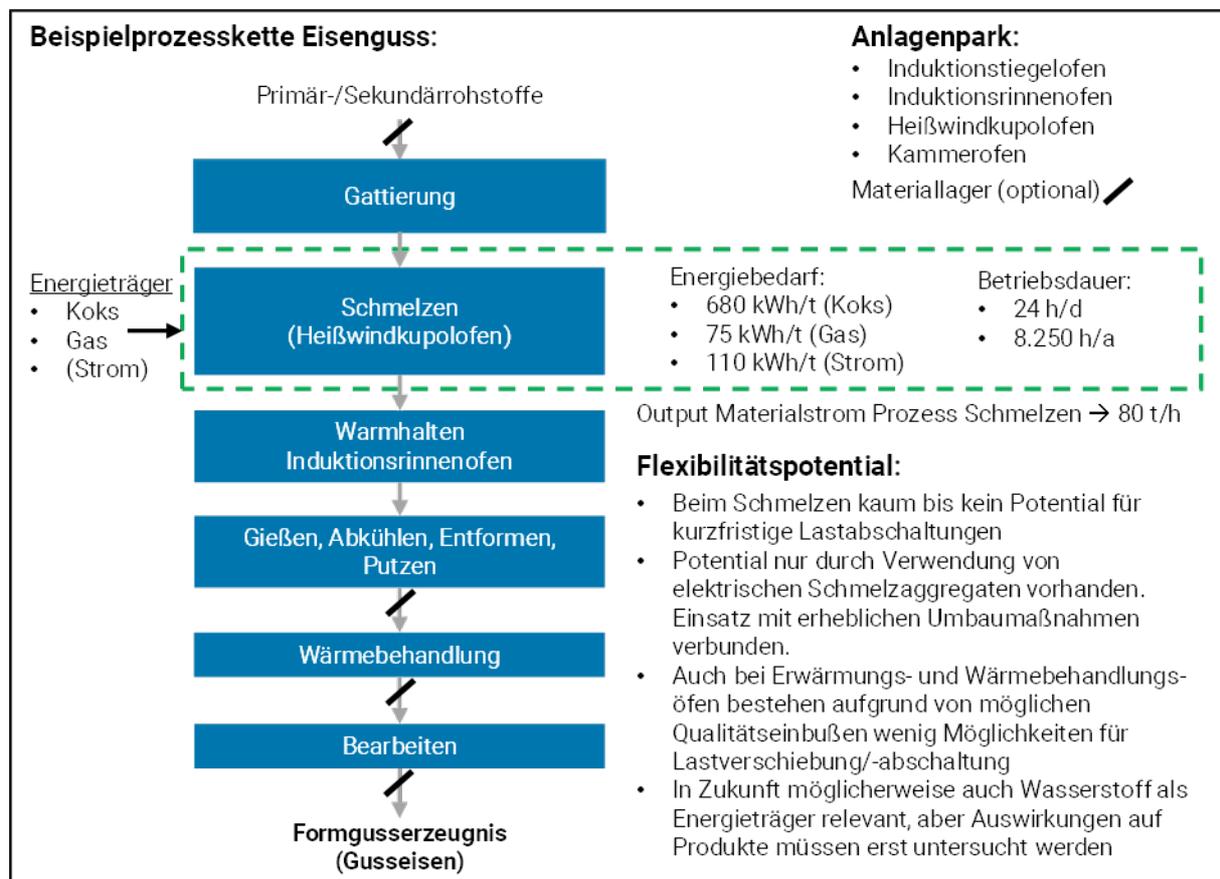
Abbildung 12: Industriesteckbrief Eisenguss-Produktion

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Die erhöhte Stromnachfrage aufgrund der zukünftigen (anteiligen) Elektrifizierung fossil beheizter Anlagen von Eisengießereien in Kombination mit dem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Stromnetz geht mit einer gesteigerten regionalen Volatilität am Strommarkt einher. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt aufseiten der Gießereien unterliegt dabei unterschiedlichen Randbedingungen, die sich aus technischen, wirtschaftlichen und sozialen Faktoren zusammensetzen. Beispielsweise darf eine zeitlich bedingte Variation der Dauer der Thermoprozesse, wie das

längere Warmhalten der Schmelze, zu keiner Erhöhung des spezifischen Energiebedarfs pro Tonne Flüssigmetall sowie zu erhöhten Qualitätsverlust des Gussproduktes bzw. zu einer Steigerung der Ausschussquote führen. Somit ist besonders aus technischer und energetischer Sicht Lastabschaltung (Lastabwurf) nach dem **Stand der Technik** im Einzelfall kritisch zu bewerten. Der Einsatz von Energiemanagementsystemen trägt jedoch bereits zu einem effizienteren Schmelzbetrieb und zur Bereitstellung von Lastflexibilität bei. Ein Beispiel ist hierbei der Einsatz von Spitzenlastmanagementsystem für den Schmelzbetrieb mit mehreren Induktionsschmelzöfen (Bosse et al. 2013).

In einer jährlichen Strompreisumfrage des Bundesverbandes der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG) gaben ca. 20 Gießereien (Strompreisumfrage BDG 2019) an, ihren Betrieb auf eine atypische Netznutzung iSd. § 19 Abs. 2 S. StromNEV umgestellt zu haben (Fleiter et al. 2023a). Insgesamt ist die quantitative Datenlage für eine fundierte Abschätzung des Flexibilitätspotentials zum Lastmanagement in der Gießerei-Industrie aber unzureichend (Guminski et al. 2019; Hübner et al. 2020). Insgesamt ist die Umstellung insbesondere des Schmelzprozesses nicht ohne erhebliche Umbaumaßnahmen möglich und das Flexibilisierungspotential gering, wie die **Beispielprozesskette** (Abbildung 13) verdeutlicht.



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 13: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Eisenguss-Produktion

4.4 Aluminiumherstellung/-verarbeitung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozessketten

Bei der Produktion von Rohaluminium liegt der Fokus in diesem Kapitel auf den Prozessen der Sekundäraluminiumherstellung aus Schrott (Abbildung 14). Die Primäraluminiumproduktion über Elektrolyseure wird nicht betrachtet, da es hier bereits umfassende Aktivitäten zur Realisierung von energetischen Flexibilitätspotentialen gibt. Beispielsweise konnte eine Batterie von Elektrolyseuren in einem Werk zu einer virtuellen Batterie zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie umgerüstet werden (Sauer et al. 2019).

Bei der Betrachtung der Produktionszahlen ist zu beachten, dass Deutschland ca. zwei Drittel des verwendeten Rohaluminiums importiert. Dieses Material (in Form von Barren oder Masseln) wird nach der Anlieferung eingeschmolzen und anschließend weiterverarbeitet. Die zum Schmelzen eingesetzten Chargen bestehen entsprechend aus Hüttenaluminium sowie aus neuen und alten Schrotten und den erforderlichen Legierungszusätzen. Das Warmhalten findet meist im gleichen Ofen wie das Einschmelzen statt (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019).

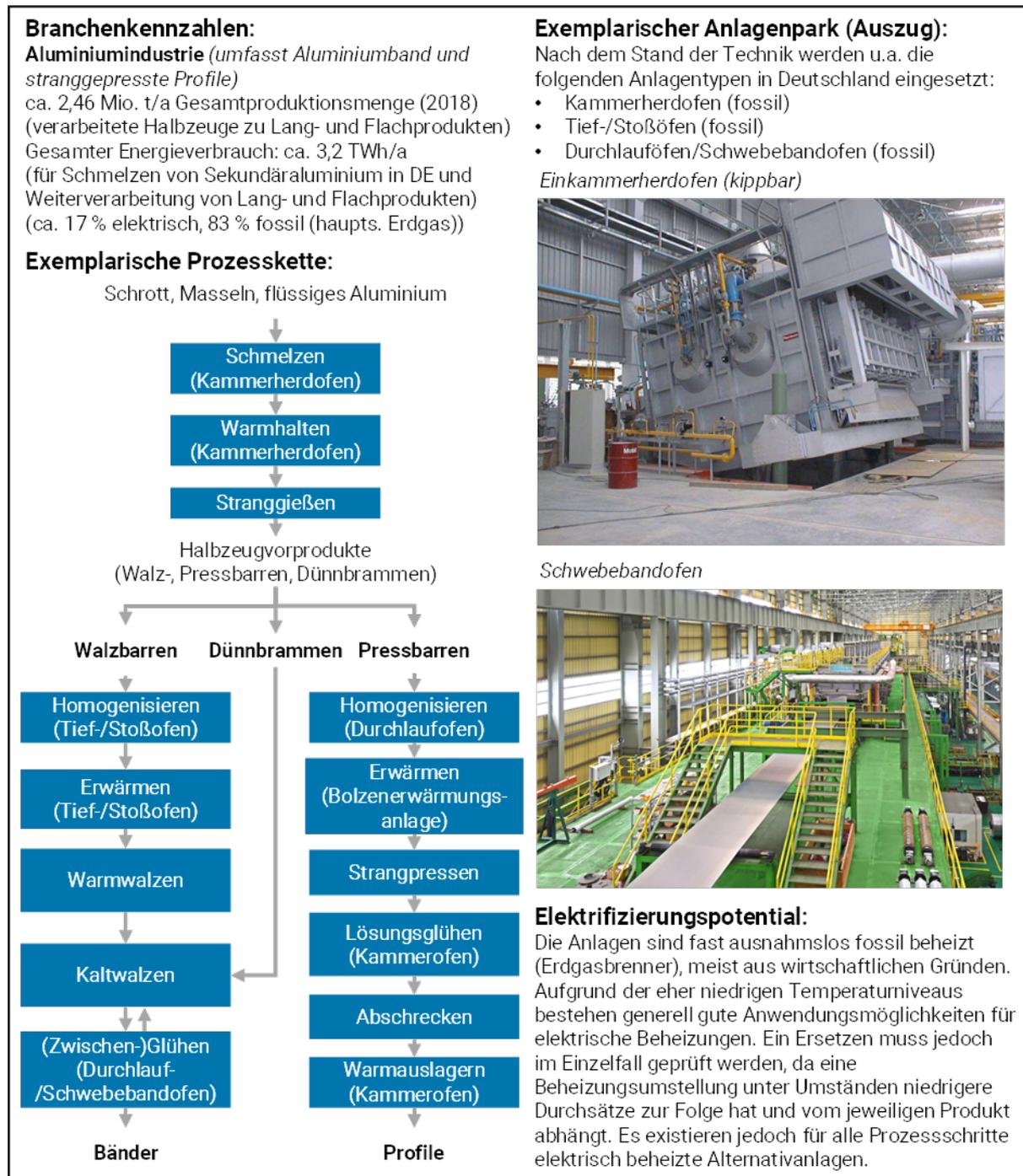
In den Prozessketten zur Herstellung von Aluminium wird grundsätzlich zwischen Flach-, Lang-, und Formgussprodukten unterschieden. Für die ersten beiden Kategorien werden zunächst Aluminiumhalbzeuge produziert, welche anschließend weiterverarbeitet werden. Die Herstellung von Formgussprodukten beginnt direkt nach der Rohaluminiumproduktion. Die verarbeiteten Materialien in den **Flach- und Langproduktprozessketten (Herstellung von Aluminiumwalz- und Strangpressprodukten)** werden auch als Knetlegierungen zusammengefasst. Zu den Flachprodukten zählen Bänder, Bleche und Folien, welche hinsichtlich der Produktionszahlen die größte Produktionskategorie der Aluminiumbranche ausmachen (75,4 % der Halbzeuge, (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019). Diese werden in Walzwerken aus Walz- oder Dünnbrammen hergestellt. Die Langprodukte – Rohre, Stangen und Profile – werden aus Pressbarren in Strangpresswerken produziert (Pfeifer et al. 2011b; European Commission 2017).

Die Prozesskette für die Herstellung von Aluminiumhalbzeugen gliedert sich in die Schritte Schmelzen, Warmhalten und Stranggießen. Als Schmelzaggregate werden vor allem regenerativ oder rekuperativ gasbeheizte Ein- oder Zweikammerherdöfen verwendet. Teilweise werden induktiv beheizte Tiegel- oder Rinnenöfen zum Schmelzen von kleinstückigem Kreislaufmaterial eingesetzt (Ostermann 2014).

Die Weiterverarbeitung zu Flachprodukten stellt die häufigste Weiterverarbeitungsvariante von Aluminium in Deutschland dar. Vor dem Walzen wird das Walzgut häufig oberhalb der Walztemperatur in Tief- oder Stoßöfen homogenisiert. Während des Umformens sind Glühvorgänge (Zwischen- oder Weichglühen) notwendig, wodurch die Umformbarkeit wiederhergestellt wird. Das Zwischenglühen kann kontinuierlich in Durchlauf- bzw. Schwebebandöfen oder diskontinuierlich in Kammeröfen stattfinden. Nach dem Stand der Technik sind sowohl die Anlagen zum Homogenisieren/Erwärmen als auch die Glühanlagen erdgasbeheizt (Drossel et al. 2018).

Das Strangpressen zählt neben dem Walzen zu den häufigsten Umformverfahren für Aluminium und wird zum Herstellen von komplexen Querschnitten und Profilen verwendet. Zur Verarbeitung von Bolzen aus der Gießerei ist zunächst ein Homogenisierungsglühen erforderlich. Dieser Prozessschritt kann sowohl diskontinuierlich als auch kontinuierlich in Kammeröfen oder Durchlauföfen durchgeführt werden. Die Erwärmung unmittelbar vor

dem Pressvorgang erfolgt in speziellen Bolzenerwärmungsanlagen, wobei die Beheizung sowohl mit Gas, elektrisch als auch hybrid erfolgen kann (Pfeifer et al. 2011b; Ostermann 2014; Drossel et al. 2018).



Quellen: (Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) 2019), (Guminski et al. 2019), (Ostermann 2014), Bilder: (Valder 2010b), (Ebner Hicon 2023)

Abbildung 14: Industriesteckbrief Aluminiumherstellung/-verarbeitung

Neben der Herstellung von Aluminiumwalz- und Strangpressprodukten findet die Herstellung von **Aluminiumguss-Produkten** statt, die in Aluminiumgießereien herstellt werden (Abbildung 15).

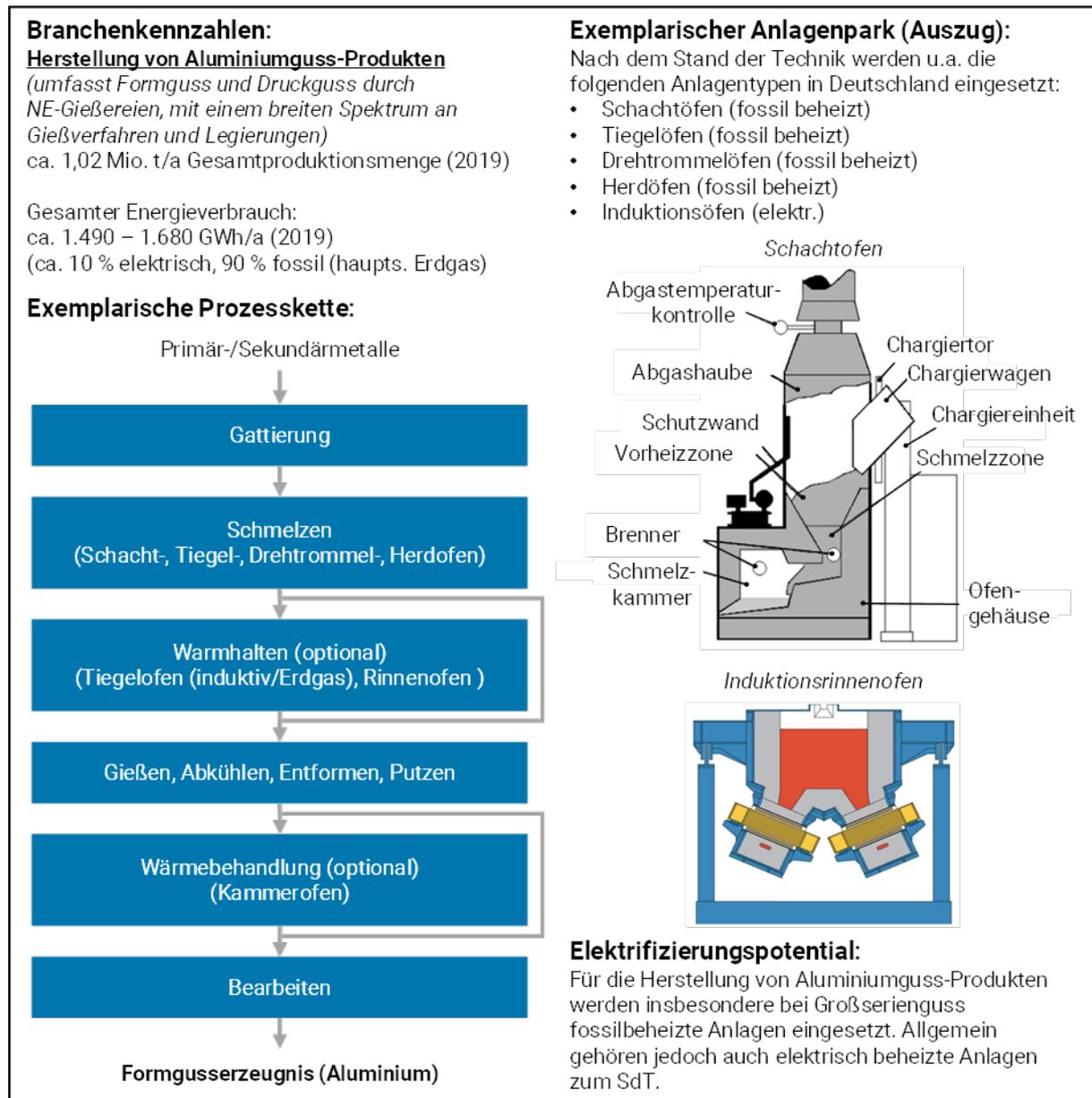


Abbildung 15: Industriesteckbrief Aluminiumguss-Produktion

Aluminiumgießereien fertigen ihre Bauteile ebenfalls nach dem Prinzip des Formgusses an. Für Aluminium ist es, anders als bei den meisten Eisengießereien, jedoch auch möglich, Dauerformen zu verwenden. Sie werden überwiegend aus Werkstoffen metallischer Art gefertigt, die eine besondere Temperatur- und Verschleißfestigkeit aufweisen und für hohe Stückzahlen des gleichen Gussteils ausgelegt sind. Die gebräuchlichsten Verfahren des Dauerformgusses sind der Schwerkraft-Kokillenguss, der Niederdruckguss, der Schleuderguss und der Druckguss. Der Druckguss wird wiederum in das Warmkammer- und das Kaltkammerverfahren aufgeteilt. Zwischen den genannten Verfahren existieren auch Mischformen, die nicht strikt in bestimmte Kategorien eingeteilt werden können. Hierzu zählt zum Beispiel das Rheogießen, das sowohl Elemente des Halbzeuggusses als

auch des Formgusses miteinander vereint. Es wird zwischen verlorenen Formen und Dauerformen unterschieden. Für den Massenguss hat sich besonders der Druckguss als automatisiertes Verfahren bewährt. Es hat bei deutschen Aluminiumgießereien einen Anteil von ca. 60 % des gesamten Massenstroms an Gussprodukten (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. 2019b; Sahm et al. 1998).

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozessketten

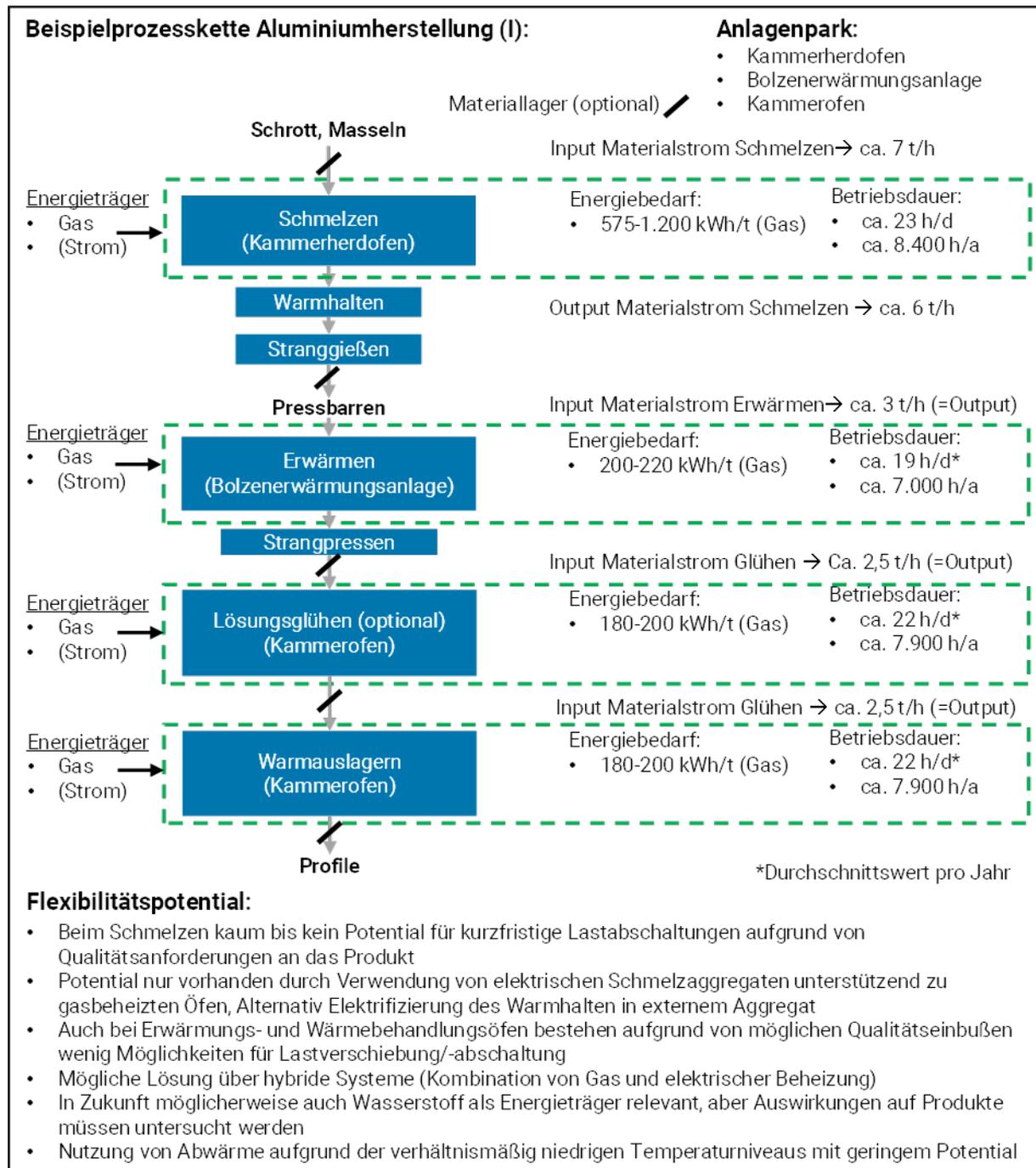
Hinsichtlich der Primäraluminiumherstellung mittels Elektrolyse gibt es wie oben erwähnt bereits ausführliche Flexibilitätsanalysen. In Zukunft wird in der Elektrolysetechnik zusätzlich der Wechsel hin zu inerten Anoden eine Rolle spielen. Aktuell werden Kohlenstoffanoden eingesetzt, welche während des Prozesses langsam verbraucht werden, wodurch CO₂ entsteht. Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung werden diese Anoden wahrscheinlich nach und nach durch inerte Anoden ersetzt, die während des Elektrolyseprozesses nicht reagieren. Hierdurch entsteht lediglich reiner Sauerstoff anstelle von CO₂. Der Energiebedarf des Prozesses erhöht sich hierdurch leicht. Dies wird in Zukunft ebenfalls große Auswirkungen auf die energetischen Flexibilitätsoptionen des Prozesses haben.

Da sich die späteren Beispielprozessketten auf die **Herstellung von Walz- und Strangpressprodukten** im Rahmen der Sekundäraluminiumproduktion fokussieren, wird hier insbesondere der aktuelle Stand von Flexibilitätsoptionen in diesem Bereich betrachtet. Die **Beispielprozessketten** (Abbildung 16 und Abbildung 17) stellen die Prozesskette der Aluminiumherstellung und der Verarbeitung von Strangpressprodukten dar.

Bei diskontinuierlichen Anlagen (bspw. der diskontinuierlichen Wärmebehandlung in Stoß- oder Tieföfen) besteht prinzipiell die Möglichkeit der Lastverlagerung mit entsprechender Produktionsplanung. Ökonomische Faktoren werden hierbei zunächst außer Acht gelassen. Ein kurzfristiges Abschalten der Anlagen sowohl bei der Wärmebehandlung als auch bei anderen diskontinuierlichen thermischen Prozessen der Produktionslinie ist jedoch nicht möglich. Dies geht häufig mit Qualitätseinbußen beim Produkt sowie mit erheblichen wirtschaftlichen Schäden einher. Kontinuierliche Anlagen können nicht kurzfristig abgeschaltet werden, da sie meistens an vor- und nachgeschaltete Anlagen gekoppelt sind. Diese Restriktionen gelten auch für die vorhandenen elektrischen Alternativanlagen (Fleiter et al. 2023a).

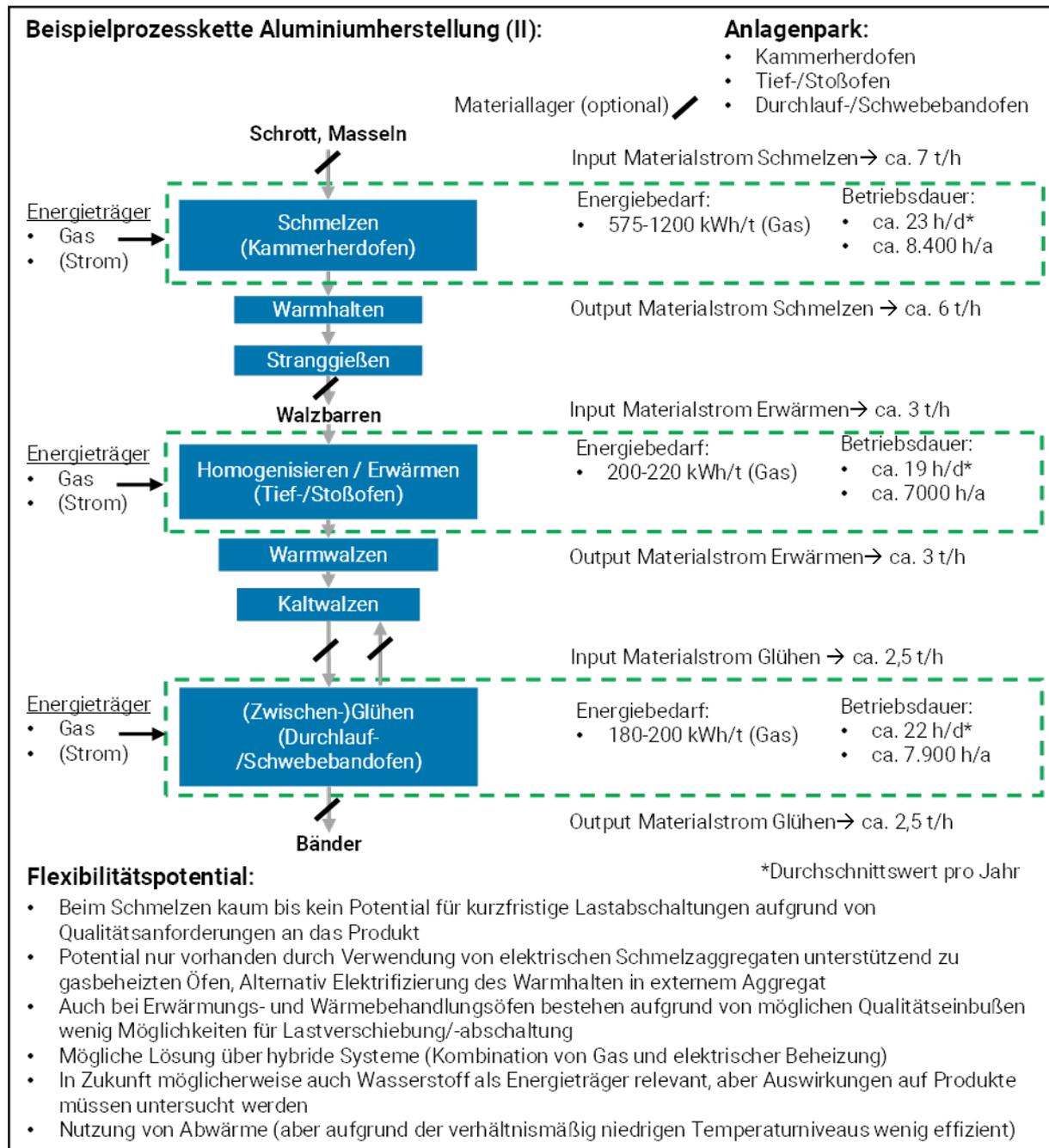
Einen Lösungsansatz bietet die Kombination von fossilen und elektrischen Beheizungstechnologien bei einer Anlage, bspw. im Rahmen einer elektrischen Zusatzheizung aus Widerstandsheizelementen für eine ansonsten fossil beheizte Anlage. Dies wird in anderen Industrien, bspw. der Glasindustrie, bereits praktiziert (Sauer et al. 2019; Fleiter et al. 2023a). Diese Option besteht grundsätzlich für alle genannten Anlagentypen. Der Platz für die elektrische Zusatzheizung ist allerdings von der Anlagenbauart abhängig und limitiert entsprechend die installierbare Heizleistung. Unter Umständen sind für diese Maßnahmen dann Neubauten notwendig.

Eine andere Möglichkeit zur Erzeugung flexibel zur Verfügung stehender Energie ist die Nutzung der in den Prozessen erzeugten Abwärme. Hierfür existieren diverse Konzepte von sogenannten Heat-to-Heat-Systemen, um die Prozessabwärme in Wärmetauschern zu speichern und später zur Erzeugung von Dampf, Fernwärme oder elektrischem Strom zu nutzen (siehe bspw. (Kraftblock GmbH 2023)). Ausschlaggebender Punkt ist bei der Anschaffung dieser Systeme in der Regel die Wirtschaftlichkeit.



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 16: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Aluminiumherstellung/-verarbeitung I



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 17: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Aluminiumherstellung/-verarbeitung II

Im Bereich der **Aluminiumguss-Produkte** sind elektrisch beheizte Anlagen gut erforscht. Der Einsatz richtet sich aber in Deutschland vor allem nach wirtschaftlichen Kriterien (Bansal et al. 2015). Aufgrund hoher notwendiger Schmelzleistungen, besonders im Druckguss, ist der Anteil an elektrisch beheizten Anlagen in Aluminiumgießereien gering. Elektrische Schmelzöfen, wie der diskontinuierlich betriebene Induktionstiegelofen, werden aufgrund ihrer geringen Schmelzleistungen überwiegend für Auftragsgussteile eingesetzt (Bosse et al. 2013).

Bei diskontinuierlichen Anlagen, wie etwa die eingesetzten Wärmebehandlungsanlagen, besteht die Möglichkeit der Lastverlagerung mit entsprechender Produktionsplanung. Ein

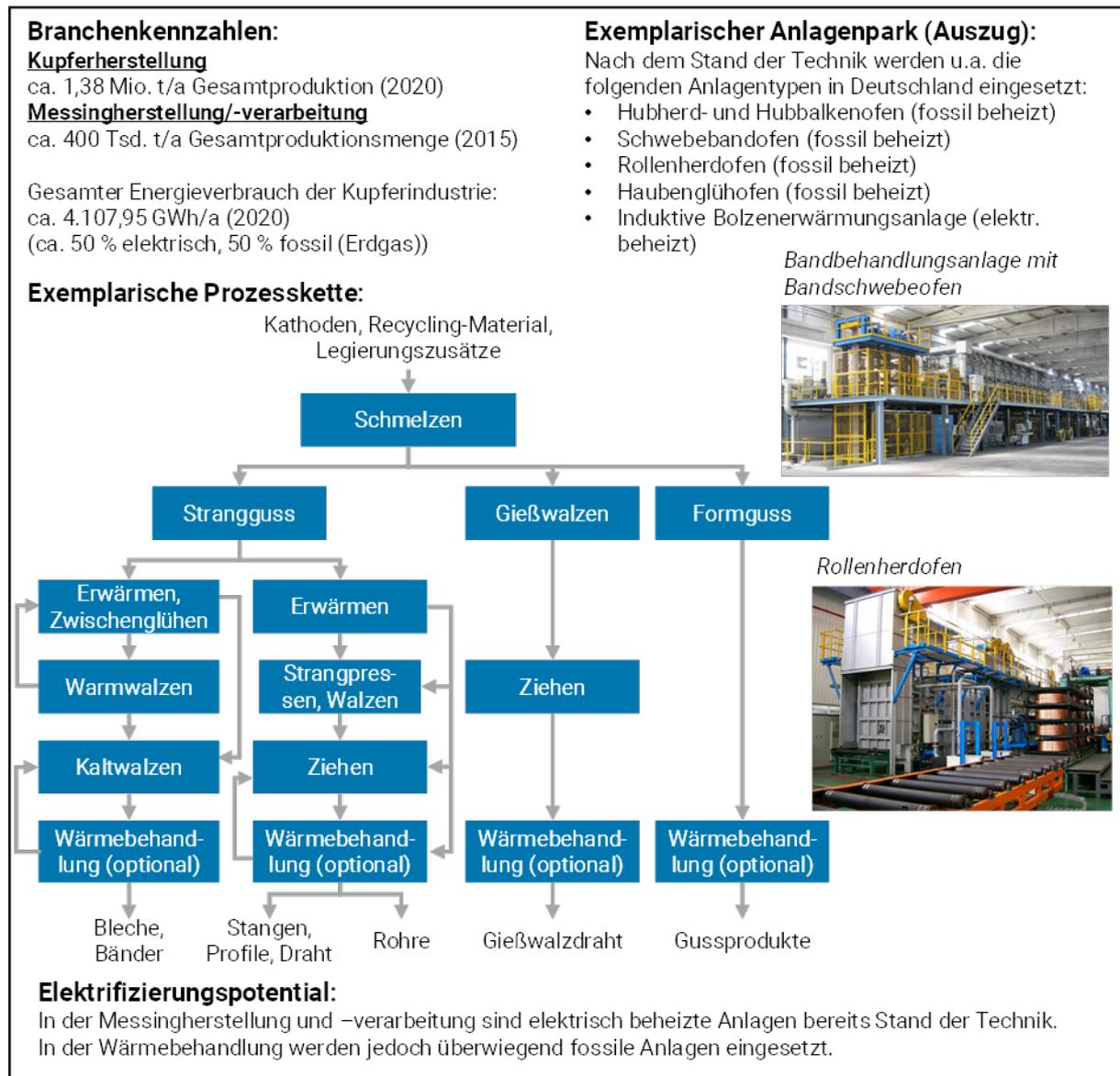
kurzfristiges Abschalten der Anlagen ist jedoch aufgrund möglicher Qualitätsverlustes der Gussbauteile nicht möglich. Einen Lösungsansatz bietet, wie bereits für die Aluminiumherstellung und -verarbeitung beschrieben, eine hybride Beheizung der Anlage. Die limitierenden Faktoren sind hierbei jedoch ebenfalls sowohl wirtschaftlicher als auch technischer Natur, wie etwa die eingeschränkten Möglichkeiten eines Retrofittings und die daraus resultierende Notwendigkeit eines Anlagenneubaus (Fleiter et al. 2023a).

4.5 Messingherstellung/-verarbeitung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Messing zählt zu den bekanntesten Kupferlegierungen. Die verschiedenen Messingsorten weisen dabei allesamt Zink in unterschiedlichen Anteilen auf (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019b). Aufgrund der hohen Zahl unterschiedlicher Legierungen und deren Anwendung ist die Vielfalt der Thermoprozessanlagen und deren Prozessparameter besonders groß (Abbildung 18).

Die Einsatzmaterialien in Form von 90 % recyceltem Material und nur einem geringen Anteil an Primärrohstoffen und Vorlegierungen werden vor der Weiterverarbeitung bevorzugt in elektrischen Induktionsöfen eingeschmolzen. Aus diesen werden die Produkte Bänder, Bleche, Profile, Stangen, Rohre, Draht und Gussprodukte hergestellt. Gusslegierungen werden oftmals auch in Brennstoff- oder elektrisch widerstandsbeheizten Öfen aufgeschmolzen. Die hierbei relevanten fünf produktspezifischen Prozessketten sind das Walzen, Strangpressen und Ziehen, das Gießwalzen und der Formguss. Zwecks Einstellung der benötigten mechanischen Eigenschaften werden die meisten Messingprodukte wärmebehandelt. Dies erfolgt zu einem Großteil in fossilbeheizten Anlagen (Köhlhofer und Leutloff 2011; Sprung 2011; Trauzeddel und Schmitz 2011; Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a).

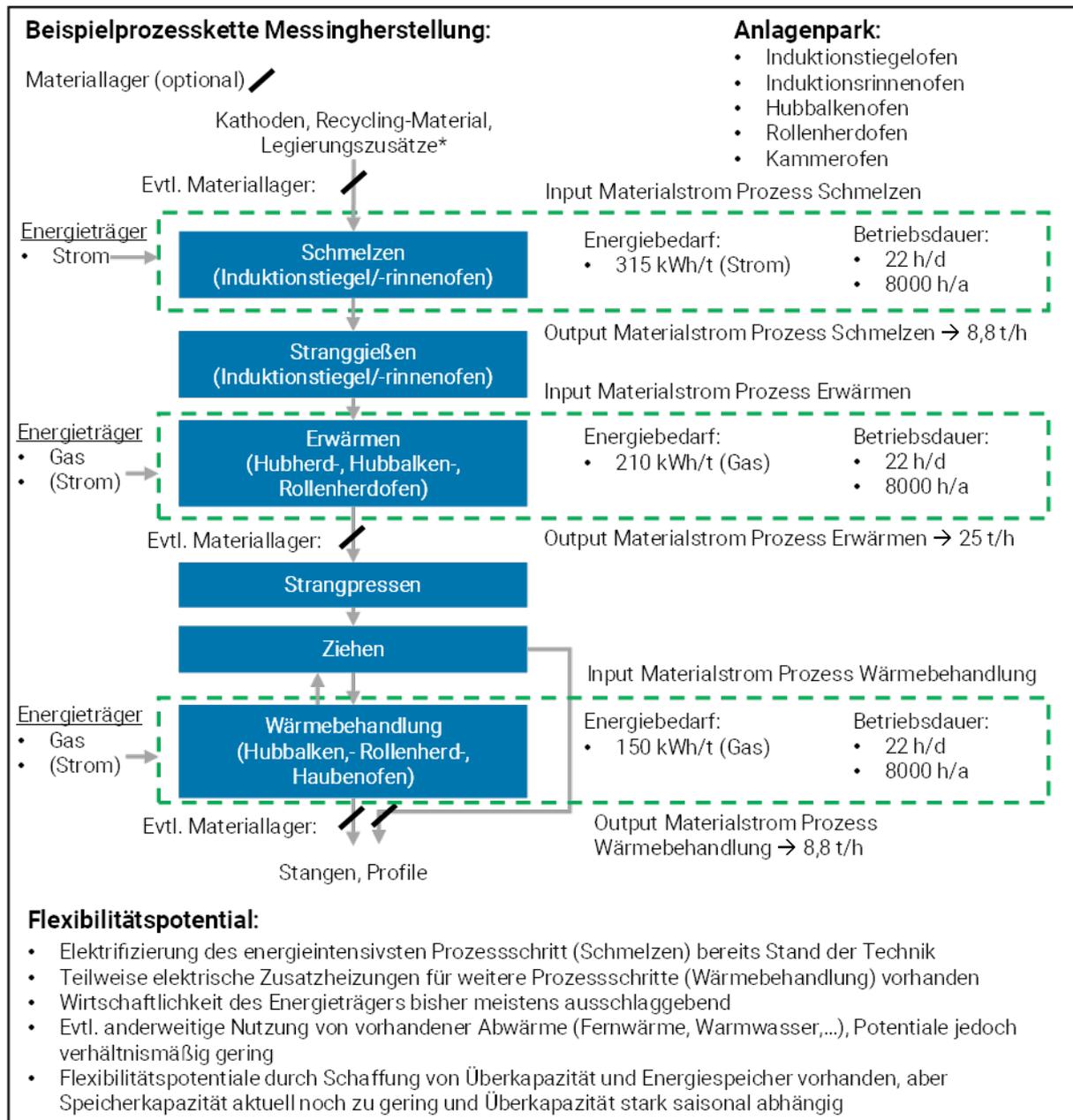


Quellen: (Umweltbundesamt (UBA) 2019); (Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) 2019a), (Köhlhofer und Leutloff 2011; Sprung 2011; Trauzeddel und Schmitz 2011) Bilder: (Sprung 2011); (Odenthal et al. 2003); (Pfeifer et al. 2011b)

Abbildung 18: Industriesteckbrief Kupfer- und Messingherstellung/-verarbeitung

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Das Flexibilitätspotential in der Kupfer- und Messingherstellung sowie -verarbeitung ist aufgrund der meist kontinuierlich betriebenen Anlagen gegenwärtig gering. Dies zeigt sich am **Stand der Technik**, aber auch bei der Analyse der **Beispielprozesskette** (Abbildung 19). Ein erhöhtes Flexibilisierungspotential kann erneut durch diskontinuierlich betriebene Anlagen zur Verfügung gestellt werden, jedoch sind diese vielfach in kontinuierliche Produktionslinien integriert. Hier ist im Einzelfall und unter Berücksichtigung der Anlagenbelegung zu prüfen, ob Anlagen in der Produktionskette zur Bereitstellung von Flexibilitätspotentialen vorhanden sind (Fleiter et al. 2023a).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT.

Abbildung 19: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Messingherstellung/-verarbeitung

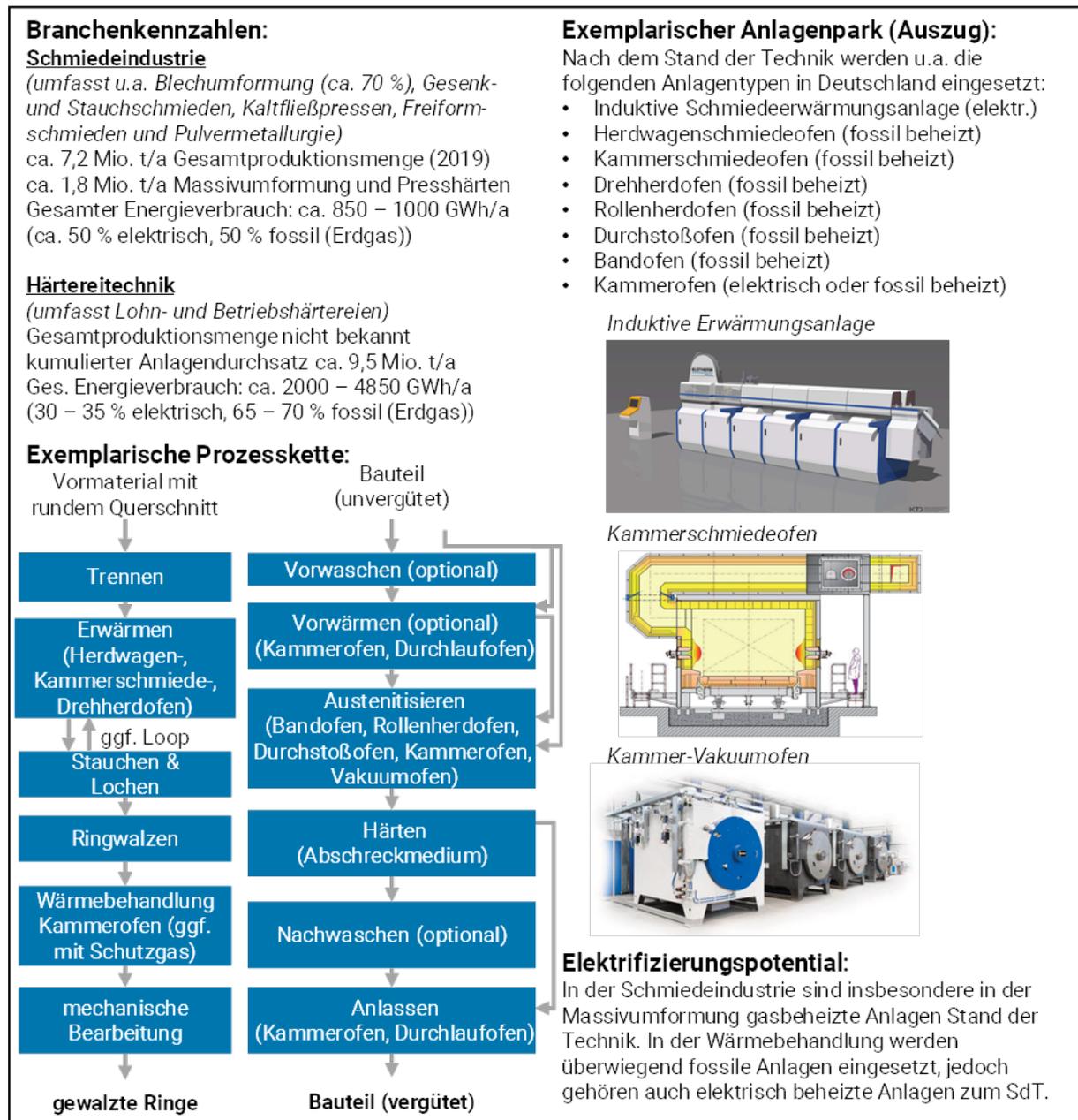
Eine Flexibilisierungsmaßnahme ist dabei eher zu realisieren, wenn mehrere Anlagen eines Typs gleichzeitig oder abwechselnd betrieben werden. Durch das Abschalten einzelner Anlagen wird die Prozesskette hierbei zwar nicht komplett unterbrochen, jedoch muss der resultierende wirtschaftliche Verlust im Einzelfall auch berücksichtigt werden, da die verwendeten Produktionsanlagen wie beschrieben fest in den Produktionsplan eingebunden sind. Weitere Flexibilitätsperspektiven auf Werksebene könnten, wie in anderen Branchen auch, mit zusätzlichem technologischem Fortschritt einhergehen. Eine Weiterentwicklung besonders in den Bereichen der Betriebstechnik bzw. der Regeltechnik des Elektroschmelzofens wäre hierbei für die Steigerung des Flexibilisierungspotentials denkbar (Fleiter et al. 2023a).

4.6 Schmieden und Härten

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

In der Umformtechnik wird grundsätzlich zwischen der Massivumformung und der Blechumformung (Presshärten) unterschieden. Schmieden beschreibt im Allgemeinen die Produktion massiv umgeformter Bauteile, weshalb die Schmiedeindustrie aus technischer Perspektive primär die Prozessketten der Massivumformung beinhaltet (Abbildung 20).

Das Härten ist ein spezielles Verfahren der Wärmebehandlung. Es ist ein wichtiger Teil in der Prozesskette von Stahlbauteilen. Hier werden die endgültigen Gebrauchseigenschaften des Bauteils eingestellt. Dabei ist diese Art der Wärmebehandlung durch eine Vielzahl unterschiedlicher Prozessschritte, -parameter und Thermoprozessanlagen charakterisiert.



Quellen: (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2019; Pfeifer et al. 2011b; Ade 2017; Deutsche Massivumformung 2020), Bilder: (SMS Elotherm GmbH 2021; Pfeifer et al. 2011b; Ipsen International GmbH)

Abbildung 20: Industriesteckbrief Schmieden und Härten

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Eine wesentliche Einschränkung für die Flexibilisierung von Prozessen in der Umformtechnik besteht darin, dass die Produktion in der Regel kontinuierlich erfolgt, wie beispielsweise bei Gesenkschmiedeteilen oder pressgehärteten Bauteilen. Ein kurzfristiges An- oder Abschalten der Anlagen ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion entweder nicht möglich oder wirtschaftlich unrentabel. Nur Anlagen, die diskontinuierlich betrieben werden, wie in Freiformschmieden oder Ringwalzwerken, können unter bestimmten Bedingungen flexibel betrieben werden, vorausgesetzt, es sind genügend Anlagen vorhanden, um den Stillstand anderer Anlagen zu kompensieren. Dies erfordert jedoch Überkapazitäten, die in der Regel nicht vorhanden sind (Fleiter et al. 2023a). Durch

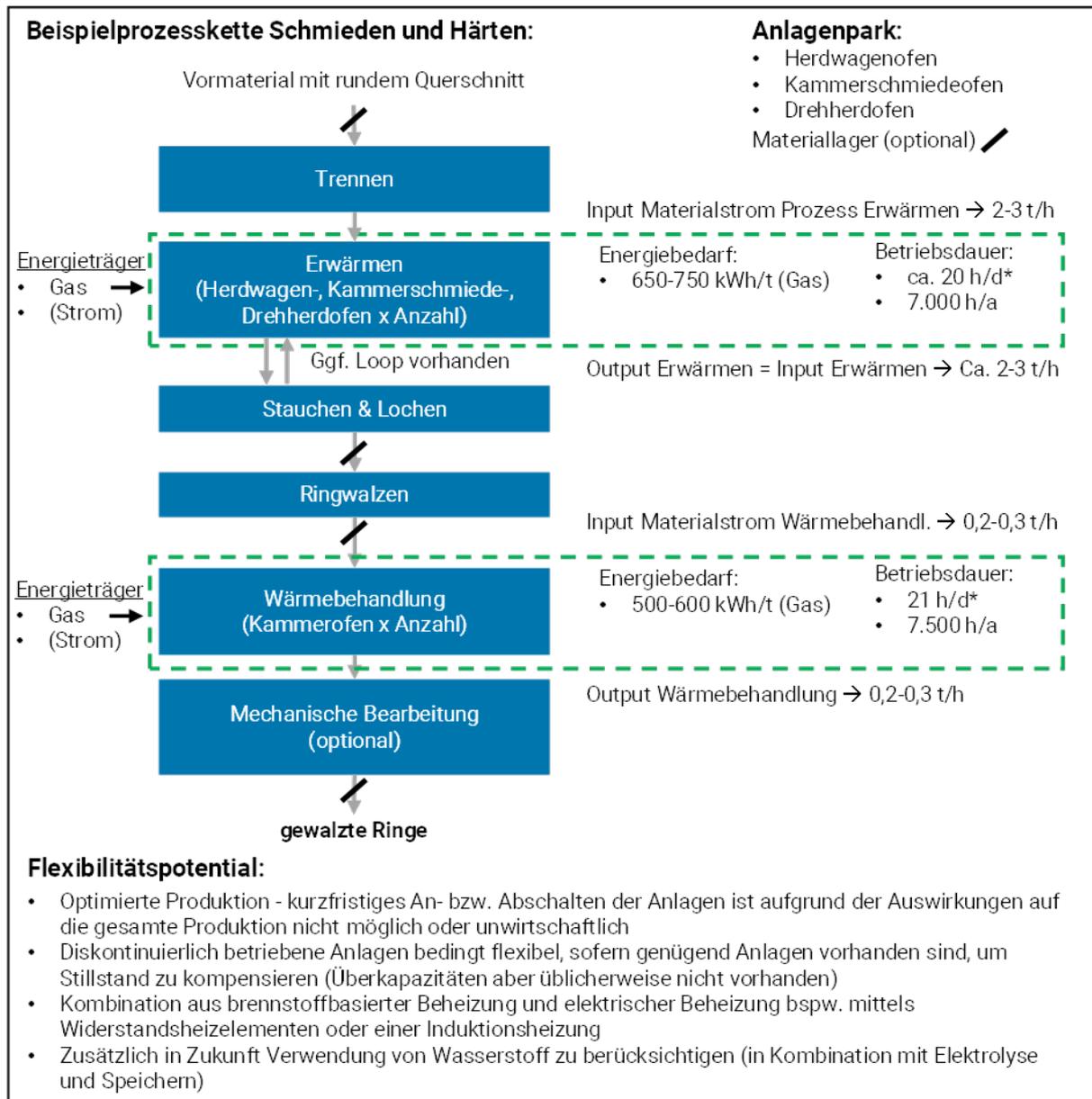
Kapazitätserhöhungen und optimierte Lagerhaltung von (Zwischen-)Produkten kann hier aber auch ohne Eingriff in die Anlagentechnik Flexibilitätspotential bereitgestellt werden.

Eine hybride Beheizungskombination aus brennstoffbasierten Brennern und elektrischen Heizelementen wie Widerstandsheizelementen oder Induktionsheizungen könnte dazu genutzt werden, den brennstoffbasierten Teil zu entlasten und somit Flexibilitätspotential zu schaffen. Allerdings erfordern diese hybriden Optionen zusätzliche Kapazitäten, die üblicherweise nicht in der Anschlussleistung der Anlagen berücksichtigt sind. Daher sind die Flexibilisierungsmöglichkeiten in der Schmiedeindustrie insgesamt begrenzt und bedürfen einer Einzelfallprüfung (Fleiter et al. 2023a). Dies gilt ebenso für die Wärmebehandlungsprozesse der Härtereitechnik.

Bei den brennstoffbasierten Systemen ist zusätzlich in Zukunft die Verwendung von Wasserstoff zu berücksichtigen, der insbesondere für schwer elektrifizierbare Prozesse eine wichtige Option zur Dekarbonisierung für die Industrie darstellt. Dies eröffnet zusammen mit der Frage nach eventueller Herstellung vor Ort mittels Elektrolyse und Speicherung neue energetische Flexibilitätsoptionen.

Neben technischen Rahmenbedingungen sind auch soziale und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen. Die zunehmende Flexibilisierung der Produktion erfordert eine entsprechende Anpassung der Arbeitszeit der Arbeitnehmer. Dies resultiert aus der Notwendigkeit, Produktionsabläufe flexibler zu gestalten. Zugleich ist die Branche aufgrund saisonaler und konjunktureller Schwankungen im Auftragseingang dazu verpflichtet, die Flexibilität ihrer Produktion an die gegenwärtige Marktsituation anzupassen (Bosse et al. 2013). Dies hat zur Folge, dass die Bereitstellung von Flexibilität am Strommarkt durch Thermoprozessanlagen neben technischen Restriktionen vor allem durch wirtschaftliche Faktoren bestimmt wird (Fleiter et al. 2023a).

Die **Beispielprozesskette** (Abbildung 21) zeigt die Prozesskette des Ringwalzens. Hierbei steht in der Regel die Auslastung des Walzwerks im Fokus, auf das die weiteren Prozessschritte der Prozesskette, insbesondere die Erwärmung und Wärmebehandlung, ausgelegt sind.



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 21: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Schmieden und Härten

4.7 Keramikherstellung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Die Keramik- und Ziegelindustrie in Deutschland produziert eine Vielzahl sehr unterschiedlicher Produkte, deren Herstellung jedoch durch eine gemeinsame Prozesskette gekennzeichnet ist (Abbildung 22). Der Einsatz keramischer Produkte reicht von Baumaterial (z. B. Dachziegel oder Klinker) über Alltagsgegenstände, wie Porzellan und Steingut, bis hin zu technischen bis hoch technischen Keramiken, wie etwa feuerfeste Werkstoffe. Als Material werden in vielen Bereichen natürliche Rohstoffe eingesetzt, die vor Ort gewonnen werden können. Ein Unterschied liegt jedoch in den unterschiedlichen Qualitätsansprüchen an die Einsatzstoffe sowie an die einzustellenden Eigenschaften der Endpro-

dukte der jeweiligen Produktkategorien. Aus diesem Grund werden bspw. Haushaltswaren im Gegensatz zu Bau- oder Feuerfestkeramik typischerweise mehrfach gebrannt (VDI 2585:2018-12; Becker 2011).

Branchenkennzahlen:

Keramikherstellung

ca. 11,8 Mio. t/a Gesamtproduktionsmenge (2019)

- ca. 7,1 Mio. t/a Ziegel
- ca. 1 Mio. t/a Fliesen und Bodenplatten
- ca. 0,75 Mio. t/a Feuerfeste Steine
- ca. 0,65 Mio. t/a Technische Keramik, Sanitärkeramik & Haushaltswaren

Gesamter Energieverbrauch
ca. 18,2 TWh/a (2021)
(12 % elektrisch, 88 % fossil (Erdgas))

Exemplarische Prozesskette:

natürliche Rohstoffe

↓

Rohstoffaufbereitung

↓

Formgebung

↓

Trocknen
(Durchlauf Trockner, Kammetrockner)

↓

Brennen
(Tunnelofen, Herdwagenofen)

↓

Dachziegel, Hintermauerziegel,
Vormauerziegel, Sanitärkeramik

Exemplarischer Anlagenpark (Auszug):

Nach dem Stand der Technik werden u.a. die folgenden Anlagentypen in Deutschland eingesetzt:

- Herdwagenofen
- Elevatorofen
- Kammerofen
- Haubenofen
- Tunnelofen
- Rollenofen
- Durchschubofen
- Deckenförderofen

Tunnelofen



Rollenofen



Elektrifizierungspotential:

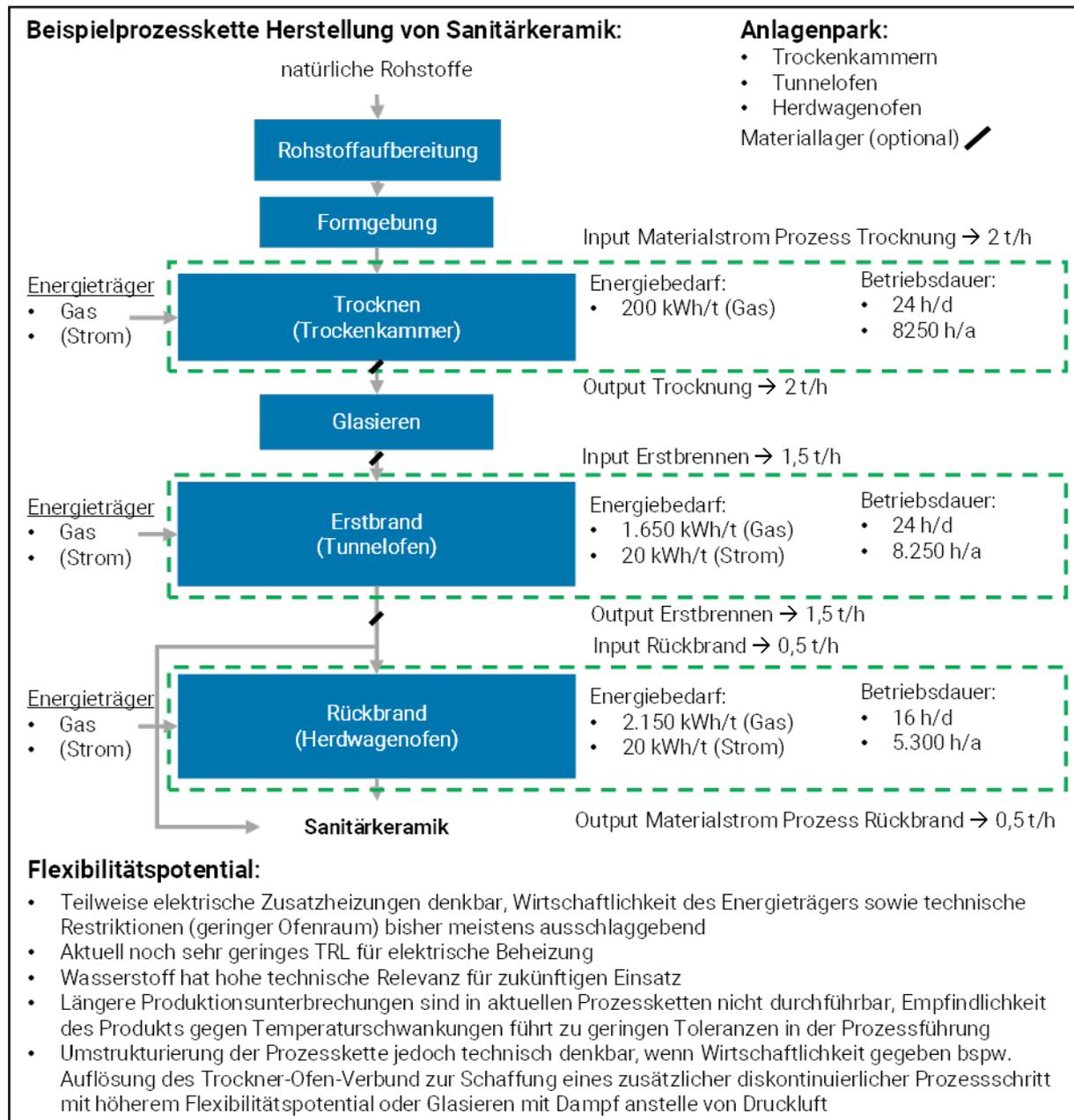
In der Keramikherstellung sind gasbeheizte Anlagen Stand der Technik. Die Elektrifizierung der Anlagen befindet sich noch auf einem geringen TRL.

Quellen: (Fleiter et al. 2023a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022); (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2020); Bilder: (Becker 2011)

Abbildung 22: Industriesteckbrief Keramikherstellung

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Ein entscheidendes Hemmnis für die Flexibilisierung der Prozesse ist auch für die Keramikherstellung der kontinuierliche Betrieb vieler Aggregate und die getaktete Integration der unterschiedlichen Anlagen entlang der Produktionslinie (Guminski et al. 2019). Dies zeigt sich sowohl im **Stand der Technik** als auch in der Analyse der **Beispielprozesskette** (Abbildung 23). Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten der Aggregate oder eine Veränderung des Durchsatzes und der damit verbundenen Heizleistung ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht praktikierbar bzw. mit einem erheblichen wirtschaftlichen Verlust verbunden (SynErgie 2022).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 23: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Keramikherstellung

Diskontinuierlich betriebene Anlagen bieten auch für die Keramikherstellung ein größeres Flexibilitätpotential, vorausgesetzt, dass genügend Anlagen vorhanden sind, um den Ausfall zu kompensieren. In diesem Zusammenhang wird auch über das Auflösen des Ofen-Trockner-Verbundes diskutiert, wodurch ein flexiblerer Betrieb der sich hieraus ergebenden zwei getrennt voneinander agierenden Aggregate möglich wäre. Ein Abschalten von Anlagen inmitten eines Brennvorgangs muss dabei aber immer ausgeschlossen werden. Außerdem ist es möglich, den Trocknungsprozess zu elektrifizieren, wodurch zusätzliche Potentiale geschaffen werden (Guminski et al. 2019; Becker 2011).

Auch der Einsatz hybrider Anlagen ist für die Keramikindustrie denkbar. So können redundante Beheizungstechnologien zwecks optimaler Lastenschaltung bei Bedarf zu- bzw. ab-

geschaltet werden. Die Potentialabschätzung einer Elektrifizierung bzw. einer Teilelektrifizierung des Anlagenparks der Keramikherstellung ist jedoch aufgrund des geringen Erforschungsgrades der Technologie, insbesondere für den Tunnelofen, noch schwierig. Die betroffenen Anlagenteile müssen allerdings zur Implementierung elektrothermischer Beheizung grundlegend neu ausgestattet werden. Somit weist diese Technologie im Vergleich zu den bereits genannten Modifikationen hohe Investitionen auf (Dannert et al. 2019).

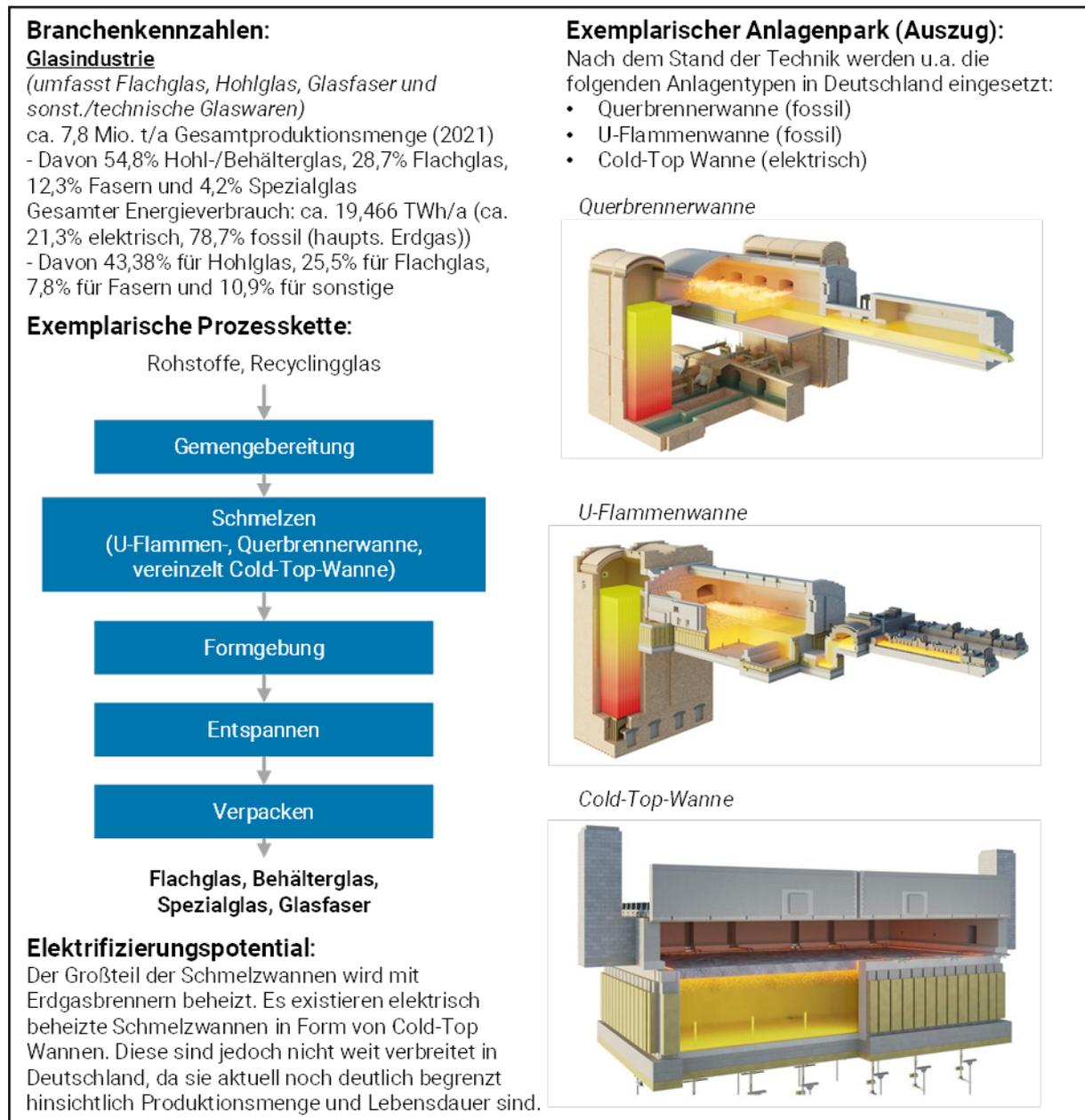
Größeres Potential liegt auch in der Modifizierung der Betriebsinfrastruktur. So besteht im Bereich der Aufbereitungs- und Weiterverarbeitungsketten Flexibilitätpotential aufgrund der Möglichkeit, unterschiedliche Körnungen durch Brechen, Mahlen, Feinmahlen und Sieben einzustellen, sofern aufgrund der Auftragslage keine großen Mengen an feinen und sehr feinen Körnungen hergestellt werden müssen. Große Mengen dieser feinen Körnungen binden die Kapazitäten der Feinmahlung und behindern flexibles Arbeiten. Die Anschaffung einer weiteren Mühle wäre eine Flexibilitätsoption (SynErgie, 2022). Dies ist jedoch nicht für alle Teile der Keramikindustrie von Relevanz, da sich die Qualitätsansprüche der Einsatzstoffe und somit der benötigte Mahlgrad teils stark voneinander unterscheiden. Wie auch in anderen Branchen sind neben den technischen Rahmenbedingungen auch soziale und ökonomische Aspekte zu berücksichtigen (Fleiter et al. 2023a).

4.8 Glasherstellung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Die Glasindustrie (Abbildung 24) gliedert sich in Deutschland grob in die Herstellung von vier Hauptproduktgruppen: Flachglas (und dessen Weiterverarbeitung), Hohlglas, Glasfasern und sonstiges Glas (einschließlich technischer Glaswaren). Im Jahr 2021 hat die Branche insgesamt 19,5 TWh Energie verbraucht und zählt somit zu den energieintensivsten Industrien Deutschlands. Die energieintensivste Produktkategorie ist dabei die Herstellung von Hohl- und Flachglas, die insgesamt 69 % des Energieverbrauchs der Branche ausmacht. Die Energie wird in der Glasindustrie hauptsächlich als Prozesswärme benötigt. Der hauptsächlich verwendete Energieträger ist Erdgas mit 76 % Anteil am Gesamtenergieverbrauch der Branche (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022).

Die Produktkategorie Flachglas umfasst die Erzeugung von Basisglas für verschiedene Anwendungen, die anschließend weiterverarbeitet werden, beispielsweise zu Fenster- und Windschutzscheiben. Hohlglas wird in Form von Behälterglas für die Getränke-, Nahrungsmittel-, Pharma- und Kosmetikindustrie sowie als Wirtschaftsglas (Trinkgläser und Tischdekore) hergestellt. Glasfasern werden vor allem verwendet, um Dämmmaterial in Form von Glaswolle bzw. Glasfasererzeugnissen herzustellen. Spezialgläser umfassen eine größere Bandbreite an Produkten, bspw. optische Glasfasern zur Datenübertragung (Leisin 2020).



Quellen: (Bundesverband Glasindustrie e. V. 2022; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022), Bilder: (Horn Glass Industries AG 2020)

Abbildung 24: Industriesteckbrief Glasindustrie

Trotz der verschiedenen Produktkategorien gibt es grundlegende Prozessschritte, die sich in einer allgemeinen Prozesskette zusammenfassen lassen. Alle Produktkategorien durchlaufen die Prozessschritte Gemengebereitung, Schmelzen, Formgebung, Entspannen und Verpacken. Der zentrale und energieintensivste Schritt ist dabei das Schmelzen (Schaeffer und Langfeld 2020). In der Glasindustrie werden hierfür fast ausschließlich kontinuierliche Schmelzwannen in Form von U-Flammen- oder Querbrennerwannen eingesetzt (Leisin 2020).

Das Schmelzen von Glas ist ein energieintensiver Prozess, der bei Temperaturen von bis zu 1.700 °C durchgeführt wird. Dieser Prozess beansprucht den größten Anteil von etwa

75 bis 80 % des gesamten Energiebedarfs während der Glasherstellung (Fleiter et al. 2023a; Fleiter et al. 2013). Grundsätzlich gilt: Je höher die geforderte Glasqualität, desto höher der Energiebedarf, da die Glasschmelze längere Verweilzeiten zur Homogenisierung und Läuterung (Befreiung von Gasen und Einschlüssen) benötigt. Die Anteile an elektrisch zugeführter Energie sind deutlich geringer, verglichen mit dem Anteil fossiler Energieträger bei der Glasproduktion. Die höchsten Anteile weist die Spezialglasherstellung auf, wo bereits vollelektrische Schmelzwannen zum Einsatz kommen (Fleiter et al. 2013; Schaeffer und Langfeld 2020).

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

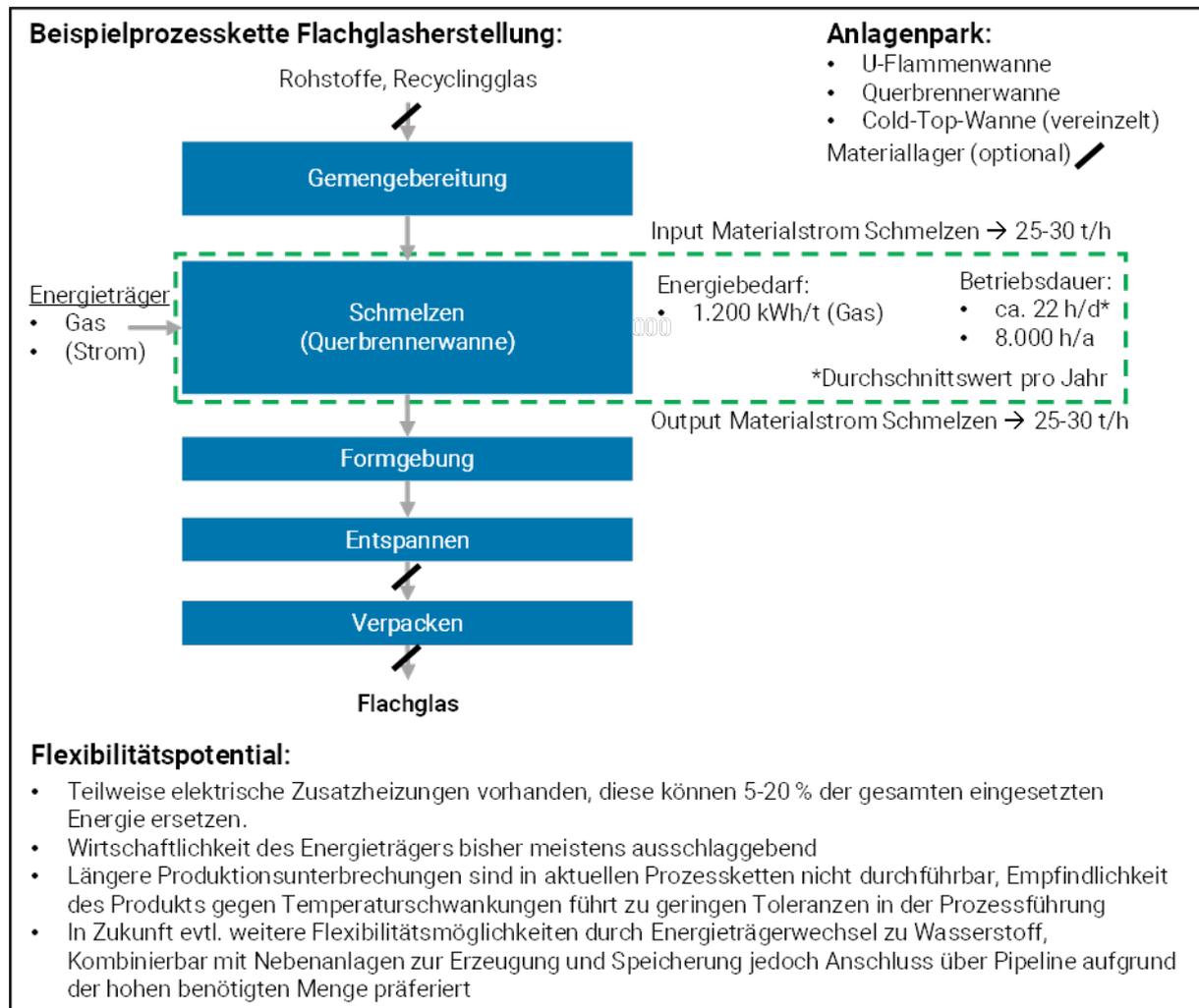
Die Thermoprozessanlagen in der Glasindustrie sind fast ausschließlich kontinuierlich betrieben, mit Auslastungsgraden zwischen 80 % und 100 %. Dies limitiert die möglichen Flexibilitätspotentiale nach dem **Stand der Technik** deutlich und bestätigt sich auch in der Analyse der **Beispielprozesskette** (Abbildung 25). Die Produkte und die Anlagen sind empfindlich gegenüber Temperaturschwankungen, weshalb eine kontinuierliche Temperatur und ein durchgängiger Betrieb sichergestellt werden müssen. Die vorhandenen elektrisch beheizten Schmelzanlagen haben vor allem hinsichtlich ihrer limitierten Produktionsleistungen und der geringen Lebensdauer Nachteile gegenüber den hauptsächlich verwendeten fossil beheizten Anlagen. Eine Option ist jedoch die Ergänzung einer fossil beheizten Anlage um eine elektrische Zusatzheizung. Diese können zwischen 5 % bis 20 % der gesamten Energiezufuhr der ansonsten brennstoffbeheizten Schmelzwannen ausmachen und werden teilweise bereits eingesetzt. Bei der Behälterglasindustrie und der Flachglasherstellung ist der energetische Anteil der Zusatzheizung aufgrund der hohen Stromkosten verglichen mit Erdgas jedoch meist nicht höher als 5 %. Hauptgründe für den Einsatz waren bisher vor allem die Erhöhung des Durchsatzes sowie die Reduktion von Emissionen (Fleischmann 2019; Veitengruber et al. 2019; Sauer et al. 2019; Leisin 2019; Scalet et al. 2013).

Eine ungünstige Zuschaltung der elektrischen Zusatzheizung kann jedoch auch zu inhomogenen Temperaturprofilen führen, die sich negativ auf die Produktqualität auswirken. Je höher die Qualitätsanforderungen an das Glas sind, desto schwieriger gestaltet sich daher auch eine Elektrifizierung des Prozesses. Die elektrische Zusatzheizung kann dennoch eine kurzfristige Flexibilisierungsmaßnahme darstellen, deren Abrufdauer im Bereich von Minuten liegt. Im Rahmen des Demand-Side-Managements wird dies teilweise schon genutzt. Flexibilitätsmaßnahmen mit Abrufdauern von mehreren Stunden bis zu wenigen Tagen sind aktuell nicht realistisch, da derart lange Produktionsunterbrechungen bei diesen Anlagen nicht durchgeführt werden können und aktuell nur zu Wartungsarbeiten in Zyklen von 10 bis 15 Jahren geschehen (Fleischmann et al. 2019; Fleiter et al. 2023a; Sauer et al. 2019).

In Zukunft könnte die Möglichkeit eines Fuel Switchs zu Wasserstoff (unter Berücksichtigung des entsprechenden Umrüstaufwands), welcher auf dem Anlagengelände produziert wird, ebenfalls eine Flexibilitätsoption bieten. Bei entsprechenden Möglichkeiten könnten über eine Kombination aus Elektrolyseur und Wasserstoffspeichern ein gewisses Potential zur Abnahme von Überschussstrom realisiert werden. Die Umsetzung ist jedoch komplex und erfordert große Platzreserven auf dem jeweiligen Werksgelände. Zusätzlich ist die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen fraglich (Sauer et al. 2019).

In der Glasindustrie kommen auch Schmelzwannen mit sogenannten Oxyfuel-Brennern zum Einsatz, bei denen Erdgas statt mit Luft mit purem Sauerstoff verbrannt wird. Dies hat sowohl hinsichtlich der entstehenden Emissionen als auch hinsichtlich der Energieeff-

fizienz der Anlage Vorteile. Die Herstellung des dafür benötigten Sauerstoffs stellt ähnlich wie beim Wasserstoff, falls diese am Werk geschieht und entsprechende Speicher vorhanden sind, ein energetisches Flexibilitätpotential dar. Die Nutzung der verfügbaren Abwärme (vor allem des Abgases) ist eine Möglichkeit der Energieeffizienzverbesserung und der Bereitstellung von Flexibilitätpotential, in dem die Abwärme bspw. zur Erzeugung von Dampf zur Verstromung oder zur Gemengevorwärmung genutzt wird. Es ist allerdings fraglich, wie gut die Abwärme nutzbar gemacht werden kann bzw. in welchem Rahmen dies wirtschaftlich sinnvoll ist. Dies ist für jeden einzelnen Prozess zu prüfen (Sauer et al. 2019; Brunke 2017).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

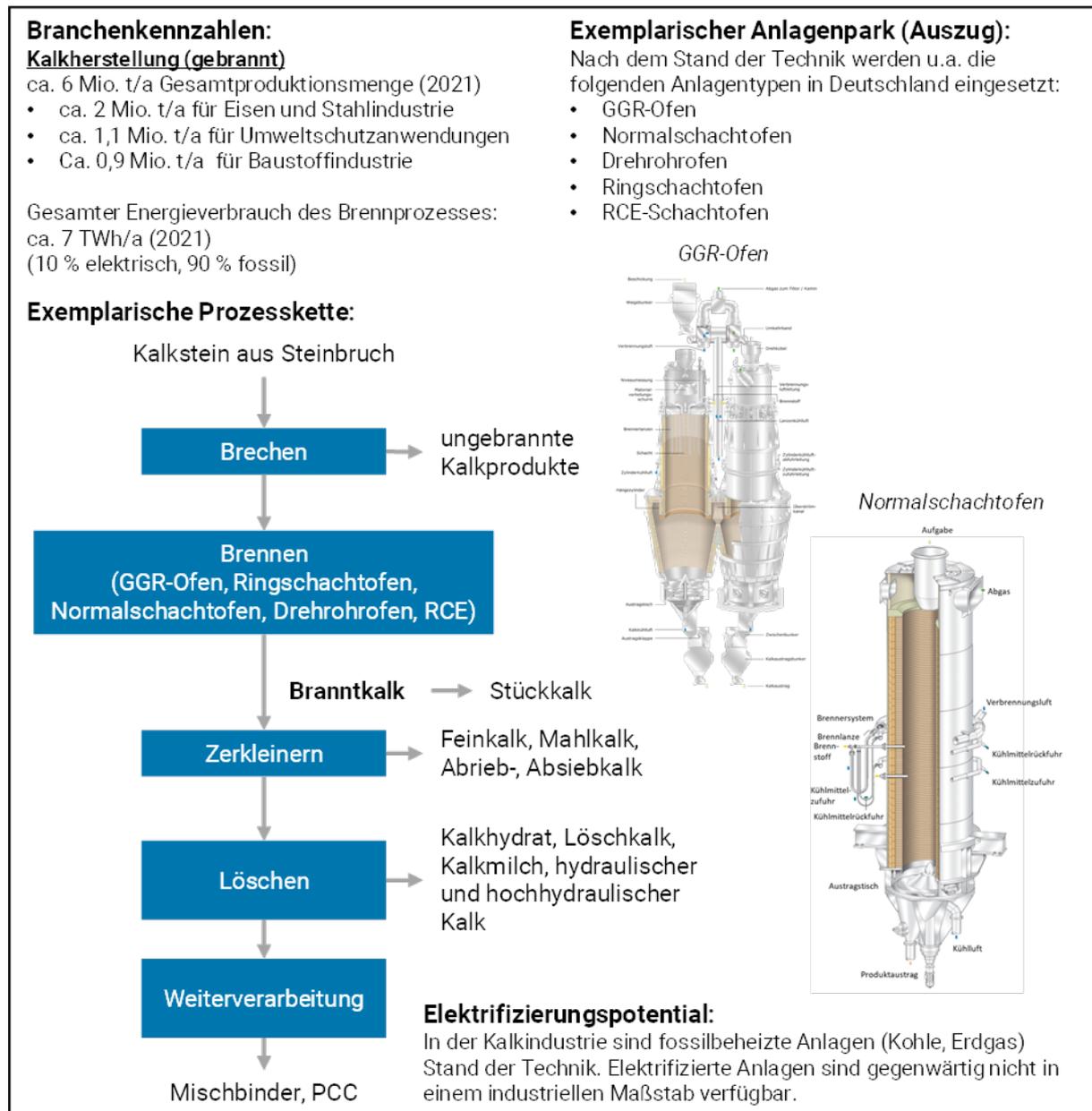
Abbildung 25: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Glasindustrie

Die Glasindustrie richtet sich aktuell vor dem Hintergrund des Erreichens der Klimaziele auf eine Umstellung der bisherigen Anlagentechnik aus. Der BV Glas erläutert in seiner CO₂-Roadmap zur Klimaneutralität, dass konventionelle Schmelzglaswannen durch voll-elektrische oder hybride Systeme (wie oben beschrieben) ersetzt werden müssen, sodass Erdgas langfristig vollständig ersetzt werden kann. Der verbleibende brennstoffbasierte Beheizungsanteil soll durch alternative Gase (bspw. Wasserstoff) geleistet werden. Es wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass diese Lösungen noch einigen Forschungs- und Entwicklungsaufwand vor der Marktreife benötigen (packaging journal 2022).

4.9 Kalkherstellung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Die Kalkherstellung ist durch eine charakteristische Prozesskette gekennzeichnet (Abbildung 26). Ausgangsstoffe der Kalkprozesskette (natürliche Gesteinsvorkommen von Kalziumkarbonat) bestehen aus Kalkstein, Dolomit und Kreide. Im Gegensatz zur Herstellung ungebrannter Produkte wird für die Herstellung gebrannter Kalkprodukte (Branntkalk, Dolomitmalk, Sinterdolomit) thermische Energie zum Brennen sowie ggf. Magnesiumcarbonat benötigt (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017). Gebrannte Kalkprodukte werden in der Eisen- und Stahlindustrie, aber auch z. B. im Umweltschutz oder in der Landwirtschaft eingesetzt (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) 2017; Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2019). Neben den beim Brennen entstehenden energiebedingten Emissionen werden bei der Kalkherstellung aufgrund von Dissoziation des Kalziumcarbonats (CaCO_3) in Kalziumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO_2) auch prozessbedingte Emissionen freigesetzt (Hübner et al. 2020). Bei Kontakt mit atmosphärischem CO_2 binden Kalkprodukte (CaO) dieses im Laufe der Zeit jedoch auch wieder und recarbonatisieren so zu ihrer chemischen Ausgangsform des Kalksteins (CaCO_3), wodurch im Schnitt 33 % des während der Kalkproduktion freigesetzten, prozessbedingten CO_2 bereits innerhalb des ersten Anwendungsjahres wieder aufgenommen werden (Mario Grosso et al. 2020).



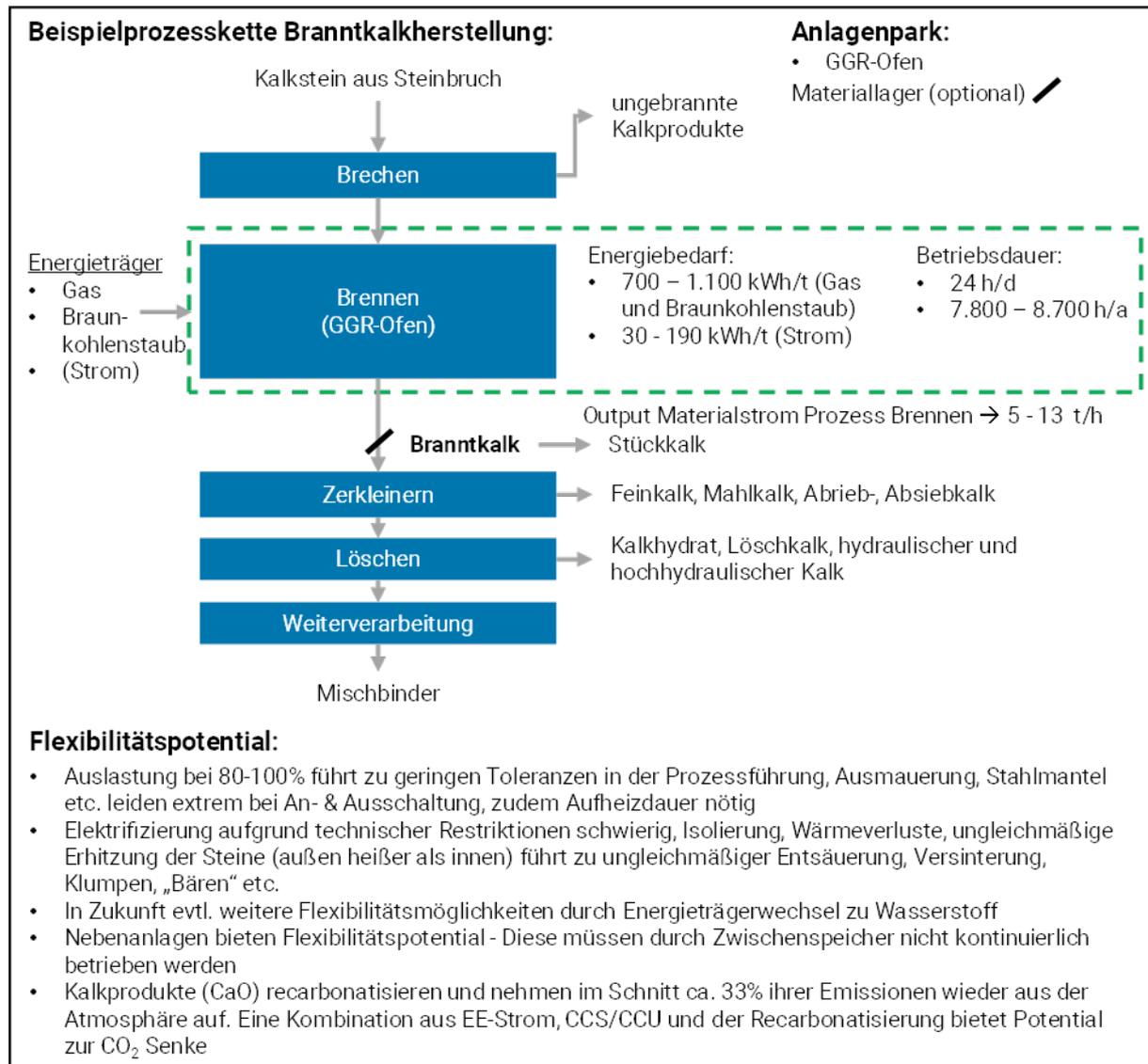
Quellen: (Fleiter et al. 2023a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022); (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) et al. 2020) Bilder: (Maerz Ofenbau AG 2023)

Abbildung 26: Industriesteckbrief Kalkherstellung

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Der Brennprozess macht den energetisch größten Anteil der gesamten Prozesskette der Kalkindustrie aus. Dieser findet nach dem **Stand der Technik** in kontinuierlich betriebenen Öfen statt. Ein flexibles An- bzw. Abschalten dieser Aggregate ist aufgrund der Auswirkungen auf die gesamte Produktion nicht möglich bzw. mit starken Veränderungen der Produktqualität und erheblichem wirtschaftlichem Verlust verbunden. Darüber hinaus sind die Möglichkeiten zur Flexibilisierung vor allem auch technisch begrenzt, was auch die Analyse der **Beispielprozesskette** (Abbildung 27) zeigt. Besondere Hindernisse für

eine flexible An- und Ausschaltung sind dabei unter anderem die notwendigen Aufheizzeiten sowie die Auswirkungen auf die Ausmauerung sowie den Stahlmantel der Öfen (Fleiter et al. 2023a; Expert:inneninterview 2023).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 27: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Kalkherstellung

Elektrisch beheizte Anlagen werden erforscht, sind aber noch weit von einer industriellen Anwendung entfernt. Gleiches gilt für den Einsatz von Wasserstoff. In beiden Fällen ist die ungleichmäßige Erhitzung des Kalksteins eine besondere Herausforderung, da dies zu einer ungleichmäßigen Entsäuerung, zu Versinterung, Klumpen, „Bären“ sowie einem allgemeinen Verlust des Qualitätsstandards des Endprodukts führen kann (Fleiter et al. 2023a; Expert:inneninterview 2023).

Eine teilweise Flexibilisierung über Lastverlagerung des Brennprozesses ist theoretisch denkbar, sofern redundante Beheizungstechnologien an einer Anlage zur Verfügung stehen. Durch eine Kombination bspw. aus brennstoffbasierter Beheizung über Brenner und einer elektrischen Zusatzheizung über Widerstandsheizelemente oder Plasmabrenner

könnte der elektrische Teil zugeschaltet werden, um den brennstoffbasierten Teil zu entlasten. Auch hier muss jedoch eine ungleichmäßige Temperaturverteilung über das Brenngut aufgrund der bereits beschriebenen Herausforderungen zwingend vermieden werden. Gegenwärtig sind hybridbeheizte Anlagen in der Kalkindustrie kein Stand der Technik. Der kurzfristige sowie zukünftige Nutzen wird daher aufgrund der aktuellen Schwankungen auf dem Energiemarkt als gering eingeschätzt (Fleiter et al. 2023a; Expert:inneninterview 2023).

Zudem setzen die prozessbedingten Emissionen bei der Umwandlung der Ausgangsprodukte chemisch-physikalische Grenzen, die auch nicht durch den Wechsel der Energieträger überwunden werden können. Zur Vermeidung prozessbedingter Emissionen ist daher die Verwendung von Carbon Capture and Storage bzw. Usage (CCS bzw. CCU) unabdingbar. Diese Technologien bergen aufgrund des absehbar hohen Stromverbrauchs zusätzliches Flexibilitätspotential. So müssten bspw. Abscheidetechnologien durch Integration von Zwischenspeichern nicht zwangsweise kontinuierlich betrieben werden (Fleiter et al. 2023a; Expert:inneninterview 2023).

4.10 Zementherstellung

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Zement ist eines der weltweit meistgehandelten Güter. Als hydraulisch erhärtender Baustoff ist er heute wesentlicher Bestandteil von Beton, Mörtel und Estrich und vielseitig einsetzbar. Dabei ist Zementherstellung durch eine charakteristische Prozesskette gekennzeichnet. Sie kann grob in die Teilschritte Rohmaterialgewinnung, Rohmaterialaufbereitung, Brennprozess und Mahlung von Zement unterteilt werden (Abbildung 28), (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

Zement ist ein fein gemahlenes Gemisch aus nichtmetallisch-anorganischen Bestandteilen und kann je nach Zusammensetzung in fünf verschiedene Hauptzementarten unterteilt werden, die wiederum in weitere Unterkategorien aufgeteilt werden können und unterschiedliche Leistungsmerkmale aufweisen. Im ersten Schritt werden die Rohmaterialien in eine Rohmühle geführt und dort fein gemahlen und gleichzeitig durch Heißgas getrocknet. Im nächsten Schritt wird durch das Brennen von Rohmehl sogenannter Zementklinker hergestellt. Dabei entstehen ähnlich wie bei der Kalkherstellung neben den energiebedingten Emissionen auch prozessbedingte Emissionen (Hübner et al. 2020). Der Zementklinker wird darauffolgend mit Zumahlstoffen zu Zement gemahlen. Durch die Zugabe von Wasser entsteht Zementleim. Aufgrund von Hydratationsreaktionen erstarrt und erhärtet dieser sowohl an der Luft als auch unter Wasser und bleibt dauerhaft fest (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002, 2019b).

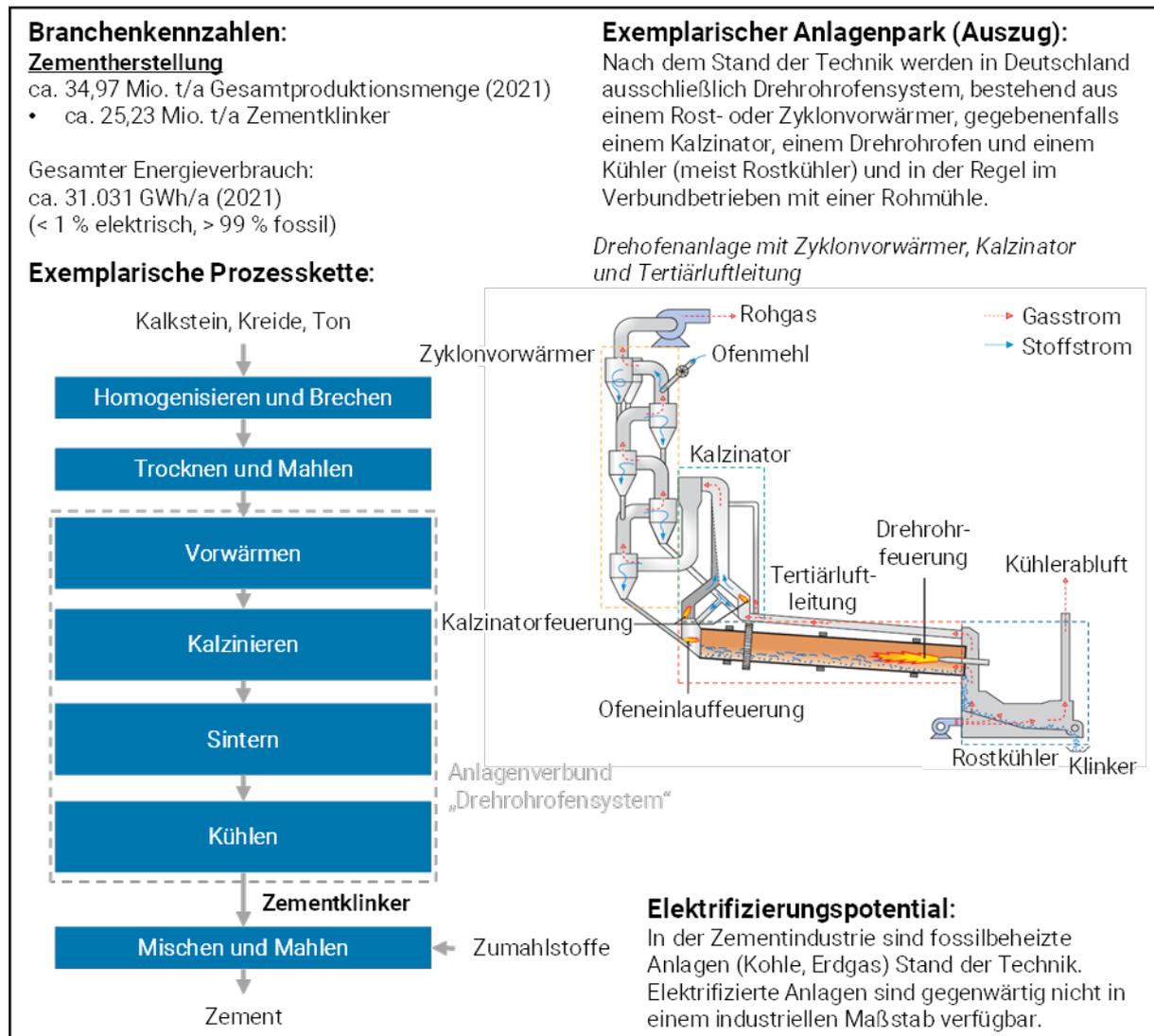


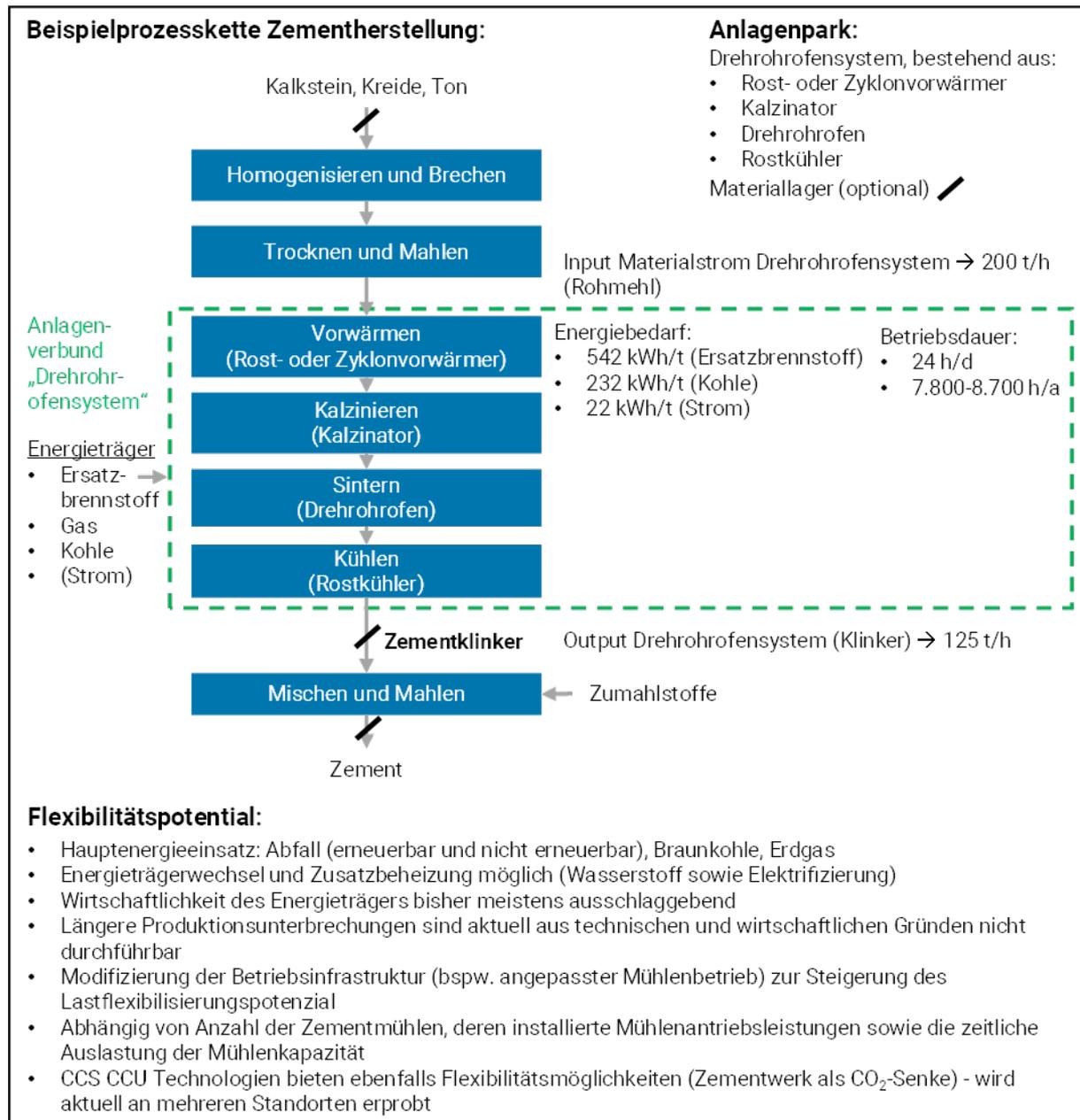
Abbildung 28: Industriesteckbrief Zementherstellung

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

Das Dreihrohrofen-System, welches auch im Zentrum **der Beispielprozesskette** (Abbildung 29) steht, ist eine kontinuierlich arbeitende Anlage mit einer hohen Produktionskapazität. Die Dreihrohrofen-Systeme unterscheiden sich dabei zwar teils in ihren Anlagenkomponenten und anlagenspezifischen Kennzahlen, bestehen jedoch i. d. R. aus einem Vorwärmer, einem optionalen Kalzinator, dem Drehrohrofen und einem Kühler. Das Dreihrohrofen-System ist energetisch optimiert, ganzjährig voll ausgelastet und der Betrieb wird lediglich durch eine kurze jährliche Revision unterbrochen. Außerdem ist er vielfach an die lokale Rohstoffsituation angepasst, weshalb eine allgemeine Vergleichbarkeit aller Dreihrohrofen-Systeme nicht möglich ist (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2002).

Ein kurzfristiges An- bzw. Abschalten des Brennprozesses innerhalb des kontinuierlich betriebenen Dreihrohrofens ist aufgrund technischer Einschränkungen nicht ohne Weiteres möglich und würde mit erheblichem wirtschaftlichem Verlust einhergehen. Die Stand-

zeit des Feuerfestmaterials würde hierdurch massiv sinken, ebenso wie die Energieeffizienz und Produktivität der Anlage. Die Kosten für Produktionsausfälle in der Zementindustrie werden dabei mit 50.000 bis 100.000 € pro Tag angegeben (Fleiter et al. 2023a).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 29: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Zementherstellung

Auch für die Zementherstellung ist der Einsatz hybrider Anlagentechnik aus einer Kombination von brennstoffbasierter Beheizung und einer elektrischen Zusatzheizung, wie etwa durch Plasmabrenner oder durch Widerstandsbeheizung, denkbar. Voraussetzung für das Schaffen von Flexibilitätpotentialen sind hierbei entsprechend redundant ausgelegte Beheizungstechnologien. Es existieren bereits erste Pilotanlagen mit einer vollständigen Widerstandsbeheizung, diese sind jedoch zurzeit kein Stand der Technik (Calix Europe Ltd. 2024). Als hybride Beheizungslösung ist außerdem eine Kombination von Wasserstoff

mit elektrischer Energie und Biomasse denkbar. (Fleiter et al. 2023a) Zum einen besteht hier jedoch noch hoher Forschungsbedarf. Zum anderen fallen durch das für die Klinkerherstellung nötige Brennen von Kalkstein nicht nur die brennstoffbedingten, sondern auch prozessbedingte Emissionen an. Diese lassen sich durch eine Umstellung des Energieträgers nicht vermeiden und machen etwa 60 % der Gesamtkohlendioxidemissionen aus (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019a). Hier sind CCS/CCU-Technologien in der Diskussion. Es existieren bereits erste Pilotprojekte, welche das Potential von CCU für die Zementindustrie untersuchen. Hieraus lassen sich jedoch zum jetzigen Stand keine Angaben über mögliche Flexibilisierungspotentiale ableiten (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2023).

Größeres Potential bietet für die Zementindustrie ebenfalls eine Modifizierung der Betriebsinfrastruktur. So ermöglicht bspw. ein angepasster Mühlenbetrieb auf lokale Randbedingungen eines Zementwerks ein gesteigertes Lastflexibilisierungspotential. In diesem Zusammenhang wurden ebenfalls die möglichen Potentiale neuer Mahlverfahren untersucht (European Cement Research Academy, ECRA und Cement Sustainability Initiative (CSI) 2017). Die relevantesten Parameter sind hierbei die Zahl der Zementmühlen, deren installierte Mühlenantriebsleistungen sowie die zeitliche Auslastung der Mühlenkapazität (SynErgie 2022). Dies ist jedoch nur möglich, wenn ausreichende Silokapazitäten und -füllstände über einen bestimmten Planungszeitraum gewährleistet sind (Ruppert und TREIBER 2018).

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Zementmühlen, welche in Deutschland überwiegend aus Kugelmühlen bestehen, bereits überwiegend nach einem für das Stromnetz günstigen Lastprofil betrieben werden, das mit dem Energieversorger geplant wird (z. B. durch Stromfahrpläne sowie Hochtarif/Niedertarif-System), (SynErgie 2022).

4.11 Dampferzeugung in der Chemieindustrie

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

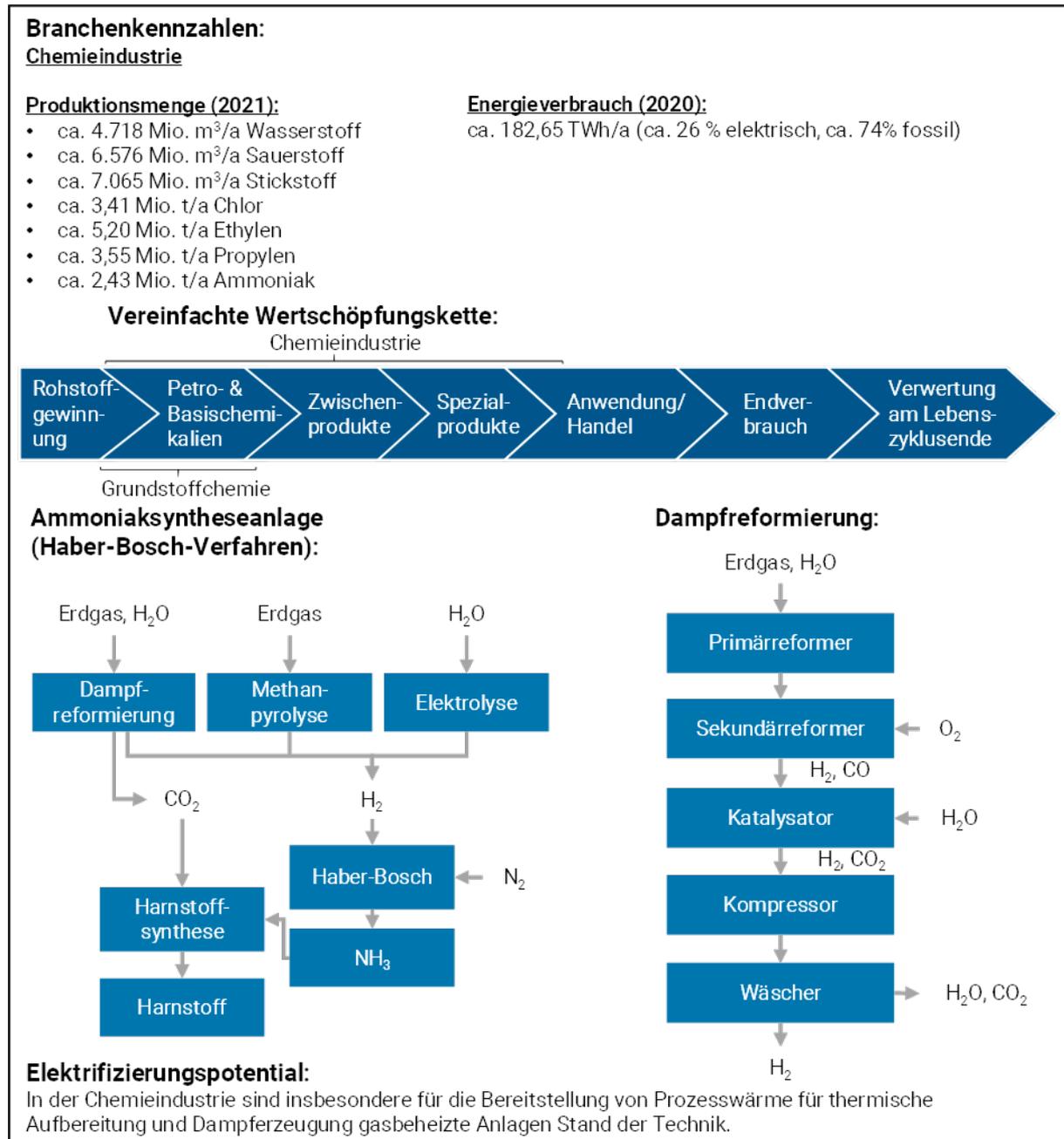
Die deutsche Chemieindustrie (Abbildung 30) produziert wichtige Grundstoffe sowie eine Bandbreite an Spezialchemikalien. Ähnlich heterogen wie ihre Bandbreite an Produkten sind auch die eingesetzten Prozesse und Aggregate.

In der Grundstoffchemie werden Molekülketten und Verbindungen mit großem Energieaufwand aufgebrochen sowie neue Moleküle oder Atome durch Zugabe und Entnahme von Ionen gebildet, um diese für weitere Prozesse nutzbar zu machen. Die petrochemische Industrie (darunter besonders Olefine) sowie die Ammoniak- und Chlorherstellung sind in Bezug auf den benötigten Energiebedarf die relevantesten Zweige der Grundstoffchemie (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Ein signifikanter Anteil des Energieverbrauchs wird für die Bereitstellung von Prozesswärme zur thermischen Aufbereitung und **Dampferzeugung** genutzt. Diese Prozesse sind durch stark endotherme Reaktionen mit hohem Bedarf an Dampf und Brennstoff sowie durch unter hohem Druck ablaufende Reaktionen und komplexe Trennoperationen charakterisiert.

In Industrieprozessen dient Dampf zur indirekten Wärmeübertragung oder wird direkt mit dem Produkt in Kontakt gebracht bzw. zur Reaktion genutzt. Dabei fungiert Dampf sowohl energetisch als Wärmeträger als auch stofflich, bspw. in der Dampfreformierung, zum Transport chemischer Substanzen (Gentili et al. 2014). Ein großer Chemiekomplex nutzt

typischerweise Dampf auf mehreren Energiestufen (Hoch-, Mittel- und Niederdruck). Die Prozesswärme wird entweder direkt, bspw. durch Dampfinjektion, oder indirekt mittels Wärmetauscher zugeführt. (Umweltbundesamt (UBA) 2002) Energetisch relevante Prozesse im Zusammenhang mit der Dampferzeugung umfassen die Dampfspaltung (Steam Cracking) und die Dampfreformierung (Steam Reforming) im Rahmen der Ammoniakherstellung (Schimmel 2019).



Quellen: (Fleiter et al. 2023a); (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022); (Schimmel 2019); Bilder: (Verband der Chemischen Industrie e.V. 2020; Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) 2014)

Abbildung 30: Industriesteckbrief Chemieindustrie

Elektrochemische Reaktionen erfordern zudem einen hohen Bedarf an Strom (Fleiter et al. 2013) Insbesondere Elektrolyseprozesse sind in diesem Zusammenhang als besonders energieintensiv zu nennen (Schimmel 2019).

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

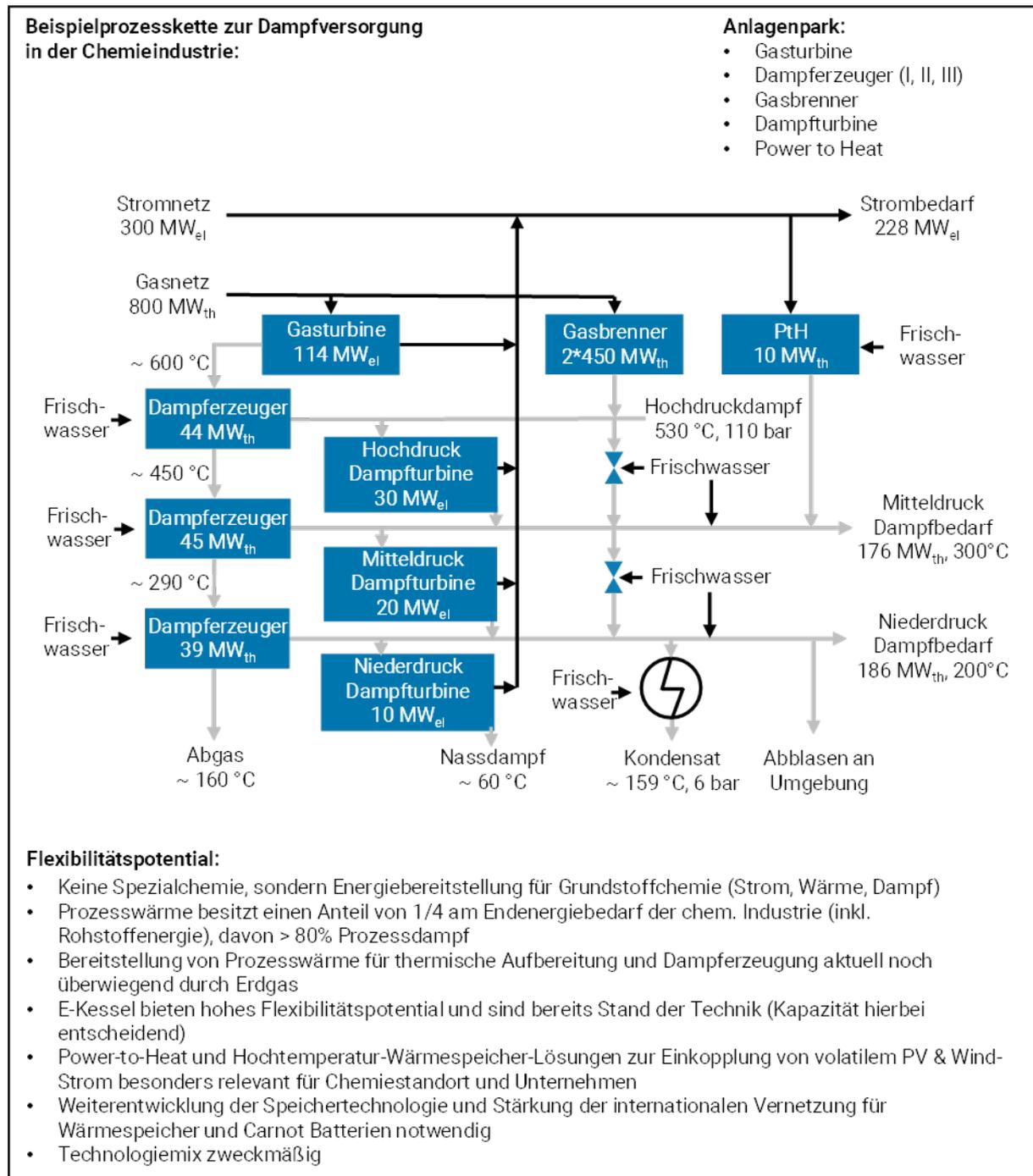
Bereits elektrifizierte Prozesse der Chemieindustrie bieten grundsätzlich ein hohes Flexibilitätspotential. Wegen des immensen Stromverbrauchs wurde es insbesondere für die Chlor-Alkali-Elektrolyse mehrfach untersucht (Otashu und Baldea 2019; Wang et al. 2012) und steht nicht im Fokus dieser Studie. Die Elektrolyseure des Membran- und Diaphragma-Verfahrens können zwischen Teil- und Volllast betrieben werden. Das Potential wurde dabei, rein wirtschaftlich betrachtet, als kompetitiv zu anderen Technologien für Lastmanagement eingestuft (Klauke et al. 2017). Das technische Flexibilitätspotential ist jedoch stark abhängig von der Leistung der Elektrolyseure und von den Anforderungen der Folgeprozesse (Schimmel 2019). Außerdem wird die Umsetzung aufgrund von möglichen Effizienzverlusten, begrenzten Speicherkapazitäten sowie sehr hohen Auslastungen, die ein Nachholen reduzierter Lasten verhindern, erschwert (Geres et al. 2019). Chlor wird z. B. teilweise zur Zwischenspeicherung kondensiert und zum späteren Zeitpunkt für die Folgeprozesse erneut verdampft. Aus sicherheitstechnischen Gründen ist die Speicherkapazität jedoch gering, wodurch Flexibilitätspotentiale ebenfalls nur im geringen Maße gegeben sind und von der bestehenden Speichergröße abhängen (Schimmel 2019). In diesem Zusammenhang wurden jedoch bereits Möglichkeiten der lastflexiblen Chlor-Alkali-Elektrolyse untersucht, welche die Problematiken durch Auslastungs- und Speicherfragen weitestgehend durch schaltbare Elektroden umgehen sollen (SynErgie 2022).

Im Fokus der **Beispielprozesskette** (Abbildung 31) steht die Dampferzeugung. Elektrodenkessel zeichnen sich durch ihr hohes Flexibilisierungspotential aus, insbesondere durch ihre hohe Schnellstartfähigkeit (fünf Minuten Kaltstartzeit) und ihre Dynamik bei Lastwechseln. Sie ergänzen konventionelle Dampfkesselanlagen ideal bei schwankendem Abnahmeprofil. Der aktuelle Einsatz von Elektrodenkesseln konzentriert sich auf Spitzenlast- und Schnellstartanwendungen, um Überschussstrom zu nutzen und fossile Brennstoffe einzusparen. Bei Bedarf können sie innerhalb von dreißig Sekunden ihre maximale Leistung abrufen und sind somit zur Bereitstellung von Regelleistung für die Frequenzregulierung (Primär- und Sekundärregelung) im Stromnetz geeignet. (PARAT Halvorsen AS 2021). Moderne Hochdruck-Elektroden-Dampfkessel mit Leistungen bis zu 30 MW sind bereits auf dem Markt verfügbar und für Anwendungen bei Temperaturen über 300 °C sowie Drücken bis zu 85 bar Sattedampf geeignet, wie beispielsweise in Raffinerien (PARAT Halvorsen AS 2021).

Bei der Umrüstung auf einen Elektrodenkessel können in der Regel viele bestehende Systeme oder Komponenten weiterverwendet werden, abhängig vom Alter des bestehenden Gaskessel-Systems. Elektrodenkessel werden heutzutage hauptsächlich als Zusatzkessel zu konventionellen erdgasbefeuerten Dampferzeugern eingesetzt. Ein erstes Projekt mit zwei 10-MW-Elektrodenkesseln wird von EEW Energy from Waste am Standort einer Müllverbrennungsanlage in Premnitz durchgeführt (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019).

Einige Stadtwerke nutzen die Technologie bereits zur Fernwärmeerzeugung. Das Flexibilisierungspotential in den untersuchten Dampfanwendungen ist jedoch insgesamt nur unter spezifischen Bedingungen relevant und schwer quantifizierbar. Weitere Potentiale könnten sich im Übergang ergeben, insbesondere durch den gleichzeitigen Betrieb von brennstoff- und strombetriebenen Anlagen sowie durch die umfassende Nutzung thermischer Speicher zur Entkopplung von Dampferzeugung und -bedarf (Fleiter et al. 2023b).

Es ist außerdem möglich, die Leistungsaufnahme elektrischer Dampferzeuger durch den Einsatz geeigneter thermischer oder Dampf-Pufferspeicher zu flexibilisieren (Bons et al. 2020).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch, Quelle: (Bauer et al. 2022; Prenzel et al. 2023).

Abbildung 31: Prozesskette und Flexibilisierungspotential für die Dampferzeugung in der Chemieindustrie

Die Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt durch strombasierte oder hybride Techniken zur Dampferzeugung wird aus technischer Sicht durch den kontinuierlichen

Dampfbedarf prozessseitig begrenzt. Bei einer kontinuierlichen Produktion ist der Kessel in der Regel nur während Zwangstillständen oder Wartungsarbeiten außer Betrieb, da die meisten Systeme keinen separaten Pufferspeicher für Verschiebe- oder Ruhedauern besitzen (der Kessel selbst fungiert bis zu einem gewissen Grad als Puffer, abhängig vom nachgelagerten Produktionsprozess), (Danish Energy Agency und Energinet 2020). Zusätzlich zu den technischen Rahmenbedingungen beeinflussen ökonomische und unternehmensspezifische Faktoren das Flexibilitätspotential und können dieses in der praktischen Anwendung weiter beschränken.

Die hohen Energiekosten sowie Investitionen insbesondere durch das Bestreben zur Reduktion von Erdöl und Erdgas als fossile Kohlenstofflieferanten für die petrochemischen Prozesse ist ebenfalls eine zentrale Herausforderung für die Chemieindustrie, bietet jedoch durch eine gesteigerte Flexibilität am Strommarkt auch weitere Potentiale. In diesem Zusammenhang bieten elektrisch beheizte Steamcracker-Öfen ebenfalls zukünftiges Flexibilitätspotential. Hierbei wird anstelle der Verbrennung fossilen Methans oder Erdgases Grünstrom für die Erwärmung der Spaltrohre eingesetzt. Ein erster großtechnischer Demonstrator ist bereits im Betrieb mit einem direkten und einem indirekten Beheizungskonzept. Besonders im Verbund mit effizienter Hochdruckdampferzeugung entsteht ein hohes Potential zur Senkung von Treibhausgasemissionen.

Außerdem ist neben dem Einsatz neuer Produktionsverfahren mit gesteigerter Flexibilität auch die mögliche energetische Flexibilität in neuen Prozessrouten vielversprechend. In diesem Zusammenhang denkbar sind auch eine Umstellung der Infrastruktur auf Wiederverwertung von Abfallmaterialien, die Weiterverwendung von kohlenstoffhaltigen Abgasströmen und/oder der Einsatz biogener Einsatzstoffe sowie CCU-Prozessen, also die Weiterverwendung von abgespaltenen CO₂-Emissionen (Schimmel 2019). Solche Vorhaben wurden bereits in der Vergangenheit durch Untersuchungen im Labormaßstab sowie durch Pilotanlagen untersucht, befinden sich aktuell jedoch noch immer auf einem sehr geringem Technology Readiness Level (TRL) (SynErgie 2022).

Ein aktives Lastmanagement in der chemischen Industrie ist aufgrund technischer und wirtschaftlicher Faktoren für viele Prozesse begrenzt. Hohe Anlagenauslastungen, begrenzte Speicherkapazitäten für Zwischenprodukte und das Fehlen speicherbarer Zwischenprodukte erschweren die Lastflexibilisierung erheblich. Zudem spielt die Versorgungssicherheit aufgrund sicherheitstechnischer Aspekte bezüglich Gefahrenstoffen eine zentrale Rolle. Lastwechsel in Querschnittstechnologien wie Prozesswärme und -kälte sind aufgrund ihrer hohen Sicherheitsrelevanz oft kritisch (Fichter und Creutzburg 2019).

4.12 Dampferzeugung in der Papierindustrie

Kurzbeschreibung der branchenspezifischen Prozesskette

Auch in der Papierherstellung ist die Dampferzeugung von besonderer Bedeutung. Für die Herstellung der verschiedenen Papierprodukte, wie Papier, Karton, Pappe, werden unterschiedliche Einsatzstoffe verwendet. Altpapier ist mit 67,8 % aller eingesetzten Rohstoffe in der Papierindustrie der bedeutendste. Die restlichen Anteile entfallen ungefähr gleich verteilt auf Mineralien bzw. Additive und Zellstoff, mit einem geringen Restanteil an Holzstoff und sonstigen Faserstoffen. Daher werden nachfolgend hauptsächlich die Prozesse der Herstellung von Papier aus Altpapier (Abbildung 32) betrachtet und der Prozess der Fasergewinnung wird weitestgehend außen vor gelassen, da dieser mit einem jährlichen

Energiebedarf von ca. 1,4 % der gesamten Branche (vollständig elektrisch) in diesen Betrachtungen vernachlässigt werden kann (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022; Die Papierindustrie e.V. 2022).

Branchenkennzahlen:

Papierindustrie
(umfasst Papier, Karton und Pappe für Verpackungszwecke, für Hygieneanwendungen sowie technische, grafische und Spezialpapiere)
ca. 23,123 Mio. t/a Gesamtproduktionsmenge (2021)
- davon ca. 58,7% für Verpackungszwecke, 28,4% grafische Papiere, 6,5% für technische und Spezialanwendungen und 6,45% Hygienepapiere
Gesamter Energieverbrauch: ca. 61,19 TWh/a (ca. 17,2 % elektrisch, 49,1 % fossile Brennstoffe (haupts. Erdgas), 23,8% alternative Brennstoffe (haupts. Abfalle), 9,8% Fernwärme)

Exemplarische Prozesskette:

Faserstoff

↓

Stoffaufbereitung

↓

Stoffauflauf, Sieben, Pressen
(Papiermaschine)

↓

Trocknen
(Papiermaschine)

↓

Oberflächenbeschichtung & Veredelung

↓

Papier

Elektrifizierungspotential:
Es existieren bereits strombasierte Dampferzeuger (bspw. Elektrodenkessel und Wärmepumpensysteme). Diese werden aktuell als Ergänzungsanlagen zu fossilen Anlagen bei schwankenden Abnahmeprofilen genutzt. Abseits davon finden sie aufgrund der ansonsten hohen Stromkosten wenig Anwendung.

Exemplarischer Anlagenpark (Auszug):
Nach dem Stand der Technik werden v.a. die folgenden Anlagentypen in Deutschland eingesetzt:

- Dampfkessel, erdgasbeheizt (fossil)
- KWK-Anlagen (fossil)

Hochdruckdampferzeuger, erdgasbeheizt



Dampferzeuger, rauchgasbeheizt



TIAC-Hygienepapiermaschine



Quellen: (Die Papierindustrie e.V. 2022; Statistisches Bundesamt (Destatis) 2022; Fleiter et al. 2023a; Fleiter et al. 2013)

Bilder: (Viessmann Industriekessel 2018; Aura GmbH & Co. KG 2023; Andritz AG 2023)

Abbildung 32: Industriesteckbrief Papierindustrie

Für die Faserherstellung bzw. Zellstoffgewinnung ist das Sulfatverfahren (Kraft-Prozess) das in Deutschland relevanteste, da knapp 86 % des verwendeten Zellstoffs mithilfe dieses Verfahrens hergestellt wird (Die Papierindustrie e.V. 2022). Bei dem Prozess fällt Lignin in großen Mengen als Abfallprodukt an, das aufgrund eines Heizwerts von 23,4 MJ/kg

genutzt wird, um den Energiebedarf der Anlagen weitestgehend zu decken. Dieser Umstand macht die Zellstoffproduktion weitestgehend energetisch autark. Überschüssige Energie kann zusätzlich externen Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden.

Die Papierproduktion erfolgt in verschiedenen Abschnitten innerhalb der Papiermaschine, beginnend mit dem Stoffauflauf, gefolgt von der Sieb- und Pressenpartie, der Trockenpartie und schließlich der Aufrollung, die zur Bildung einer Papierrolle führen. Der abschließende Prozess der Veredelung innerhalb der Papiermaschine zeichnet sich durch einen vergleichsweise niedrigen Energieverbrauch aus (Fleiter et al. 2013). Thermische Energie in Form von Dampf wird in verschiedenen Prozessen innerhalb der Papierherstellung eingesetzt. Dazu gehören die Erhitzung verschiedener Medien wie Wasser, Zellstofffasern, Luft, Chemikalien und Kochlauge sowie die Verdampfung von Wasser aus der Ablauge. In der Trockenpartie der Papiermaschine wird Dampf zur Trocknung der Papierbahn verwendet, während er auch für die Dispersion von Fasern aus Recyclingpapier und die Trocknung von gestrichenem Papier benötigt wird. Der spezifische thermische Energieverbrauch variiert, abhängig vom angewandten Verfahren, der Qualität der Fasern und der Art des Papiers. Der größte Anteil des Energieverbrauchs entfällt dabei auf die thermische Energie, die für die Entwässerung und Trocknung der Papierbahn benötigt wird. Etwa 70 % (Moya und Pavel 2018) der gesamten in der Papierherstellung benötigten Energie werden zum Trocknen von Papier verwendet (Fleiter et al. 2023a).

Flexibilitätspotential – Stand der Technik und Beispielprozesskette

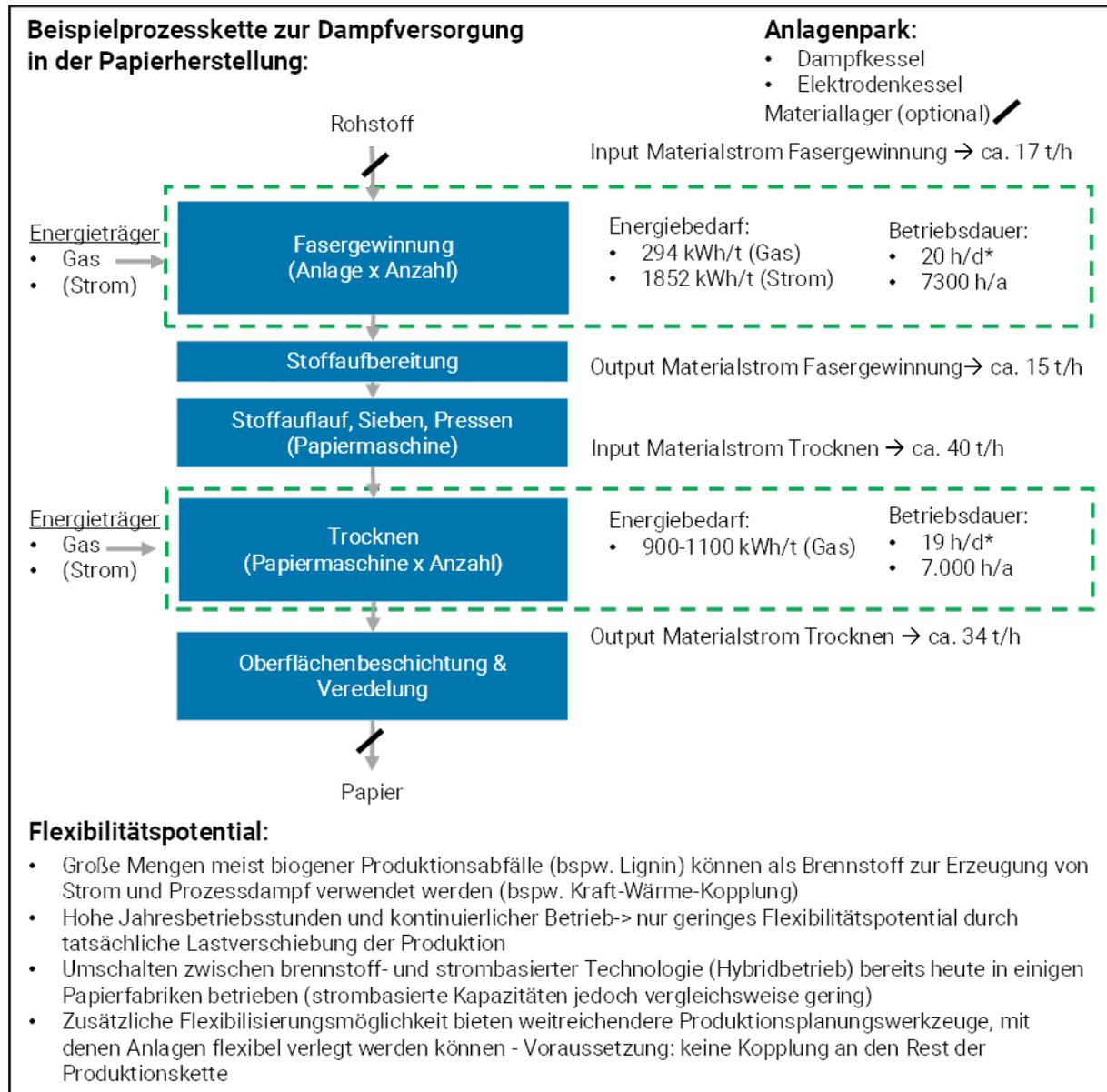
Bei der Papierherstellung fällt eine große Menge meist biogener Produktionsabfälle (bspw. Lignin) an. Diese können als Brennstoff zur Erzeugung von Strom und Prozessdampf wiederverwendet werden (häufig über Kraft-Wärme-Kopplung). In vielen Papierfabriken werden diese Stoffe auch zur werkseigenen Stromproduktion verwendet (Steurer 2017a; SynErgie 2022).

Aufgrund der hohen Jahresbetriebsstunden ist auch in einem stark elektrifizierten System davon auszugehen, dass nur ein geringes Flexibilitätspotential durch tatsächliche Lastverschiebung der Produktion zu erwarten ist. Ein Umschalten zwischen brennstoff- und strombasierter Technologie (Hybridbetrieb) wird heute bereits in einigen Papierfabriken betrieben. Die strombasierten Kapazitäten sind dabei jedoch vergleichsweise gering (Steurer 2017a; Fleiter et al. 2023a; SynErgie 2022).

Aus technischer Sicht wird die Bereitstellung von Lastflexibilität am Energiemarkt durch die kontinuierliche Prozessführung begrenzt, was sich auch in der Beispielprozesskette (Abbildung 33) zeigt. Durch die Kopplung an nachgelagerte Produktionsschritte wird der Kessel nur bei Zwangstillstand oder Wartung außer Betrieb sein und die meisten Systeme enthalten keinen Pufferspeicher für Verschiebe- oder Ruhedauern (Danish Energy Agency und Energinet 2020). Besonders die Trocknung als energieintensivster und einer der zentralen Prozesse der Kette ist aufgrund der geforderten Versorgungssicherheit und eingeschränkten Regelbarkeit sehr begrenzt hinsichtlich eines flexiblen Betriebs. Neben den technischen Rahmenbedingungen sind ökonomische und unternehmensspezifische Faktoren zu berücksichtigen, welche das Flexibilitätspotential in der Praxis weiter einschränken.

Standorte mit KWK-Anlagen können ebenfalls bei niedrigerem Wärme- und Strombedarf (Teillastbetrieb) positive Regelenergie zur Verfügung stellen, vorausgesetzt, der dafür verwendete Dampf kann dafür aus anderen Quellen ersetzt werden, um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten. Die Integration einer KWK mit einer Power-to-Heat-Anlage

erweitert die Flexibilität der Netzeinspeisung und ermöglicht die Bereitstellung von negativer Regelernergie (Gruber et al. 2015; Agora Energiewende 2014).



Anmerkungen: Beispielprozesskette nach dem SdT und dem Stakeholder-Gespräch.

Abbildung 33: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Papierindustrie

Die erwähnten strombasierten Dampferzeuger (Elektrodenkessel und Wärmepumpensysteme) ermöglichen eine Lastverlagerung und eignen sich teilweise zur Bereitstellung von Regelernergie. Das praktische Flexibilitätspotential ist jedoch limitiert durch die Auslegung der Leistungselektronik und die thermische Belastung. Elektrodenkessel können Lastverschiebungen von Minimallast (ca. 2 % bis 3 % der Nennlast) bis Volllast innerhalb von 30 Sekunden durchführen, während bei Wärmepumpen aufgrund der Trägheit des Systems (z. B. Vorlauf für Pumpen) der flexibilisierbare Anteil vergleichsweise gering ist. Aktuelle Großwärmepumpen sind nicht für sehr schnelle Start-/Stoppvorgänge oder Lastwechsel ausgelegt. Jedoch können die meisten Großwärmepumpen durch die Integration geeigneter Sekundärwassersysteme und zusätzlicher Regelungsmethoden schnelle

Starts und Stopps ermöglichen (Danish Energy Agency und Energinet 2020; Fleiter et al. 2023a; SynErgie 2022).

Eine zusätzliche Flexibilisierungsmöglichkeit bieten weitreichendere Produktionsplanungswerkzeuge, mithilfe derer der Betrieb von Anlagen flexibel verlegt wird, sofern diese nicht an den Rest der Produktionskette gekoppelt sind. Diese Anlagen finden sich vor allem in der Faseraufbereitung, entsprechende Potentiale können aber je nach Produktionsstandort auch anderweitig vorhanden sein. Somit könnten auch mit entsprechender Vorausplanung größere Lagerkapazitäten aufgebaut werden, um in Phasen mit wenig zur Verfügung stehender EE-Energie Maschinen (teilweise) abzuschalten und diese Produktionsausfälle durch die gelagerten Produkte aufzufangen (SynErgie 2022).

Die vollständige Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung zeigt in den untersuchten Dampfanwendungen ein Flexibilisierungspotential, das unter spezifischen Bedingungen relevant ist und noch nicht genau quantifiziert werden kann. Wesentliche Potentiale könnten sich während des Übergangs ergeben, wenn sowohl brennstoff- als auch strombetriebene Anlagen gleichzeitig betrieben werden und thermische Speicher breit eingesetzt werden, um die Dampferzeugung vom Dampfbedarf zu entkoppeln. Diese simultane Betriebsweise existiert bereits und könnte in Zukunft ausgeweitet werden. Die ökonomischen und unternehmensspezifischen Rahmenbedingungen sind hierbei entscheidend (Fleiter et al. 2023a).

4.13 Zwischenfazit

Der Großteil der eingesetzten Anlagen ist fossil beheizt. Das Elektrifizierungspotential unterscheidet sich und ist insbesondere für die Downstream-Prozesse (bspw. Erwärmen und Wärmebehandeln, aber auch kleinere Schmelzanlagen) hoch. Während die Datenbasis zu Prozesskennzahlen in der Literatur hoch ist (siehe auch Anhang 8.1), ist die Datenbasis für Flexibilitätsskennzahlen entlang der Prozesse der betrachteten Prozessketten insgesamt gering. Insbesondere für die Downstream-Prozesse (bspw. Erwärmen und Wärmebehandeln) sind keine Daten vorhanden. Dennoch bieten diese Prozesse aufgrund ihrer jährlichen Produktionskapazitäten und des spezifischen Energiebedarfs insgesamt ein großes Potential. Zudem ist das Potential zur Elektrifizierung hoch. Demgegenüber stehen Prozesse und Anlagentypen mit einem geringen Elektrifizierungsgrad bzw. Potential. Hierbei handelt es sich vielfach um kontinuierlich betriebene Großanlagen mit einem hohen Energieverbrauch (bspw. Zement, Kalk, Keramik, Stahl).

Die Aufbereitung der Literaturdaten zeigt, dass für viele Prozesse gegenwärtig kein Flexibilisierungspotential vorhanden ist oder dass diese nicht öffentlich dokumentiert wurden. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Betrachtung der Prozesse und Prozessketten **technische Erkenntnisse und Fragestellungen** (Tabelle 8), die im weiteren Verlauf der Studie anhand der Fallbeispiele überprüft und beantwortet werden sollen.

Erkenntnis	Untersuchungsbedarf
Anlagenpark überwiegend fossil beheizt; nicht alle Prozesse lassen sich vollständig elektrifizieren	Wie können diese Prozesse mittel- bis langfristig (anteilig/vollständig) elektrifiziert werden? Ist eine indirekte Elektrifizierung mittels Einsatz von Wasserstoff möglich?
Viele Prozesse und Prozessketten produzieren kontinuierlich	Ist es technisch möglich, eine kontinuierliche Prozesskette (Prozess) in einen diskontinuierlichen Prozess umzustellen (und welche Kosten entstehen dadurch)?
Die betrachteten industriellen Prozessketten sind in der Regel hoch optimiert	Wie können wir ein hoch optimiertes Industriesystem in ein flexibles Industriesystem umbauen?
In den Prozessen entlang der Prozessketten sind meistens keine Überkapazitäten vorhanden, die eine Lastverschiebung oder einen Lastabwurf ermöglichen	Wie können Überkapazitäten geschaffen werden, die eine Lastverschiebung oder einen Lastabwurf ermöglichen?
Es wird gegenwärtig keine hybride Anlagentechnik eingesetzt, die einen kurzfristigen Brennstoffwechsel ermöglicht	In welchen Prozessen kann hybride Anlagentechnik eingesetzt werden?
Kenndaten zu Prozess- und Anlagentechnik sind in der Regel gut dokumentiert; Kenndaten zur Flexibilisierung von Prozess- und Anlagentechnik sind nur geringfügig vorhanden	Erhebung von Flexibilitätskennzahlen; Verifizierung von Prozess- und Anlagenkennzahlen

Tabelle 8: Erkenntnisse und Untersuchungsbedarf zum Stand der Technik

Auf Basis der Analysen zum Stand der Technik und der Beispielprozessketten wird eine Priorisierung und Auswahl für die vertiefte Analyse des Flexibilitätspotentials anhand der Fallbeispiele getroffen. Für die Auswahl der Priorisierung werden insbesondere die nachfolgenden Kriterien berücksichtigt:

- Besonderheit in der Prozesskette
- Grad der Elektrifizierung (aktuell)
- Potential zur Elektrifizierung (zukünftig)

Das Portfolio der Fallbeispiele soll dabei ein möglichst breites Prozess- und Anlagenspektrum abdecken und so eine breite Übertragbarkeit der Ergebnisse der Fallbeispiele sowohl aus der Metall- als auch der Mineralindustrie gewährleisten.

Bei den betrachteten Beispielprozessketten mit einer hohen Zahl an Gemeinsamkeiten, wie dies bei

- der Energieversorgung Papier und Chemie,
- NE-Metall Messing, Aluminiumproduktion,
- Zement- und Kalkindustrie,

der Fall ist, wird jeweils eine Prozesskette als Fallbeispiel ausgewählt.

Das Portfolio deckt unterschiedliche Schwerpunkte in Bezug auf die Flexibilitätsanalysen ab. Im Fokus stehen:

- Lastverschiebung
- hybride Anlagentechnik/hybrider Anlagenpark mit bereits hohem Technologiereifegrad
- hybrider Anlagenpark (Strom, H₂)
- hybride Anlagentechnik (Strom, H₂)

Aufgrund ihrer unterschiedlichen Besonderheiten werden diese Schwerpunkte anhand der folgenden fünf Fallbeispiele analysiert (Details zur Auswahl siehe auch Anhang 8.2):

- Primär- und Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung
- Aluminiumherstellung/-verarbeitung
- Glasherstellung
- Zementherstellung
- Dampferzeugung in der Chemieindustrie

Die Auswahl der Fallbeispiele bildet die Grundlage für die weiteren Betrachtungen, insbesondere der technischen Herausforderungen für die Hebung von Flexibilitätspotentialen in der Industrie.

5 Szenarien zur Industrieflexibilität im zukünftigen Energiesystem

5.1 Zielsetzung und Fragestellungen

Die Energiewende zu einem komplett dekarbonisierten Energiesystem basiert ganz zentral auf einem Wandel von fossilen Energieerzeugern hin zu erneuerbaren Energieerzeugern. Insbesondere im Stromsektor ist hierbei die Rolle von Flexibilitätspotentialen zentral, da erneuerbare Energie- und insbesondere Stromerzeugung zumeist von natürlichen Wetter- und Witterungsverhältnissen abhängt, also nur sehr bedingt steuerbar ist. Ein entsprechendes zukünftiges, durch Wind- und Solarenergie dominiertes Energiesystem mit starker Sektorkopplung kann Flexibilitäten aller Systemkomponenten und Sektoren nutzen. Dazu zählen Optionen aufseiten der Erzeugung, der Nachfrage, der Netze sowie durch den Einsatz von Speichern. Eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Industriesektor kann einen großen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten, wurde bisher allerdings kaum in Systemstudien analysiert. Eine Bewertung mithilfe von Energiesystemmodellen hat den entscheidenden Vorteil, dass Komponenten des Energiesystems nicht isoliert betrachtet werden, sondern im Zusammenspiel. Das heißt, hinsichtlich der Bereitstellung von Energieflexibilität stehen alle durch das Modell sichtbaren Optionen im Wettbewerb zueinander entsprechend ihren Kosten und technischen Parametern.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Kapitel die Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen im Industriesektor auf das Energiesystem untersucht sowie die Rolle von entsprechender Flexibilität im Wettbewerb mit anderen Optionen, wie beispielsweise steuerbaren Erzeugern, Netzen, Strom- oder Wasserstoffspeichern, bewertet.

Hierzu wird das im Abschnitt 5.2 beschriebene Modellsystem verwendet. Als Grundlage für die Analyse wird ein Basisszenario ohne nennenswerte Flexibilitätsoptionen im Industriesektor genutzt. Dieses baut auf dem Szenario T45-Strom der Langfristszenarien auf (siehe www.langfristszenarien.de). Dieses Szenario dient als Vergleichspunkt. Über schrittweise Ergänzung von Industrieflexibilitäten im Szenario können die Effekte auf das Energiesystem untersucht werden. Im Abschnitt 5.3 sind zunächst die Eckdaten des Industriesystems und in Abschnitt 5.4 des gesamten Energiesystems zusammengefasst, bevor mithilfe von Szenariovariationen die Wirkung und Rolle von Industrieflexibilitäten im Abschnitt 5.5 untersucht wird.

5.2 Methode und Modellsystem

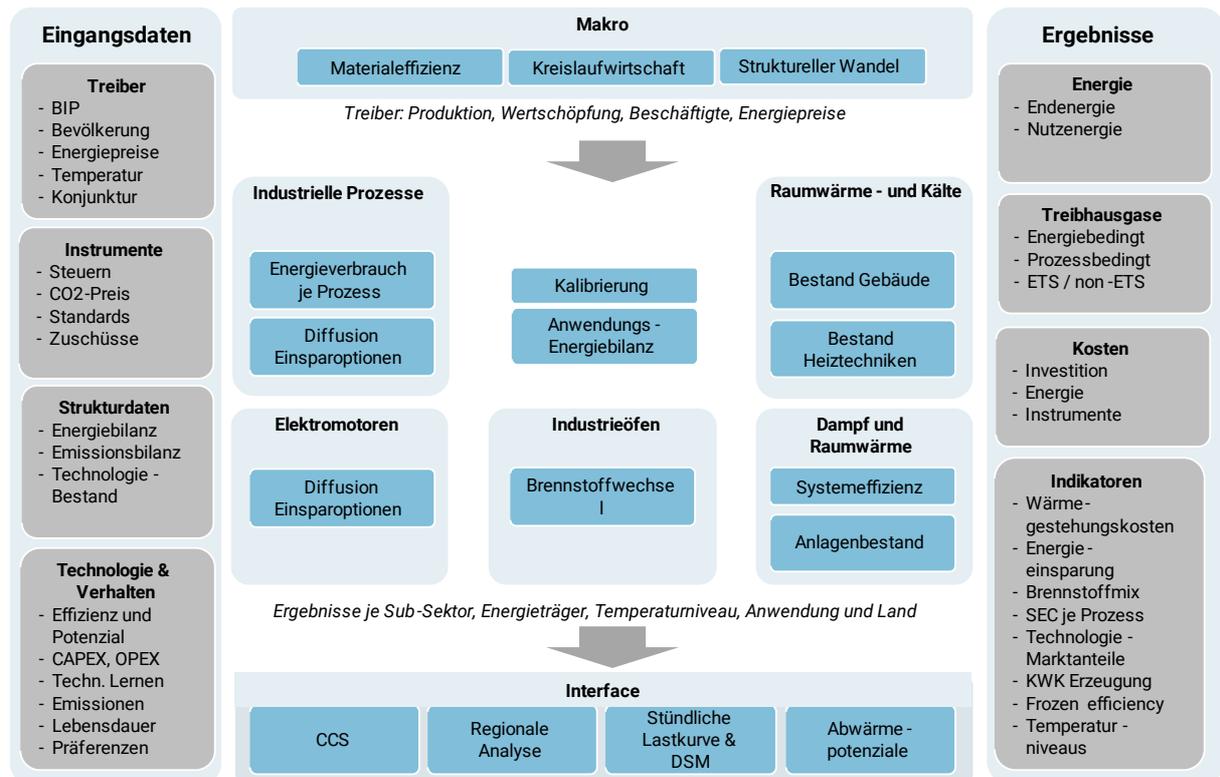
5.2.1 Das Industriesektormodell FORECAST

Zur Berechnung der Szenarien für den Industriesektor wird das Modell FORECAST eingesetzt (Fleiter et al. 2018). FORECAST ist ein Bottom-up-Energienachfragemodell. Es bildet die Technologiestruktur der Industrie ab und berechnet Energieverbrauch und Emissionen sowie Kosten auf Prozessebene. FORECAST ist hierarchisch aufgebaut und unterteilt die Industrie anhand der Energiebilanzen in einzelne Wirtschaftszweige bzw. Subsektoren. Diesen sind Prozesse zugeordnet, welche durch einen spezifischen Energieverbrauch und eine Aktivitätsgröße beschrieben werden. Weiterhin werden Technologiebereiche wie

Elektromotoren, Industrieöfen, Raumwärme und Dampferzeugung separat modelliert. Eingangsdaten für die Modellierung sind übergreifende Aktivitätsgrößen wie die Wirtschaftsleistung je Branche, Energie- und CO₂-Preise, Annahmen zu Instrumenten, Strukturdaten wie Energie- und THG-Bilanzen sowie techno-ökonomische Daten der abgebildeten Technologien (siehe Abbildung 34). Zur Parametrisierung wird auf statistische Daten, empirische Studien, Literatur und Einschätzungen von Fachleuten zurückgegriffen, welche die Datenbasis des Modells bilden.

Für die Berechnung von Dekarbonisierungsszenarien können die wichtigen Strategien dazu berücksichtigt werden:

- Verbesserung der **Energieeffizienz durch beste verfügbare Technik (BVT)** der bestehenden Anlagen: Hohe Auflösung bei Prozessen und umfassende Datenbank zu Einsparstechniken erlauben möglichst genaue Bewertung des vorhandenen Effizienzpotentials.
- **Prozesswechsel auf CO₂-arme bzw. CO₂-neutrale Herstellungsverfahren**: Eine hohe Auflösung bei Produktionsrouten und Prozessen erlaubt konkrete Annahmen zum Wechsel auf neue Herstellungsverfahren je Produktionsroute. Neue Verfahren sind ggfs. auch mit dem Wechsel auf einen anderen Energieträger verbunden (z. B. Wasserstoff oder Strom).
- **Brennstoffwechsel**: Das Bestandsmodell der Dampferzeuger inkl. Discrete-Choice-Modellierung der Investitionsentscheidung erlaubt endogene Simulation des Brennstoffwechsels entsprechend Wirtschaftlichkeit und Technologiebestand der verschiedenen Dampferzeuger. Ein vereinfachter Discrete-Choice-Ansatz wird für die Modellierung des Brennstoffwechsels bei Industrieöfen verwendet (Rehfeldt et al. 2018). Dabei ist ein Wechsel auf Biomasse, Strom (Elektrokessel, Wärmepumpen), Wasserstoff oder PtG möglich.
- **CO₂-Abscheidung, -Speicherung und Nutzung (CCUS)**: Eine hohe Prozessauflösung erlaubt die Zuordnung von CO₂-Abscheidung und Nutzung zu ausgewählten Prozessen, z. B. um verbleibende prozessbedingte Emissionen zu mindern, chemische Feedstocks herzustellen und ggf. Negativemissionen zu realisieren.
- **Recycling und Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette: Eine große Zahl berücksichtigter Produkte und separate Modellierung von Primär- und Sekundärrouten erlauben je Szenario spezifische Annahmen zum Fortschritt bei Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft.



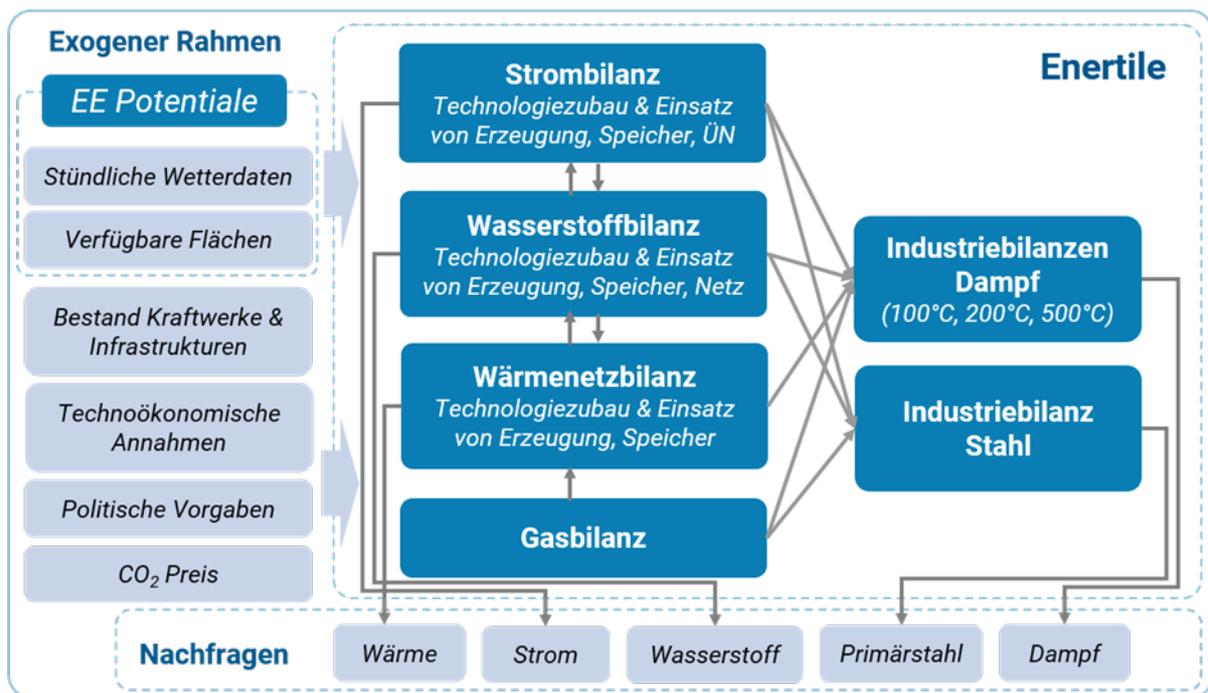
Quelle: Fleiter et al. (2018) & Fraunhofer ISI

Abbildung 34: Überblick der Modellstruktur von FORECAST

5.2.2 Das Energiesystemmodell Enertile

Für die angebotsseitige Energiesystemmodellierung wird das Modell Enertile eingesetzt (vgl. Abbildung 35). Enertile ist ein serverbasiertes Optimierungsmodell mit volkswirtschaftlicher Perspektive. Die Zielfunktion der Optimierung verfolgt eine kosteneffiziente Deckung vorgegebener Energienachfragen in jeder betrachteten Stunde und Region. Die Kostenoptimierung bewertet sowohl den Zubau als auch den Einsatz von Umwandlungs-, Speicher-, und ggf. Übertragungsnetztechnologien abgebildeter Energieformen. In der Basisversion wird die Bereitstellung der Energieformen Strom, Wärme, und Wasserstoff simultan optimiert. Die Technologieoptionen im Stromsystem umfassen insbesondere erneuerbare Energien, thermische Kraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung, die Kuppelkapazität der Übertragungsnetze und Batterie- und Pumpspeicherkraftwerke. Für das Wasserstoffsystem werden Elektrolyseure, Kavernenspeicher, Transportpipelines und Importterminals modelliert. Im Wärmesystem wird zwischen dezentralen Hauswärmepumpen inklusive Speicher und Wärmenetzen unterschieden. In der Abbildung der Wärmenetze finden Solar- und Geothermie, Großwärmepumpen, Elektrodenkessel, gas- und wasserstoffbasierte Kessel, Wärmespeicher und KWK Berücksichtigung. Dabei werden Wechselwirkungen der unterschiedlichen Subsysteme berücksichtigt und erhöhen die Flexibilität des Gesamtsystems. Die Abdeckung der Modellierung umfasst ganz Europa für die Jahre 2035 und 2045 in stündlicher Auflösung. Das Optimierungsergebnis umfasst für die abgebildeten Energieinfrastrukturen die installierten Leistungen, ihren Einsatz, Brennstoffeinsatz, und CO₂-Emissionen. Eine ausführliche Beschreibung der Basisversion Enertiles findet sich in Lux (2023).

Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien sind für das treibhausgasneutrale Energiesystem von zentraler Bedeutung. Ihre Verfügbarkeit schwankt jedoch wetterbedingt räumlich und zeitlich. Um die Energieversorgung in Enertile zu optimieren, werden daher die Potentiale der erneuerbaren Energien mit hoher technologischer, räumlicher und zeitlicher Auflösung im Vorfeld ermittelt. Techno-ökonomische Daten für die Technologien Wind an Land, Wind auf See, PV (Aufdach- und Freiflächenanlagen) und CSP werden mit Landnutzungsdaten und realen Wetterdaten aus dem Jahr 2010 auf einem Raster von 6,5 x 6,5 km Kantenlänge kombiniert. Das Ergebnis dieser Voranalyse umfasst die installierbare Kapazität, den Stromertrag und die Erzeugungsprofile der einzelnen Technologien und dient als Grundlage für die Ausbau- und Dispatch-Entscheidungen in der Systemoptimierung. Eine ausführliche Beschreibung der Berechnung weltweiter erneuerbare Stromerzeugungspotentiale findet sich in Franke et al. (2024).



Anmerkung: Die integrierte Ausbau- und Einsatzentscheidung für Energieinfrastrukturen in der Kostenminimierung umfasst in dieser Modellversion neben den Subsystemen Strom, Wärme und Wasserstoff auch Anlagen zur Dampfbereitstellung und hybriden Stahlproduktion.

Abbildung 35: Vereinfachte Übersicht der Systemgrenzen und Wechselwirkungen des Energiesystemmodells Enertile

Die wetterbedingt schwankende Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien stellt den stündlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage vor Herausforderungen und erhöht den Bedarf an Flexibilitätsoptionen. In diesem Kapitel wird deshalb das Portfolio der Flexibilitätsoptionen aus stationären Speichertechnologien, überregionalem Ausgleich über die Übertragungsnetze und diversen flexiblen Stromnachfragen in Enertile um drei weitere Flexibilitätsoptionen aus dem Industriesektor erweitert. Der methodische Ansatz dafür ist im Folgenden beschrieben, die konkrete Parametrisierung findet sich in Abschnitt 5.5. Die Aufgabe der Optimierung des gesamten europäischen Energiesystems stellt sehr hohe Anforderungen an die Serverleistung und es gilt, bei Abbildung aller Komponenten im System die zusätzlichen Anforderungen an die Rechenleistung möglichst gering zu halten. Entsprechend ist bei Integration der drei Flexibilitätsoptionen in das Mo-

dell Enertile eine starke Vereinfachung der realen Zusammenhänge und Details notwendig. Schwerpunkt der Analyse ist die Bewertung des Zusammenspiels aller Systemkomponenten und nicht die Bewertung einzelner Optionen.

- **Zeitliche Verschiebung von Produktionsprozessen:** Dieses Aggregat fasst entsprechend der Definition in Abschnitt 2.2 die Verschiebepotentiale der einzelnen elektrisch betriebenen Produktionsprozesse zusammen. In einer branchen- und prozessspezifischen Analyse wurden Potentiale für Lasterhöhungen, Lastreduktionen und Dauern für Prozessverschiebungen (siehe Kapitel 3.2 und 4) betrachtet. Diese Lastverschiebepotentiale werden in aggregierter Form in der Optimierung genutzt, um Teile der Industrielast zu flexibilisieren und so die Systemkosten zu senken. Dabei wird ein Intervall festgelegt, um welches die Industrielast angehoben oder abgesenkt werden kann, sowie ein Zeitraum, nach welchem die Verschiebung wieder ausgeglichen werden muss. Die Aggregation der einzelnen branchenspezifischen Potentiale ist nötig, um das Systemmodell weiterhin lösbar zu halten und die Komplexität möglichst zu reduzieren. Der Lastverschiebung werden zunächst keine Kosten zugeschrieben, da diese kaum in einem Aggregat darstellbar sind. Stattdessen lässt sich aus dem Kostenvergleich von Szenariorechnungen mit und ohne diese Flexibilitätsoption ermitteln, welche Kosten Maßnahmen für Lastverschiebung höchstens haben dürfen, damit sie einen kosten-senkenden Beitrag zum Energiesystem leisten.
- **Hybride Dampf- und Warmwassererzeugung:** Die drei Kernbilanzräume der Basisversion Enertiles – Strom, Wärme, Wasserstoff – wurden um Dampf- und Warmwasserbilanzen auf drei Temperaturniveaus ergänzt (vgl. Abbildung 35). Der Ausbau und Einsatz von Erzeugungstechnologien zur Deckung stündlicher industrieller Dampf- und Warmwassernachfragen unter 100 °C, zwischen 100 °C und 200 °C, und über 200 °C wird damit Teil der Systemkostenminimierung. Das zur Verfügung stehende Technologieportfolio umfasst abhängig vom Temperaturniveau Wärmenetzanschlüsse, Wärmepumpen mit und ohne Zuheizung, Elektrodenkessel, und hybride KWK-Anlagen und Gaskessel. Bei der hybriden Anlagentechnik wird angenommen, dass sie flexibel zwischen der Nutzung von Erdgas und Wasserstoff zur Wärme- und Dampferzeugung wechseln kann.
- **Hybride Stahlherstellung in Direktreduktionsanlagen:** Der Einsatz hybrider Direktreduktionsanlagen zur Stahlherstellung wurde ebenfalls in die Systemkostenminimierung integriert (vgl. Abbildung 35). Auch für diese Anlagen entscheidet die Optimierung flexibel über die Nutzung von Erdgas oder Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz.

Die energetische Relevanz der drei unterschiedenen Flex-Potentiale wird in Abbildung 36 sichtbar. Die Segmente Dampf- und Warmwassererzeugung sowie mechanische Energie in heutigen Produktionsprozessen benötigen jeweils knapp ein Viertel des gesamten Energiebezugs der Industrie mit jeweils etwa 200 TWh im Jahr 2019. Der Energiebedarf der Stahlherstellung findet sich in der Kategorie Industrieöfen und macht dort einen substantziellen Anteil aus. Das Resultat des angenommenen Hochlaufs sind knapp 50 TWh Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2045.

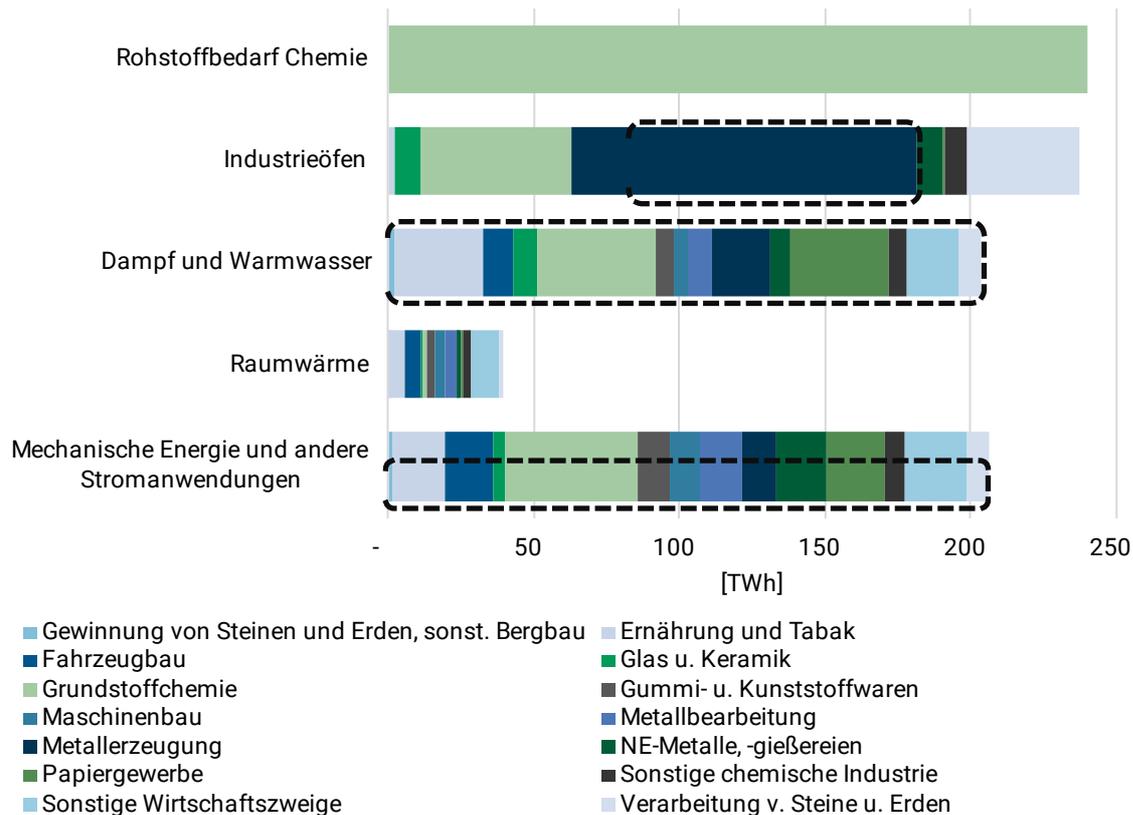


Abbildung 36: Energieverbrauch der Industrie im Jahr 2019 nach Anwendungsbereichen und Branchen

5.3 Zukünftige klimaneutrale Industrie

5.3.1 Annahmen in der Industriesystemanalyse

Für die Berechnung und die Bewertung von Optionen zur Energieflexibilität des Industriesektors im Kontext des Energiesystems wird zunächst ein Pfad für die mögliche Transformation zur klimaneutralen Industrie berechnet. Die resultierenden Energiebilanzen sowie die Technologiestruktur stellen dann die Grundlage für die Modellierung des Energiesystems bzw. des Energieangebotes und der Bewertung von Flexibilität dar. Zur Berechnung von technologischen Pfaden zum zukünftigen klimaneutralen Industriesystem wird das Simulationsmodell FORECAST genutzt (siehe Abschnitt 5.2.1). Das Modell benötigt umfassende Eingangsdaten zu spezifischen technischen und ökonomischen Größen sowie Annahmen zum regulatorischen Rahmen.

Das hier dargestellte Basisszenario gründet auf dem Szenario T45-Strom der Langfristszenarien (Fleiter et al. 2023b). Grundlegende Annahmen sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Langfristig erreicht der **Industriesektor nahezu THG-Neutralität** und es verbleiben lediglich kleinere Mengen prozessbedingter Emissionen. Es wird von einem **kontinuierlichen Wirtschaftswachstum** der Industrie von etwa 1 % pro Jahr ausgegangen. Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe verändern sich leicht, bleiben für die meisten Produkte jedoch in der heutigen Größenordnung bestehen. Technologisch liegt der

Schwerpunkt auf der Elektrifizierung, jedoch wird auch **Wasserstoff** genutzt, wo dieser vorteilhaft oder sogar notwendig ist. Zum Beispiel bei energieintensiven Industrieöfen, der Stahlherstellung oder für die stoffliche Nutzung in der Chemie. Dies setzt eine hohe Verfügbarkeit von Wasserstoff an den Standorten der energieintensiven Branchen Chemie, Metall und Mineralien voraus und damit ein ausgebautes Wasserstoffsystem. **Biomasse** wird weiterhin in einzelnen Branchen eingesetzt, die bereits heute z. B. biogene Produktionsabfälle nutzen (Papier, Holzverarbeitung, Nahrungsmittel). Große neue Einsatzfelder werden für biogene Energieträger nicht erschlossen. Es wird ein **CO₂-System** aufgebaut, welches über ein Pipelinenetz große Emittenten mit Nutzern und Speichern verbindet. CO₂ wird an Prozessen abgeschieden, welche keine realistisch umsetzbaren Alternativen bis zum Jahr 2045 haben, darunter fallen die Zement- und Kalkherstellung sowie die Müllheizwerke, wenngleich Letztere nicht in die Energiebilanz des Industriesektors fallen. Die abgeschiedenen Mengen CO₂ belaufen sich auf etwa 30 Mt im Jahr 2045 und werden über ein Pipelinenetz zu Verbrauchern der chemischen Industrie sowie zu zentralen Offshore-Speichern transportiert. In diesem Szenario wird ein Großteil des CO₂ für die Herstellung von grünem Methanol verwendet, das als Rohstoff für Olefine und Aromaten wie Ethylen genutzt wird und so zum Basisrohstoff der zukünftigen Kunststoffherstellung wird. Weiterhin wird für alle Branchen davon ausgegangen, dass ein ambitionierter Fortschritt bei **Energieeffizienz, Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft** stattfindet. So steigt beispielsweise der Anteil der Sekundärproduktion bei Rohstahl von etwa 20 % im Jahr 2018 auf 48 % im Jahr 2045, welches den zukünftigen Bedarf an Primärproduktion entsprechend reduziert und damit den Anstieg beim Wasserstoffbedarf dämpft.

Ziel THG Minderung 2045	Mindestens 95 % gegenüber 1990 für den Industriesektor
Wirtschaftswachstum	Kontinuierlich, ~1 % pro Jahr (real)
Biomasse	Energetischer Einsatz bleibt niedrig, auf Nutzung von Produktionsabfällen konzentriert
Energie-, Materialeffizienz und Kreislauf	Ambitionierter Fortschritt
CCS und CCU	CO ₂ -Abscheidung bei Zement- und Kalkwerken sowie Müllverbrennungsanlagen; CO ₂ -Nutzung in der chemischen Industrie und Speicherung offshore
Prozess-, Brennstoff- und Rohstoffwechsel	Priorität direktelektrisch, Rolle für Wasserstoff bei Feedstocks und Prozessen mit sehr hohen Energiedichten und Temperaturen

Tabelle 9: Übersicht zentraler Annahmen des Basisszenarios für den Industriesektor

Tabelle 10 fasst die zentralen Technologieannahmen und Prioritäten für die wichtigsten energieintensiven Produkte und Systeme zusammen. Die Annahmen zur Entwicklung der Prozessrouten in der Stahlindustrie sind dabei für die nachfolgenden Analysen von hoher Bedeutung. Die resultierende Entwicklung der Rohstahlproduktion verzeichnet bis zum Jahr 2045 einen grundlegenden Wechsel durch die Umstellung von der heutigen Hochofen-Route auf die Direktreduktionroute. Damit einher geht ein Wechsel vom Energieträger Steinkohle hin zu Wasserstoff und Strom bzw. Erdgas in Übergangsjahren. Es wird angenommen, dass der Hochlauf der Direktreduktionsroute bis zum Jahr 2030 dem durch Investitionsankündigungen vorgegebenen Pfad folgt. Bis 2045 erfolgt dann der restliche Umbau bis hin zum vollständigen Ersatz heutiger Hochöfen (siehe Abbildung 47). Entsprechend steigt die Jahresproduktion von Rohstahl über die DRI-Route bis zum Jahr 2045 auf etwa 20 Mio. t. Diese zieht einen Bedarf von knapp 50 TWh Wasserstoff nach

sich. Für eine vollständige Darstellung der Annahmen wird auf Fleiter et al. (2023b) verwiesen.

	Ggf. Sektor	Technologieausprägung im Basisszenario
Prozesswechsel	Ethylen/Olefine	Methanol-to-Olefins/Aromates (MTO/ MTA) mit Rohstoff H ₂ + CO ₂ El. Steamcracker (PtL/bio)
	Ammoniak	H ₂ für Synthesegas anstatt CH ₄ -Dampfreformierung
	Stahl	H ₂ -DRI (+ Erdgas im Übergang)
	Zement u. Kalk	Teilelektrifizierung, Ersatzbrennstoffe, Biomasse, CCUS
	Glas	Hybride Systeme: elektrische Schmelzwannen und Zuführung H ₂
Brennstoffwechsel	Öfen	Elektrifizierung und/oder H ₂ -Befuerung, wo vorteilhaft
	Dampf	Elektrische Kessel, Wärmepumpen und geringfügig H ₂ -Brenner
	Niedertemperatur	Wärmepumpe, Fernwärme, elektr. Kessel
CCS u. CCU		CCUS: CO ₂ aus Zement- u. Kalkherstellung als Rohstoff für Methanol + Speicherung offshore

Tabelle 10: Annahmen zu Prozess- und Brennstoffwechsel

Ein weiteres für die folgende Untersuchung der Flexibilisierung wichtiges Segment ist die Bereitstellung von Prozesswärme. Hier sind insbesondere die Dampf- und Warmwassersysteme von den vielfältigen Prozesswärme-Anwendungen in Industrieöfen zu unterscheiden. Die Dampf- und Warmwasserbereitstellung weist demgegenüber einige Vorteile auf, weshalb hier ein besonders hohes Potential für Lastflexibilisierung vermutet wird. Technologien für die Elektrifizierung sind ausgereift und verfügbar (Elektrodenkessel) bzw. ermöglichen hohe Effizienzgewinne (Hochtemperaturwärmepumpe). Die Energiewandlung ist vom Produktionsprozess getrennt und die eingesetzten Techniken ähneln sich über die Branchen hinweg. Zusätzlich sind spezifische Investitionen, bezogen auf die bereitgestellte Wärmemenge, im Mittel geringer, besonders beim Einsatz von Elektrodenkesseln (Fleiter et al. 2023a).

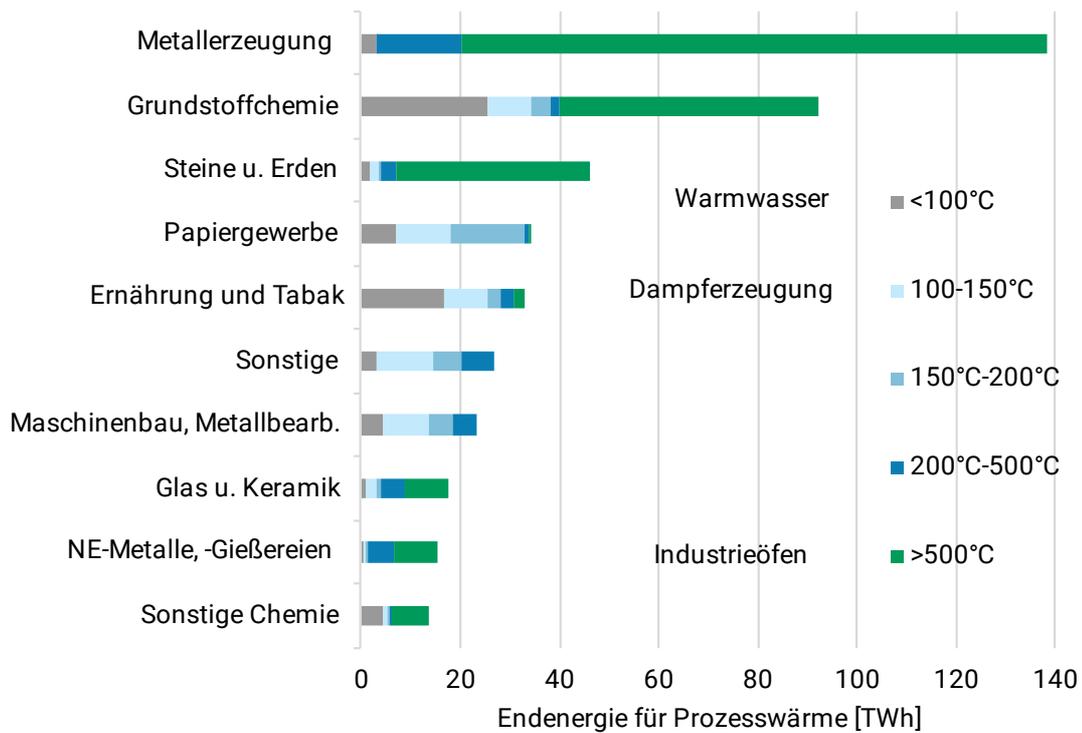


Abbildung 37: Energiebedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme nach Temperaturniveau und Branche im Jahr 2019 (Fleiter et al. 2023b)

5.3.2 Ergebnisse

Die Transformation zur (nahezu) klimaneutralen Produktion führt unter den getätigten Annahmen nicht nur zu einem grundlegenden technischen Wandel und zur Modernisierung, sondern bewirkt auch eine umfassende Verschiebung beim Energiebezug der Industrie (siehe Abbildung 39). Während fossile Energieträger und besonders Erdgas und Kohle derzeit noch den Energiebezug der Industrie dominieren, werden sie bis zum Jahr 2045 vollständig durch klimaneutrale Alternativen ersetzt (Ausnahme: fossiler Abfall in Zementwerken). Entsprechend entwickelt sich Strom zum mit Abstand wichtigsten Energieträger. Auch Wasserstoff kommt eine bedeutende Rolle zu. Andere Energieträger wie Biomasse, Fernwärme und Umgebungswärme sowie Solarenergie sind auf die Versorgung von Nischen beschränkt. Insgesamt ist trotz des angenommenen Wirtschaftswachstums ein leichter Rückgang des Endenergiebedarfs zu verzeichnen. Dies geht auf einen kontinuierlichen Fortschritt bei Energie- und Materialeffizienz sowie Sekundärproduktion zurück, der den ansteigenden Effekt durch das hinterlegte Wirtschaftswachstum überkompensiert.

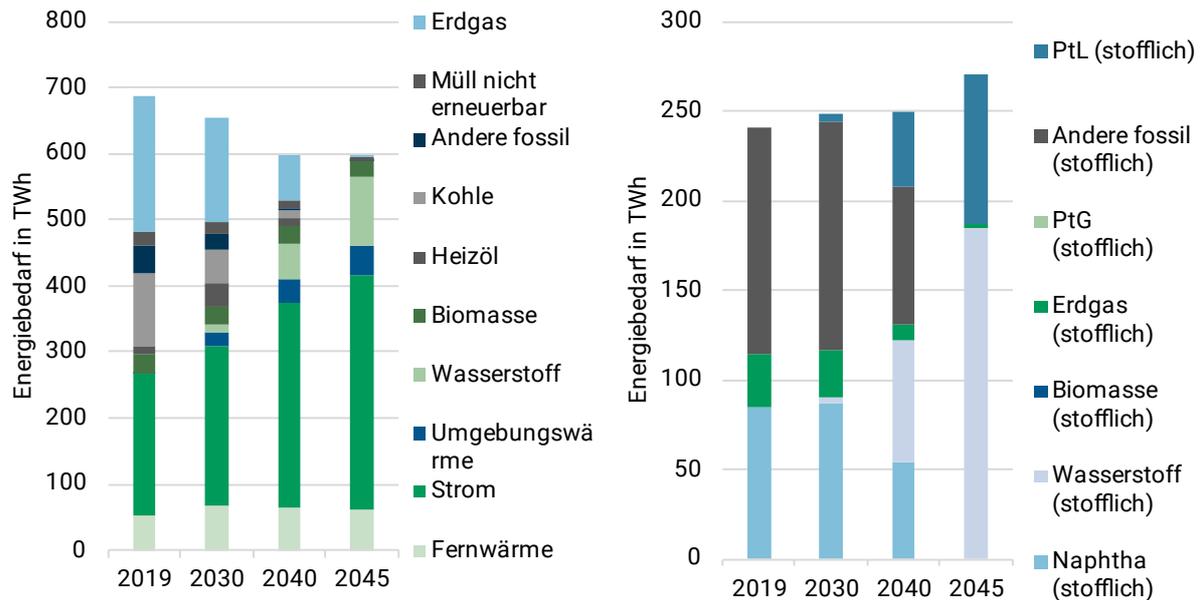
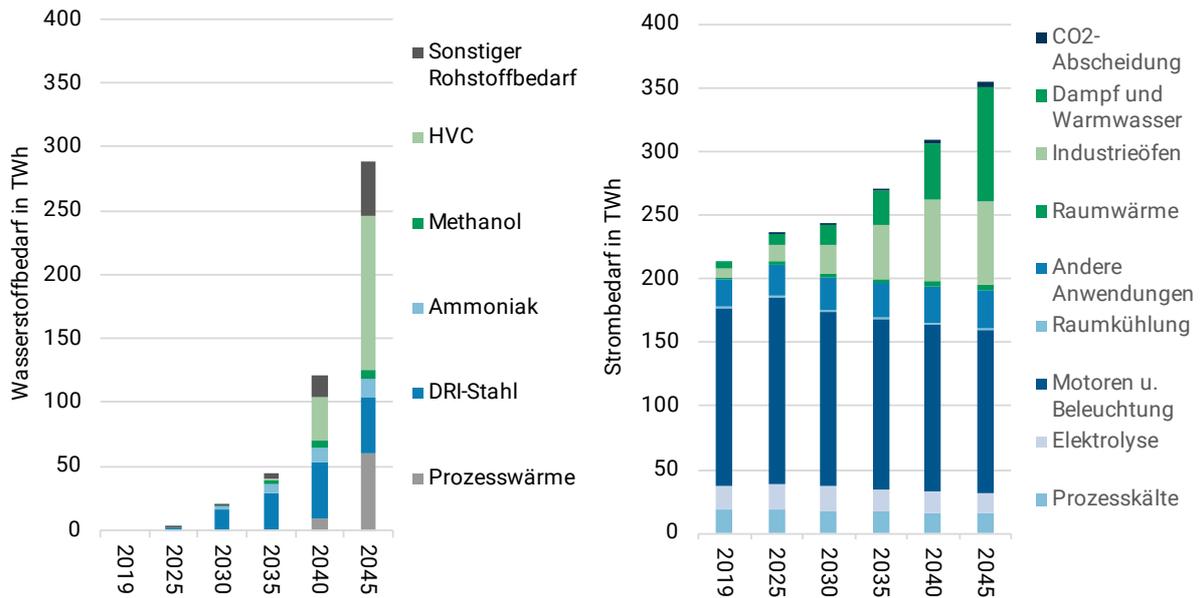


Abbildung 38: Resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie (links) sowie der rohstofflichen Verwendung von Energieträgern (rechts) bis zum Jahr 2045 im Basisszenario

Beim Stromverbrauch überkompensiert die starke Elektrifizierung der Prozesswärme die angenommenen Effizienzgewinne, sodass das Basisszenario einen stark ansteigenden Stromverbrauch verzeichnet, von etwa 220 TWh im Jahr 2019 auf gut 350 TWh im Jahr 2045 (siehe Abbildung 39). Entsprechend spielen in diesem Szenario elektrifizierte Prozesswärmeanlagen eine wichtige Rolle bei der möglichen Flexibilisierung des Strombezugs von Industrieunternehmen. Auch der Wasserstoffbedarf steigt sehr schnell, sodass Wasserstoff nach Strom der zweitwichtigste Energieträger im Industriesystem wird. Eingesetzt wird der Wasserstoff im Basisszenario vorwiegend in der chemischen Industrie als Rohstoff für die Produktion von Olefinen oder Aromaten (HVC), Methanol, Ammoniak und sonstigen Produkten (siehe Abbildung 39). Der energetische Einsatz von Wasserstoff konzentriert sich auf die Stahlherstellung für die Direktreduktion von Eisenerz, welche bis zum Jahr 2045 die heutigen Hochöfen vollständig ersetzt, sowie die Prozesswärme. Bei Letzterer wird Wasserstoff vorwiegend in Branchen wie Mineralien und Metallverarbeitung eingesetzt, da hohe Temperaturniveaus und Energiedichten relevante Hemmnisse für die Elektrifizierung sind. Im Bereich der Dampf- und Warmwassererzeugung, vorwiegend auf niedrigerem Temperaturniveau, dominiert die Elektrifizierung – wo möglich durch den Einsatz von effizienten Wärmepumpen.



HVC: High value chemicals (Olefine und Aromaten), CCS: Carbon capture and storage, DRI: Direct reduction of iron ore.

Abbildung 39: Ergebnisse des Basisszenarios – Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Industriesektor nach Anwendungen (links) und des Strombedarfs nach Anwendungen (rechts)

5.4 Zukünftiges klimaneutrales Energiesystem

Mithilfe des Energiesystemmodells Enertile wurden Szenarien für ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem berechnet, um die systemische Wirkung von Industrieflexibilität zu untersuchen. Nachfolgend werden zunächst zentrale Rahmenannahmen und Ergebnisse eines Basisszenarios beschrieben. Es ist an das Szenario T45-Strom der BMWK-Langfristszenarien angelehnt (siehe www.langfristszenarien.de). In einer Ceteris-Paribus-Analyse werden darauf aufbauend drei zentrale Optionen für Industrieflexibilität untersucht.

5.4.1 Annahmen in der Energiesystemanalyse

5.4.1.1 Brennstoff- und CO₂-Preise

Neben den techno-ökonomischen Annahmen einzelner Technologieoptionen sind Brennstoff- und CO₂-Preise wichtige Einflussgrößen in der Modellierung. In manchen Bereichen – z. B. in politischen Ausbauzielen für einzelne erneuerbare Stromerzeugungstechnologien – wird ihre Wirkung auf die Energiewendeentwicklung aber durch andere Rahmenbedingungen überdeckt. Die angenommenen Brennstoffpreise sind in Abbildung 40 dargestellt. Sie orientieren sich vor 2030 an Terminmarktnotierungen und ab 2030 an Projektionen in IEA-Szenarien. Wasserstoff kann sowohl innerhalb Europas gehandelt als auch von außerhalb importiert werden. Innerhalb Europas ist Handel über Pipelines dort zulässig, wo Länder gemeinsame Grenzen haben. Importe aus der MENA-Region (Mittlerer Osten und Nordafrika) per Pipeline sind nach Spanien (Tarifa Interconnector) und nach Italien (Sizilien) möglich. Schiffsimporte von strombasierten Energieträgern aus Weltregionen mit günstigen erneuerbaren Energien sind zugelassen für alle Länder, die einen Zugang zu Küste haben (Atlantik, aber auch Mittelmeer, Ostsee etc.). Für die innereuropäische Wasserstoffbereitstellung entstehen die (Schatten-)Preise endogen zur Laufzeit des Modells.

Die angenommenen Wasserstoffimportkosten von außerhalb Europas sind in Abbildung 40 dargestellt (siehe grüner Wasserstoff (GH₂)).

Bis ins Jahr 2035 werden Non-ETS und ETS-Preise (CO₂) unterschieden. Langfristig wird für beide ein Preis von 300 €/t angenommen.

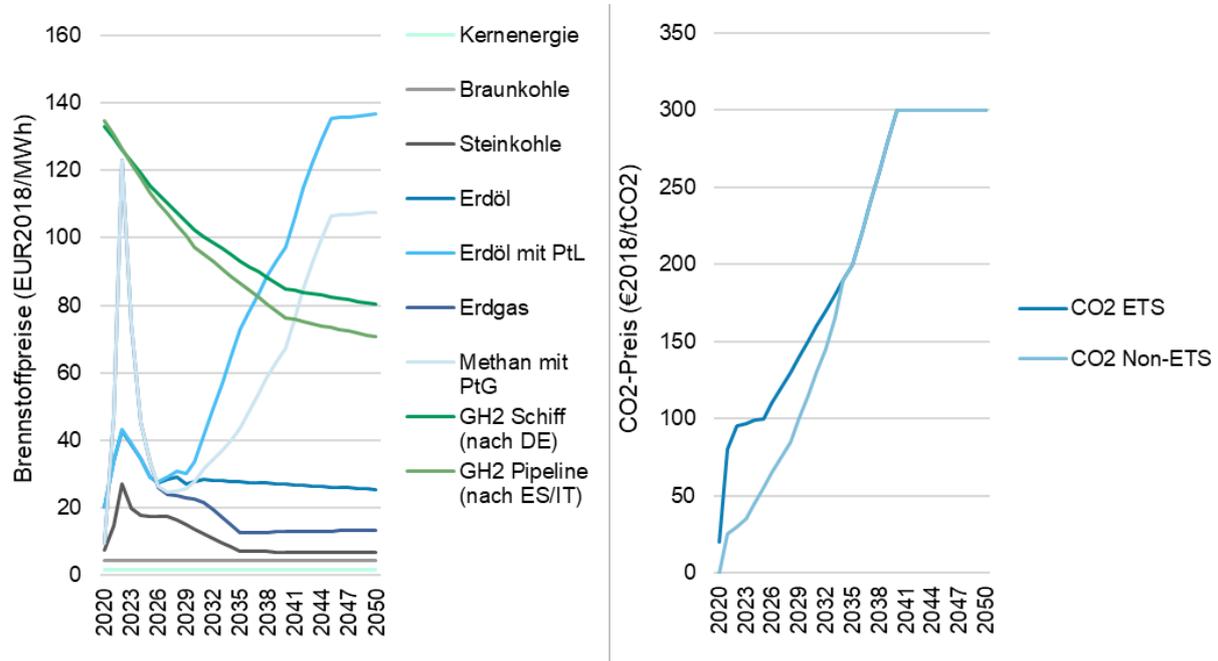


Abbildung 40: Im Basisszenario angenommene Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO₂

5.4.1.2 Energie- und Klimapolitik

Die zum Zeitpunkt der Szenariodefinition geltenden politischen Rahmenbedingungen wurden aufgenommen. Diese beinhalten die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Stromerzeugungstechnologien gemäß den Plänen der Bundesregierung (Bundesministerium der Justiz 2024), wie in Tabelle 11 aufgeführt.

Jahr	Photovoltaik (GW)	Wind an Land (GW)	Wind auf See (GW)
2030	215	115	30,5
2035	309		50,5
2040	400	160	70

Tabelle 11: Deutsche Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß den Plänen der Bundesregierung (Bundesministerium der Justiz 2024)

Nachhaltige Biomasse ist eine Quelle für klimafreundliche Kohlenwasserstoffe, ihr Potential ist allerdings beschränkt. Aufgrund der hohen Nutzungskonkurrenz um diese im System verbleibende Kohlenwasserstoffquelle wird von einem Quasiausstieg des Umwandlungssektors aus der Biomasse zugunsten anderer Sektoren ausgegangen.

Die Nationale Wasserstoffstrategie wird in der Szenariodefinition umgesetzt. Hierzu werden die bekannten Elektrolyseprojekte in Deutschland im Umfang von 1,2 GW im Jahr

2030 als gesetz vorgegeben. Für 2030 wird ein Ausbau der Elektrolyse von 10 GW gesetzt. Weiterhin findet die Kraftwerksstrategie Eingang in die Modellierung, indem die vorgesehene installierte Leistung von H₂-Sprinterkraftwerke (4,4 GW) im Jahr 2030 aufgenommen wird.

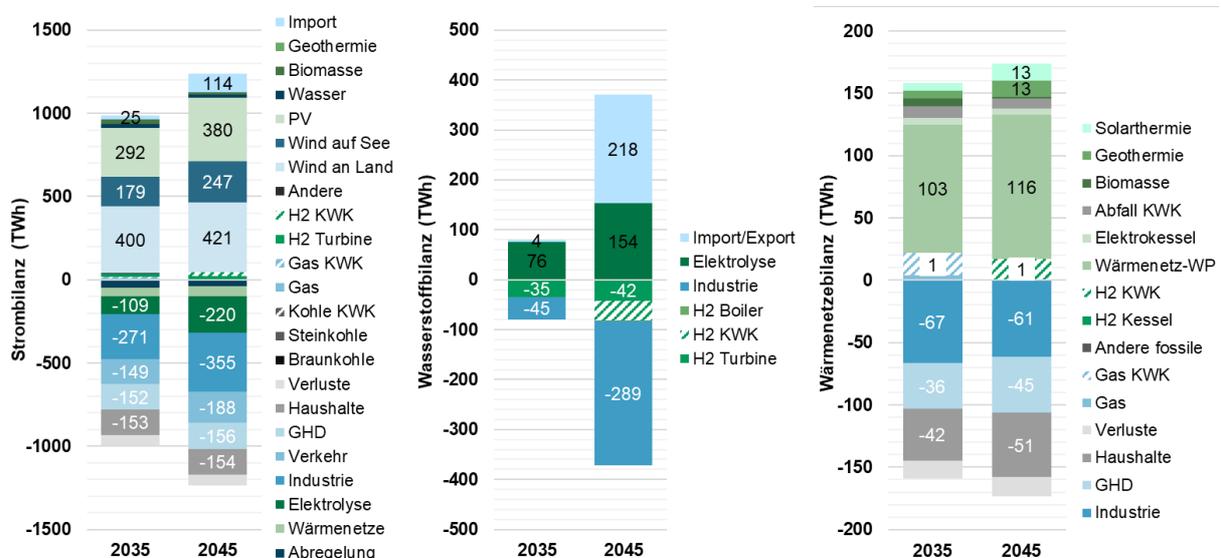
Der bereits vollzogene Atomausstieg bis April 2023 ist berücksichtigt. Der Ausstieg aus der Kohleenergie wird anhand des Kohleausstiegsgesetzes von 2020 bis 2038 im Modell umgesetzt.

Das europäische Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 wurde umgesetzt. Teilweise existierende höhere Ambitionslevel wurden nicht länderscharf abgebildet mit Ausnahme von Deutschland. Die Ausbaugeschwindigkeiten der verschiedenen EE-Technologien wurden teilweise begrenzt, um eine sehr extreme Potentialausnutzung in einzelnen europäischen Ländern zu vermeiden, wie zum Beispiel Solar auf der iberischen Halbinsel oder Wind auf den britischen Inseln. Es sind jedoch in jedem Fall ambitionierte Zubaumengen und -geschwindigkeiten möglich.

5.4.2 Ergebnisse Energieangebotsoptimierung

5.4.2.1 Stromsystem in Deutschland

Das zukünftige Stromsystem ist stark durch fluktuierende, erneuerbare Stromerzeugung geprägt. Grund hierfür ist einerseits, dass eine hohe Durchdringung direktelektrischer Anwendungen in allen Verbrauchssektoren und der Einsatz strombasierter stofflicher Energieformen, wie bspw. Wasserstoff, die Stromnachfrage erhöht. Andererseits erfordert die Einhaltung der Klimaschutzziele, dass der Stromerzeugungsmix treibhausgasneutral werden muss. In den zugrunde liegenden Szenarien dominiert in Deutschland bereits im Jahr 2035 die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik und steigt bis zum Jahr 2045 auf über 1.000 TWh. Der Aufwuchs dieser Technologien folgt dabei den politischen Ausbauzielen der Bundesregierung.



Dargestellt sind Bereitstellung (pos. Achse) und Nachfrage (neg. Achse) von Strom, Wasserstoff und Wärme in Wärmenetzen im Jahr 2035 und 2045.

Abbildung 41: Basisszenario für die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem

Die wetterbedingte Verfügbarkeit von Sonnen- und Windenergie erhöht die Bedeutung von flexiblen Erzeugern und Verbrauchern, Speichern und Netzen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Stromsystem. Ein zentraler Flexibilitätsbaustein ist die Kopplung zwischen Strom- und Wasserstoffsystem. Elektrolyseure können hohe gleichzeitige Stromerzeugungen aus Wind und PV zur Wasserstoffherzeugung nutzen und erleichtern dadurch die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien. Im betrachteten Szenario werden in Deutschland im Jahr 2035 Elektrolyseure mit einer Leistung von 33 GW_{el} betrieben. Im Jahr 2045 steigt die Elektrolyseleistung auf 68 GW_{el}. In beiden Stützjahren werden diese Elektrolyseure hauptsächlich im Frühjahr, Sommer, und Herbst betrieben und erreichen etwa 3.300 Volllaststunden. In Zeiten mit geringer Stromerzeugung aus Wind und PV, insbesondere im Winter, dienen Kraftwerke zur Rückverstromung von Wasserstoff zur Deckung der Residuallasten. Im Jahr 2035 werden 40 GW Wasserstoffkraftwerksleistung benötigt, im Jahr 2045 sind es 69 GW. Diese Kraftwerke erreichen in den Modellergebnissen zwischen 500 und 625 Betriebsstunden pro Jahr. Die Kopplung von Strom- und Wärmesystem trägt ebenfalls zur Flexibilisierung bei. Großwärmepumpen sind eine kosteneffiziente Lösung zur Versorgung von Wärmenetzen und unterstützen in Kombination mit Wärmespeichern (340 GWh im Jahr 2045) die Integration von erneuerbarem Strom. Durch systemdienliches Laden von Elektrofahrzeugen leistet auch die Kopplung von Strom- und Verkehrssystem Flexibilitätsbeiträge. Mobile Batteriespeicher stellen dabei einen Großteil der Stromspeicher, zusätzliche stationäre Batteriespeicher finden in einem kostenoptimalen Stromsystem nur wenig Einsatz. Der regionale Ausgleich erzeugter Strommengen wird durch einen starken Ausbau der Stromnetze realisiert. Dies ermöglicht einen Netto-Import von 114 TWh im Jahr 2045 aus anderen europäischen Ländern. Im zukünftigen Stromsystem werden Anteile der fluktuierenden erneuerbaren Energien systemdienlich abgeregelt. Im Jahr 2035 beträgt die Abregelung 48 TWh in den Modellierungsergebnissen, im Jahr 2045 sind es 41 TWh. In vergleichsweise geringem Umfang ergänzen die grundlastfähigen Biomassekraftwerke und Geothermie sowie die Wasserkraft die erneuerbare Stromversorgung.

5.4.2.2 Wasserstoffsystem in Deutschland

Im Transformationsprozess der deutschen Energiewende wächst das deutsche Wasserstoffsystem deutlich auf. Im zugrunde liegenden Szenario beträgt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2035 80 TWh und erhöht sich bis zum Jahr 2045 auf 371 TWh. Der größte Teil des Wasserstoffbedarfs entfällt dabei mit 45 TWh im Jahr 2035 und 289 TWh im Jahr 2045 auf die Industrie. Der zweite Sektor mit substantiellen Wasserstoffnachfragen in den Modellergebnissen ist der Umwandlungssektor. Im Jahr 2035 beträgt der Wasserstoffbedarf zur Strom- und Wärmebereitstellung 35 TWh; dieser wächst bis zum Jahr 2045 bis auf 83 TWh. In Verkehrsanwendungen und in der dezentralen Gebäudewärmebereitstellung wird im gewählten Szenarioframework kein Wasserstoff eingesetzt (jedoch Wasserstoffderivate).

Die Wasserstoffbereitstellung in Deutschland hat zwei zentrale Bausteine. Zum einen werden substantielle Wasserstoffmengen mittels Elektrolyse in Deutschland selbst hergestellt. Im Jahr 2035 wird mit 76 TWh nahezu der gesamte Wasserstoffbedarf über diesen Versorgungspfad gedeckt. Die heimische Wasserstoffherzeugung erhöht sich bis zum Jahr 2045 auf 154 TWh. Dieses Ergebnis ist deutlich durch die in der Modellierung vorgegebenen Ausbauziele erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien geprägt. Elektrolyseure integrieren maßgeblich den Strom der so ausgebauten Anlagen. Darüber hinaus ist Deutschland in ein europäisches Wasserstoffnetz eingebunden. Im Jahr 2045 werden etwa 60 % des inländisch nachgefragten Wasserstoffs aus anderen Ländern Europas importiert.

Eine Kernfunktion von Wasserstoff in den Modellergebnissen ist seine Nutzung als saisonaler Energiespeicher um erneuerbaren Strom in den Winter zu verschieben. Die Systemoptimierung setzt im Jahr 2035 Wasserstoffspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 23 TWh ein. Im Jahr 2045 wächst das genutzte Speichervolumen in Deutschland auf 67 TWh. Für die Speicherung von Wasserstoff stehen vor allem Salzkavernen in der Diskussion. Das Speichervolumen aktuell genutzter Gaskavernenspeicher beträgt etwa 33 TWh_{H₂}. Die Deckung des entstehenden Speicherbedarfs ließe sich also nur teilweise durch eine Umwidmung bestehender Kavernen realisieren, sondern verlangt einen deutlichen Zubau.

5.4.2.3 Wärmenetze in Deutschland

Die Kopplung von Strom- und Wärmesystem trägt ebenfalls zur Flexibilisierung des Energiesystems bei. Die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen ist in hohem Maße durch den Einsatz von Großwärmepumpen geprägt. Diese stellen eine kosteneffiziente Lösung zur Versorgung von Wärmenetzen dar und unterstützen die Integration von erneuerbarem Strom. Im Jahr 2035 stellen sie in den Optimierungsergebnissen mit 103 TWh bereits 65 % der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen bereit. KWK-Anlagen gewährleisten die Wärmebereitstellung in den Wintermonaten. Im Jahr 2035 werden sie noch mit fossilem Erdgas betrieben und stellen 18 TWh bereit. Im Jahr 2045 nutzen die KWK-Anlagen Wasserstoff und versorgen die Wärmenetze mit 16 TWh. In geringem Umfang kommen darüber hinaus Geo- und Solarthermie, Elektrodenkessel sowie Biomasse und Müllverbrennung in der Wärmebereitstellung zum Einsatz.

Wärmespeicher stellen eine wesentliche Komponente bei der Integration von erneuerbarem Strom und der Flexibilisierung in Wärmenetzen dar. Mit einem Speichervolumen von 306 GWh im Jahr 2035 und 319 GWh im Jahr 2045 können Stunden günstigen erneuerbaren Stroms durch Wärmepumpen und Elektrodenkessel flexibel zur Wärmeerzeugung genutzt und ggf. zeitlich verschoben werden.

5.5 Die Rolle von Industrieflexibilität im Energiesystem

5.5.1 Flexibilisierung von Produktionsprozessen

5.5.1.1 Parametrisierung

Wie in Kapitel 3.2 gezeigt, ist eine Vielzahl an Studien verfügbar, die Potentiale für Lastverschiebung durch Flexibilisierung bestehender Produktionsprozesse untersuchen (Steurer 2017b; Arnold 2016; Arnold und Janssen 2016; Milanzi et al. 2018; Buber et al. 2013; Klobasa et al. 2013; VDE 2012; EWI 2012; Gils 2015a, 2015b; Klobasa 2007). Für diese Studie relevant sind Potentiale zur Lastreduktion oder -erhöhung von mehreren Stunden, welche sich bei manchen großskaligen Prozessen finden lassen. Beispiele sind Flexibilitätsoptionen durch Lastverschiebung bei Papiermaschinen (1,2 GW Lastreduktion, 0,1 GW Lasterhöhung (Steurer 2017)), beim Elektrolichtbogenofen (1,1 GW Lastreduktion (Arnold 2016)) und bei der Chlorelektrolyse (0,6 GW Lastreduktion, 0,3 GW Lasterhöhung (dena 2016)). In Summe wird dabei eine mögliche Lastreduktion von bis zu 4,9 GW und eine mögliche Lasterhöhung von bis zu 1,1 GW in Deutschland erreicht. Weitere Potentiale gibt es für die Verschiebung von Lasten für kürzere Dauern, diese werden hier jedoch nicht weiter berücksichtigt. Für diese Leistungen sind Lastverschiebungen von bis zu 4 h in der Regel möglich. Die Lastverschiebung geht dabei in unterschiedlichen Prozessen mit stark unterschiedlichen Kosten (Initiierungskosten von 0 bis 15.000 €/MW und variab-

len Kosten von 10 bis 1.000 €/MW) einher. Die Kosten sind immer dann hoch, wenn Verschiebepotentiale Investitionen in zusätzliche Anlagenkapazitäten benötigen. Je größer das betrachtete Verschiebepotential wird, desto höher werden die nötigen Investitionen, da die meisten Industrieanlagen bereits eine hohe jährliche Auslastung aufweisen und damit ohne zusätzliche Investitionen wenig Spielraum für Verschiebung haben. Belastbare Kostendaten sind daher für die Gesamtheit der Prozesse nur sehr schwierig zu schätzen und höchst unsicher. Entsprechend wird hier ein anderer Ansatz gewählt: In der Systemoptimierung werden der Lastverschiebung keine Kosten zugeschrieben. Stattdessen werden die Potentiale für Kosteneinsparungen im Energiesystem berechnet, welche als Grenzwert für die Kosten von Lastverschiebung interpretiert werden können, damit diese aus Gesamtsystemsicht effizient sind.

5.5.1.2 Ergebnisse Energieangebotsoptimierung

Die in der Angebotsoptimierung unterstellte Last des Industriesektors im Basisszenario beträgt 32 GW im Jahr 2035 und 40 GW im Jahr 2045. Das aggregierte in der Literatur identifizierte Verschiebepotential von industriellen Prozessen ist mit Lasterhöhungen von 1,1 GW bzw. Lastverringerungen von 4,9 GW vergleichsweise gering. Dies ist hauptsächlich auf die hohen Auslastungen der Prozesse in optimierten Produktionssystemen zurückzuführen. Im Vergleich dazu beträgt die installierte Leistung erneuerbarer Energien im Basisszenario in Deutschland für das Jahr 2035 etwa 528 GW und für das Jahr 2045 etwa 638 GW. Das Flexibilitätspotential durch Lastreduktionen in der Industrie beträgt damit nur etwa 0,9 % im Jahr 2035 bzw. 0,8 % im Jahr 2045 der installierten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung. Darüber hinaus hat das Modell die Möglichkeit, andere als flexibel angenommene Stromverbraucher und -infrastrukturen auszubauen und einzusetzen. Unter Berücksichtigung von Fahrprofilen und Mindestfüllständen in den Morgenstunden hat die Optimierung beispielsweise die Möglichkeit, die Batterien von Elektro-Pkw systemdienlich einzusetzen. Die abgerufenen Lasten durch flexibles Laden erreichen im Basisszenario bis zu 39 GW im Jahr 2035 und 54 GW im Jahr 2045. In Kombination mit saisonalen Wasserstoffspeichern können Elektrolyseure im Basisszenario mit 33 GW im Jahr 2035 und 68 GW im Jahr 2045 hohe, zeitlich flexible Lasten bereitstellen. Für die räumliche Flexibilität über das Stromnetz sorgen Kuppelkapazitäten von 64 GW im Jahr 2035 und 89 GW im Jahr 2045 mit den europäischen Nachbarstaaten.

In der Folge ist der Effekt flexibler Industrielasten auf das in der Energieangebotsoptimierung berücksichtigte System (vgl. Abschnitt 5.4) gering. Im europäischen Stromsystem beträgt die Summe der absoluten Änderungen in einzelnen Strombereitstellungstechnologien und flexiblen Nachfragen für beide betrachtete Stützjahre unter 0,5 % der Gesamtstromnachfrage. Die Option, industrielle Lasten im definierten Maß zu verschieben, senkt die jährlichen Kosten des abgebildeten europäischen Energieangebotssystems im Jahr 2045 um 0,06 % bzw. 208 Mio. €. Umgelegt auf die zeitlich verschiebbare Leistung ergibt sich in Europa im Jahr 2045 eine jährliche Kostenersparnis von etwa 7 €/kW.

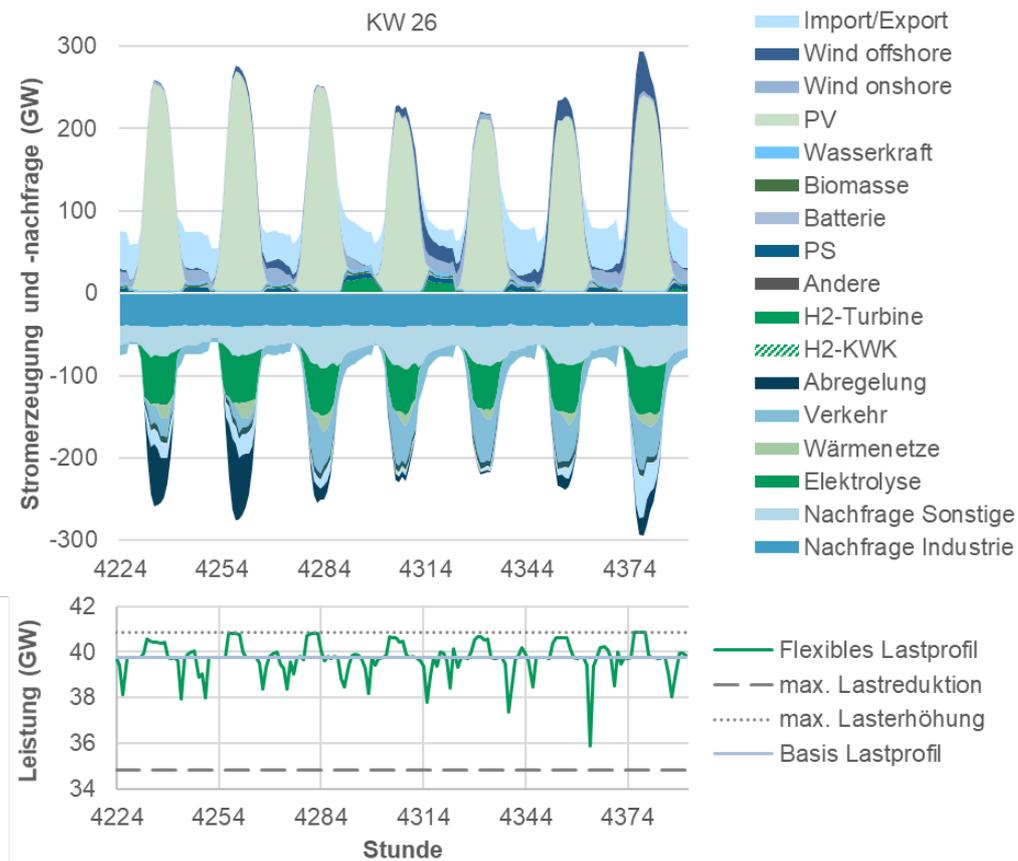


Abbildung 42: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und -nachfragetechnologien (oben) sowie der Verlauf der Lastverschiebung von flexiblen Industrieprozessen (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045

Abbildung 42 zeigt, wie die Systemoptimierung das zeitliche Verschiebepotential industrieller Stromnachfragen nutzt. In der Systemkostenminimierung folgt der Einsatz dieser flexiblen Lasten dem erneuerbaren Stromdargebot. Lasterhöhungen werden hauptsächlich genutzt, um hohe Aufkommen von Wind- und PV-Strom zu integrieren. Kurzfristige Lastreduktionen hingegen tragen dazu bei, die Residuallast in Stunden geringer Wind- und Sonnenverfügbarkeit zu mindern. In einer typischen Sommerwoche lässt sich beobachten, dass das Lastprofil einem ausgeprägten Tagesprofil folgt. Tagsüber, insbesondere zur Mittagszeit, wenn die PV-Einspeisung ihren Höhepunkt erreicht, wird die flexible Lasterhöhung genutzt, um den überschüssigen Solarstrom effizient zu verwenden. In den Abend- und Morgenstunden, wenn die Windverfügbarkeit gering ist und die PV-Einspeisung versiegt, wird die Lastverringerung aktiviert.

Zusammengefasst zeigt sich, dass die flexible Industrielast eine unterstützende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen kann, indem sie die Schwankungen im Stromangebot ausgleicht. Gleichzeitig ist das identifizierte Potential für Lasterhöhungen und -minderungen in der Industrie klein, verglichen mit der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung und alternativen flexiblen Nachfragen. Entsprechend klein fallen die systemischen Änderungen und Kosteneinsparungen in den Modellierungsergebnissen für das europäische Energieangebotssystem aus. Dies schließt nicht aus, dass es einzelne Prozesse und Industriebetriebe gibt, die über eine Flexibilisierung bestehender Produktionsprozesse Lastflexibilität effizient bereitstellen können.

5.5.2 Flexibilisierung der Dampfbereitstellung durch hybride Anlagen

5.5.2.1 Parametrisierung

Bei der Modellierung der Dampf- und Warmwassererzeugung wurde zwischen drei Temperaturniveaus unterschieden, um die verschiedenen technischen Möglichkeiten und Einschränkungen realistischer abbilden zu können. Die entsprechenden auf den Temperaturniveaus nachgefragten Warmwasser- und Dampfmen gen wurden im Modell FORECAST für den gesamten Pfad bis zum Jahr 2045 berechnet (siehe Kapitel 5.3).

Während für die Bereitstellung von Dampf und Warmwasser bei Temperaturen über 200 °C Heizkessel (elektrisch beheizt oder flexibel mit Wasserstoff und Erdgas beheizt), KWK-Anlagen (flexibel mit Wasserstoff und Erdgas beheizt) und Wärmepumpen mit Zusatzheizung (elektrisch beheizt oder flexibel mit Wasserstoff/Erdgas beheizt, mittlere Effizienz von 150 %) zur Verfügung stehen, stehen bei Temperaturen zwischen 100 und 200 °C zusätzlich einzelne Wärmepumpen mit einer mittleren Leistungszahl von 2,5 und bei Temperaturen unter 100 °C zusätzlich Fernwärme zur Verfügung. Der Erzeugungsmix der Fernwärme wird nicht vorgegeben, sondern endogen in der Modellierung optimiert. Aufgrund von zu erwartenden Beschränkungen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Fernwärme wird die verfügbare auf 47 TWh/a gedeckelt. Die jeweils verfügbaren Technologien, Investitionen und mittleren Wirkungsgrade sind in Tabelle 12 dargestellt. Bestandsanlagen zur Dampferzeugung werden in der Optimierung nicht berücksichtigt. Für Wärmespeicher werden Kosten von 22 EUR/kWh und eine Effizienz von 90 % angenommen.

	Lebensdauer [a]	CAPEX [EUR/kW _{th}]	Thermische Effizienz [%]	Elektrische Effizienz [%]
Temperatur < 500 °C				
Wärmepumpe + Kessel (H ₂ /CH ₄)	20	965	150	0
Kessel (H ₂ /CH ₄)	20	40	91	0
Kessel Elektrisch	20	244	97	0
KWK (H ₂ /CH ₄)	30	535	52	43
Wärmepumpe + Kessel Elektrisch	20	1.169	150	0
Temperatur < 200 °C zusätzlich				
Wärmepumpe	20	925	250	0
Temperatur < 100 °C zusätzlich				
Fernwärme	40	40	Endogene Optimierung	0

Tabelle 12: Betrachtete Technologieoptionen zur Dampfbereitstellung basierend auf (Pezzutto et al. 2019)

5.5.2.2 Ergebnisse Energieangebotsoptimierung

In Abbildung 43 ist der Einsatz der betrachteten Technologien für die jährliche Dampf- und Warmwasserbereitstellung dargestellt. Bereits 2035 wird der Technologiemix durch Wärmepumpen dominiert und durch KWK-Anlagen ergänzt. Bis 2045 erhöht sich das Gewicht der Wärmepumpen weiter. Im Jahr 2035 ist Wasserstoff unter den gewählten Annahmen und unter Berücksichtigung eines CO₂-Penalties noch teurer als Erdgas. In der Systemkostenminimierung werden hybride KWK-Anlage somit im Jahr 2035 mit Erdgas betrieben. Mit steigenden Klimaschutzambitionen wird der KWK-Betrieb in den hybriden Anlagen bis 2045 auf Wasserstoff umgestellt.

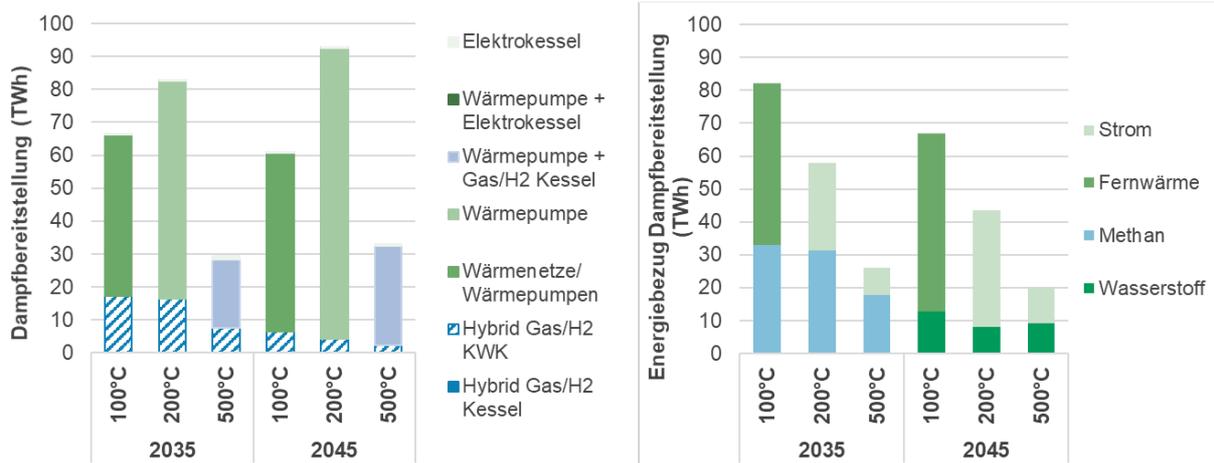


Abbildung 43: Technologiesplit der Dampfbereitstellung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland in den Jahren 2035 und 2045 (links). Energiebezug der eingesetzten Dampftechnologien (rechts)

Die Anteile der sich ergänzenden Technologien sind auf allen unterschiedlichen Temperaturniveaus durch saisonal unterschiedliche Gegebenheiten im auf erneuerbare Energien fußenden Stromsystem zurückzuführen. Abbildung 44 und Abbildung 45 zeigen den stündlichen Einsatz der Dampftechnologien auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland in den Jahren 2035 und 2045. In allen betrachteten Simulationsjahren und Temperaturniveaus findet eine Konzentration des KWK-Einsatzes im Winter statt. Im Rest des Jahres ist der Einsatz von Wärmepumpen zur Dampf- und Warmwasserbereitstellung kosteneffizient und wird vergleichsweise selten durch KWK-Einsatz ergänzt. Dabei ist die Deckung der Nachfragen auf niedrigen Temperaturniveaus aus Wärmenetzen ebenfalls durch den dortigen Einsatz von Wärmepumpen hinterlegt. Wärmespeicher in Wärmenetzen und zur Dampfbereitstellung sind ein wichtiger Flexibilitätsgeber und werden insgesamt in vergleichbarem Umfang wie im Basisszenario eingesetzt.

Auf allen drei Temperatursegmenten sind vollständig flexible hybride Systeme, bestehend aus einer Kombination von elektrischer Beheizung sowie Erdgas oder Wasserstoff, Teil der kostenoptimalen Lösung. Sowohl die elektrische wie auch die gasbefeuerte Dampferzeugung wird auf die volle Kapazität ausgelegt, d. h., beide Energieträger sind redundant und können zu einzelnen Stunden den vollen Dampfbedarf decken. Weiterhin wird von der Systemoptimierung immer die effizientere Variante gewählt, wenngleich diese mit höheren Investitionen verbunden ist. So werden Wärmepumpen gegenüber einfachen Elektrokesseln bevorzugt und KWK-Anlagen gegenüber einfachen Gas- oder Wasserstoffkesseln.

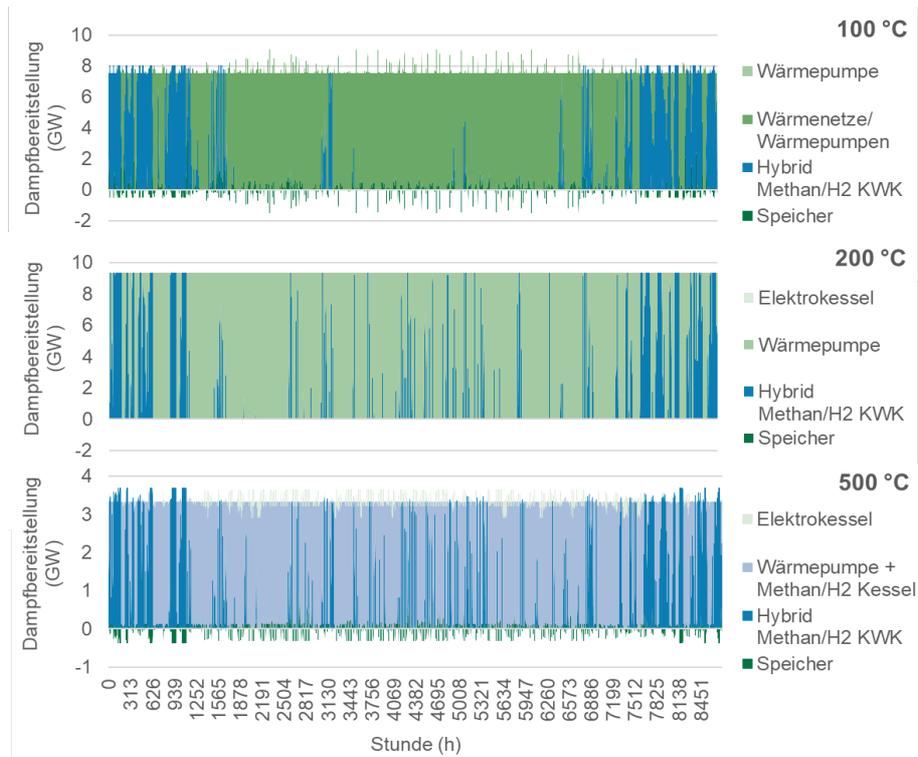


Abbildung 44: Stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2035

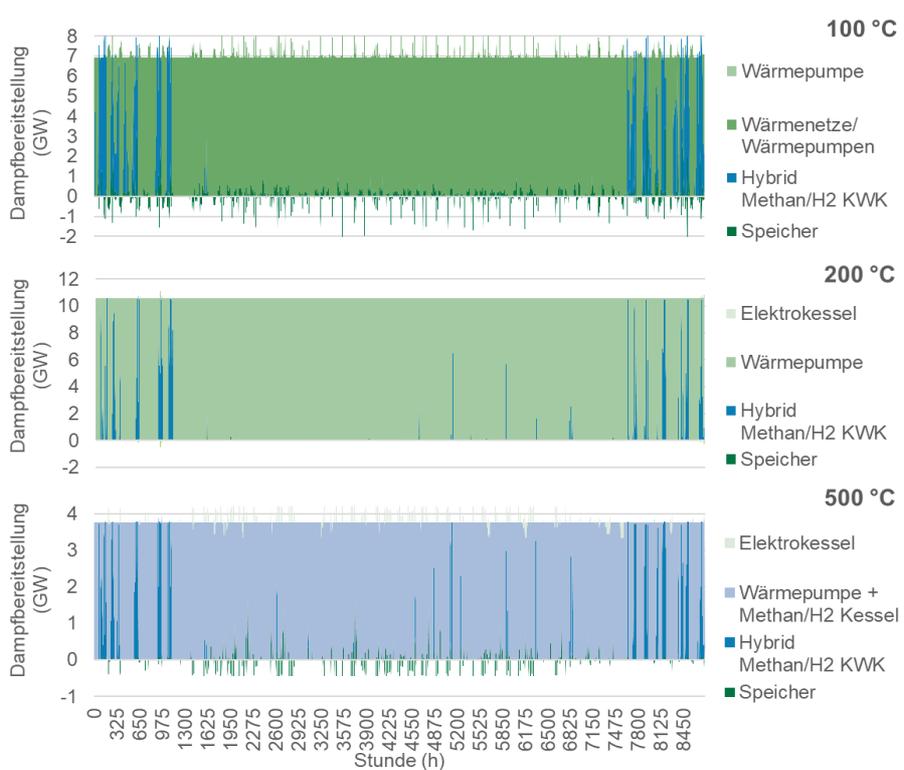


Abbildung 45: Stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2045

Das Stromsystem ist im Winter vergleichsweise häufig durch hohe Residuallasten geprägt. Abbildung 46 zeigt dafür zwei wesentliche Treiber: Erstens ist PV-Einspeisung aufgrund des geringeren Strahlungseinfalls reduziert, zweitens gibt es aufgrund der niedrigeren Außentemperaturen einen erhöhten Stromverbrauch elektrischer Heizverfahren für Raumwärme. In diesen Situationen ermöglichen es hybride KWK-Anlagen einerseits Dampf- und Warmwassernachfragen zu decken und andererseits das Stromsystem zu entlasten. Die dargestellte Sommerwoche ist durch ausgeprägt PV-Peaks und eine geringe Windeinspeisung gekennzeichnet. Durch die Einbindung Deutschlands ins europäische Stromnetz kann die Dampfnafrage trotzdem fast vollständig über Wärmepumpen gedeckt werden. Der Einsatz strombasierter Technologien folgt somit der Stromerzeugung aus fluktuierender PV- und Windenergie; der Einsatz der mit Erdgas/H₂ betriebenen Technologien dient der Entlastung des Stromsystems.

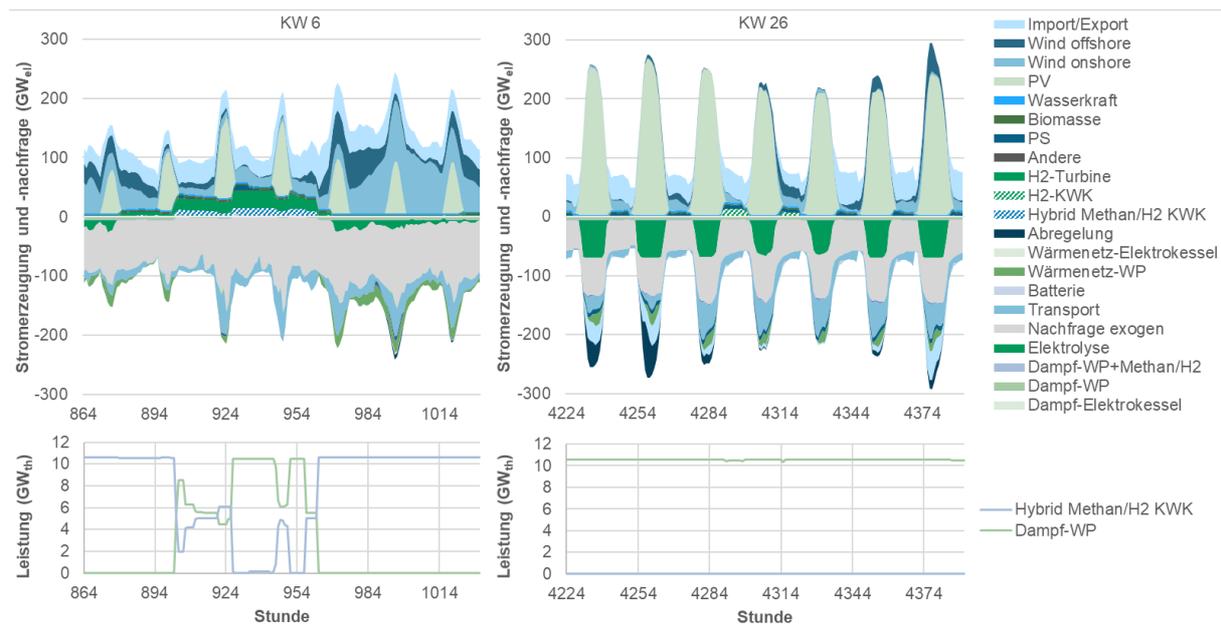


Abbildung 46: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und Nachfragetechnologien (oben) sowie Dampf- und Wärmebereitstellungstechnologien für das Temperaturniveau 100–200 °C (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Winter- (KW 6) und eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045

Insgesamt zeigen die Analysen zur kostenoptimierten Dampf- und Warmwasserversorgung, dass Wärmepumpen aufgrund von Effizienzvorteilen eine wichtige Rolle im klimaneutralen System spielen sollten. Gleichzeitig sollte ihr Betrieb in der Übergangszeit möglichst flexibel sein, was durch flexible hybride Systeme ermöglicht wird. Langfristig spielen diese eine geringere Rolle. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2045 eine gewisse Rolle für wasserstoffbefeuerte Dampferzeugung. Diese wird vornehmlich in Winterstunden mit geringer Windeinspeisung genutzt, wenn Wasserstoffkraftwerke den Strompreis setzen.

5.5.3 Flexibilisierung der Stahlerzeugung durch hybride Anlagen

5.5.3.1 Parametrisierung

Der Wechsel von der Hochofenroute in der Stahlerzeugung zu Direktreduktionsanlagen bringt weitere Optionen zur Flexibilisierung der Stahlherstellung mit sich. Direktreduktionsanlagen können flexibel mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben werden (Salzgitter AG 2024).

Zurzeit gibt es nur eine Direktreduktionsanlage in Deutschland. Es sind jedoch weitere Anlagen in Planung und es wird davon ausgegangen, dass bis 2040 die gesamte Stahlerzeugung in Deutschland auf die DRI-Route umgestellt wird. Einzelne Anbieter planen bereits 2030 Wasserstoff in ihren DRI-Anlagen zu nutzen (GrInHy 2.0: Green Industrial Hydrogen 2.0 2020). Solange kein grüner Wasserstoff zur Verfügung steht, könnten diese Anlagen jedoch auch mit Erdgas oder mit Mischungen betrieben und dann flexibel umgestellt werden. Abbildung 47 zeigt den in der Modellierung hinterlegten Ausbau der DRI-Kapazitäten in Deutschland.

Der Energiebedarf für erdgasbetriebene DRI wird mit 2,9 MWh/t etwas höher angenommen als für die wasserstoffbetriebene DRI mit 2,7 MWh/t (Agora Energiewende et al. 2021b; Ripke und Kopfle 2017; Millner et al. 2021). Aufgrund von Förderbeschränkungen und bereits angekündigter Pläne ist davon auszugehen, dass bereits 2030 Wasserstoff in DRI-Anlagen eingesetzt wird, daher wird in der Optimierung eine Mindestnutzung von Wasserstoff von 50 % ab 2030 vorgegeben.

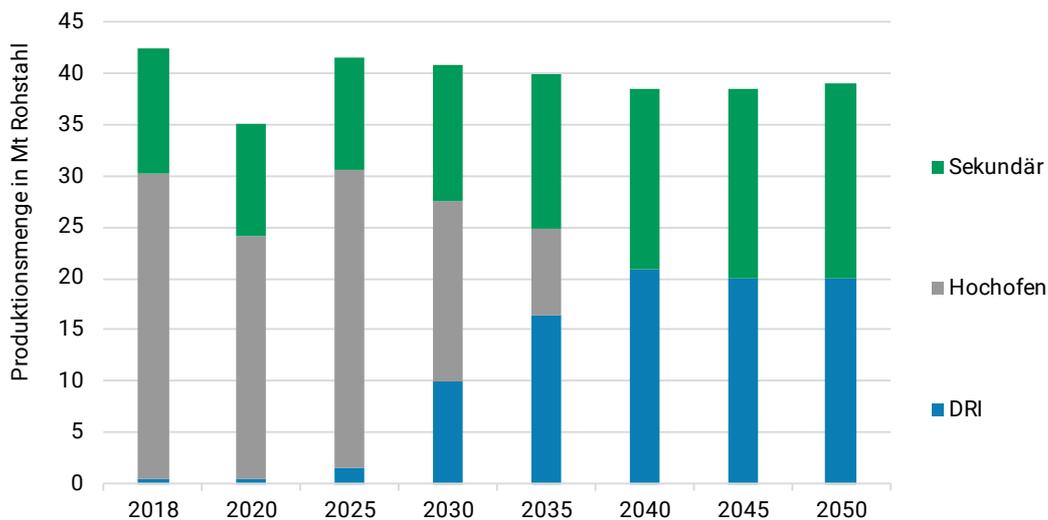


Abbildung 47: Angenommener Ausbau der DRI-Kapazität zur Stahlherstellung Deutschland, basierend auf (Fleiter et al. 2023b)

5.5.3.2 Ergebnisse Energieangebotsoptimierung

Abbildung 48 zeigt die resultierende Entwicklung des optimierten Energiebezugs in DRI-Anlagen. Im Jahr 2035 ist Wasserstoff unter den gewählten Annahmen und unter Berücksichtigung des CO₂-Preises noch teurer als Erdgas. In der Systemkostenminimierung wird deshalb im Jahr 2035 ein Mindesteinsatz von Wasserstoff vorgegeben, die restliche Direktreduktion findet mit Erdgas statt. Mit steigenden Klimaschutzambitionen wird der Betrieb in den hybriden Anlagen bis 2045 vollständig auf Wasserstoff umgestellt.

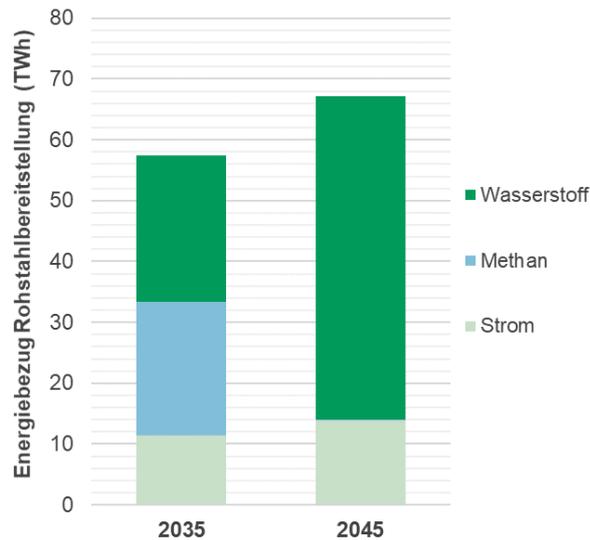


Abbildung 48: Energiebezug von DRI-Anlagen in Deutschland für die Jahre 2035 und 2045

Abbildung 49 zeigt den zeitlichen Verlauf im Energiebezug der DRI-Anlagen über ein Jahr. Es wird ersichtlich, dass die flexible hybride (Erdgas/H₂) DRI-Anlagenführung in den Übergangsjahren ein saisonales Einsatzprofil ermöglicht. Dabei wird Wasserstoff in der Systemkostenminimierung nicht im Winter eingesetzt, die DRI-Anlagen laufen dann ausschließlich mit Erdgas. Ursache für dieses Einsatzprofil sind die saisonalen Gegebenheiten im Stromsystem mit hohen Residuallasten im Winter. Die Speicherfähigkeit von Wasserstoff ermöglicht es, Elektrolyseure vermehrt in Stunden hoher erneuerbarer Stromerzeugung im Frühjahr, Sommer und Herbst einzusetzen und Wasserstoffnachfragen gegebenenfalls auch saisonübergreifend auszugleichen. Durch eine saisonale Nutzung der hybriden Anlagenführung kann bei sonst über das Jahr gleichbleibendem Wasserstoffeinsatz zur Stahlproduktion der Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2035 um etwa 23 % reduziert werden. Allerdings führt der saisonale Erdgaseinsatz ggf. zu einer Weiternutzung von Erdgasspeichern. Im treibhausgasneutralen Zielsystem im Jahr 2045 werden die DRI-Anlagen wie im Basisszenario ausschließlich mit Wasserstoff betrieben und Wasserstoffspeicher in vollem Umfang für die ganzjährige Wasserstoffbereitstellung genutzt.

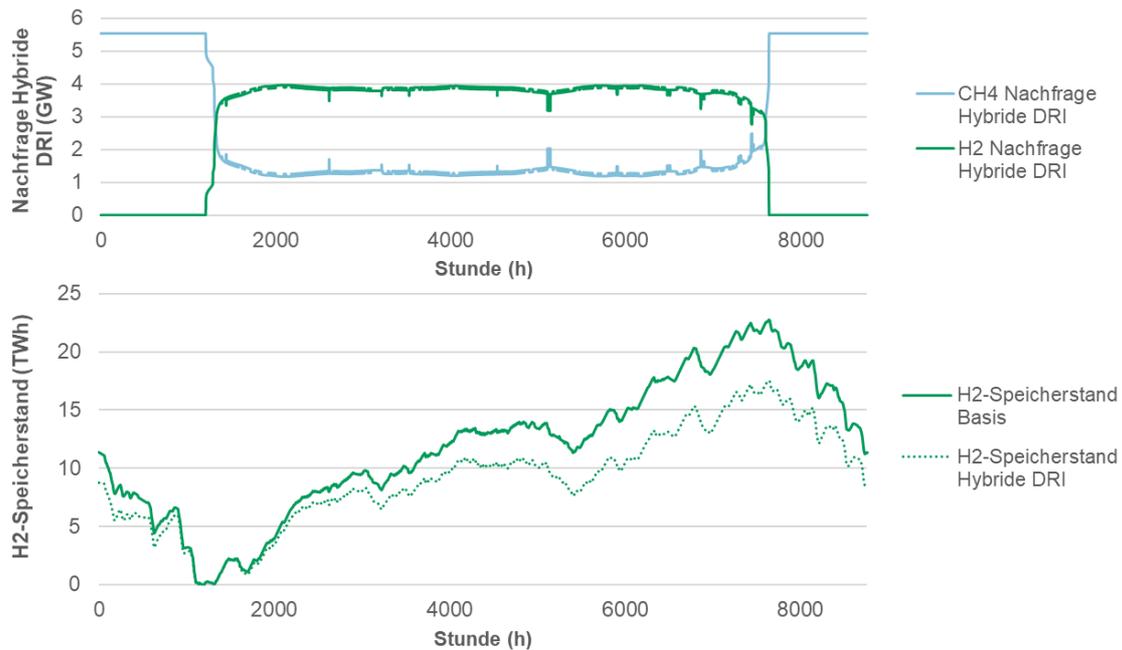


Abbildung 49: Stündliche Wasserstoff- und Erdgasnachfrage in hybriden DRI-Anlagen in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2035 (oben). Vergleich der stündlichen Speicherstände in Wasserstoffspeichern beim Einsatz hybrider und dedizierter DRI-Anlagen (unten)

Auf die restlichen Komponenten des modellierten Energieangebotssystems hat die hybride DRI-Anlagenführung im Jahr 2035 nur einen geringfügigen Einfluss: Die Summe der absoluten Änderungen des Einsatzes einzelner Bereitstellungstechnologien ändert sich europaweit, verglichen mit der jeweiligen Gesamtnachfrage für Strom, Wärme in Wärmenetzen und Wasserstoff um weniger als 0,5 %.

Insgesamt schafft die hybride DRI-Anlagenführung Freiheitsgrade im Transformationsprozess zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem. Der flexible Einsatz von Erdgas und Wasserstoff schafft Resilienzen gegenüber Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Wasserstoffspeichern.

5.6 Zwischenfazit

Für die systemische Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Industriesektor wird ein **Energiesystemmodell** eingesetzt, welches sämtliche Komponenten des europäischen Energiesystems mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung abbildet. Das Modell erlaubt, die Wirkung von Industrieflexibilität auf das Energiesystem zu untersuchen sowie die mögliche Rolle von Industrieflexibilität im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen wie steuerbaren Erzeugern, Speichertechnologien, überregionalem Ausgleich über die Übertragungsnetze und diversen flexiblen Verbrauchern zu bewerten.

Die Bewertung von Industrieflexibilität erfolgt innerhalb eines **auf erneuerbare Stromerzeugung ausgerichteten Energiesystems**, das anhand der folgenden Kenndaten beschrieben werden kann. Die installierte Leistung aus Wind und Photovoltaik (PV) folgt den Ausbauzielen der Bundesregierung und beträgt im Jahr 2035 in der Modellierung etwa 517 GW im Vergleich zu etwa 150 GW im Jahr 2023. Durch eine starke Elektrifizierung der Nachfragesektoren verdoppelt sich die Stromnachfrage im Vergleich zu heute auf knapp 1.200 TWh im Jahr 2045. Auch der Ausbau von Elektrolysekapazitäten trägt dazu bei und

beläuft sich auf 68 GW_{el} bis zum Jahr 2045. In Kombination mit einem großskaligen Ausbau von saisonalen Wasserstoffspeichern können die Elektrolyseure flexibel eingesetzt werden und tragen maßgeblich zur Integration der Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen bei. Eine Rückverstromung in Wasserstoffkraftwerken erhöht die Flexibilität im Energiesystem. Die installierten Kapazitäten der Wasserstoffkraftwerke sind mit über 69 GW substanziell, werden allerdings nur in wenigen Stunden im Winter genutzt, um Spitzenlasten zu versorgen. Der Ausbau der Stromnetze innerhalb Deutschlands sowie die Anbindung an das europäische System ist eine relevante weitere Flexibilitätsoption.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein koordinierter Ausbau der erneuerbaren Energien und eine gleichzeitige Dekarbonisierung der Anwendungsbereiche mit einem Aufbau von großskaligen Wasserstoffspeichern einen effizienten Transformationspfad darstellt. Ist ein zielkonformer Ausbau der erneuerbaren Energien möglich, der mit dem Ansteigen des elektrischen Strom- und Wasserstoffbedarfs in der Industrie mithält, kann durch den Aufbau von **großen Wasserstoffspeichern** Energieflexibilität zur Verfügung gestellt werden (siehe auch „Elektrolyse“ in Abbildung 1). In einem optimierten Ausbaupfad steht den Industrieunternehmen langfristig in diesem Fall ausreichend Wasserstoff zur Verfügung, der aufgrund der Wasserstoffspeicher keinen größeren Preisschwankungen unterworfen ist. Diese Entwicklung ist in der Realität sehr stark von den tatsächlich erreichten Ausbauraten der erneuerbaren Energien und der Wasserstofferzeugung und -speicherung abhängig. Geht der Ausbau erneuerbarer Energien langsamer voran als in der Systemmodellierung unterstellt, kann die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff deutlich geringer sein bzw. können die Preise deutlich höher ausfallen als hier unterstellt. Gelingt ein koordinierter Ausbau der erneuerbaren Energien sowie großskaliger Wasserstoffspeicher nicht, ist die dezentrale Erzeugung von erneuerbaren Energien als auch die dezentrale Speicherung eine Option, um das Risiko für Industrieunternehmen von hohen Wasserstoffpreisen bzw. fehlenden Wasserstoffmengen zu reduzieren.

Aufgrund der gespeicherten Energiemenge und der Dauer der Speicherung insbesondere von Wasserstoff sind Kavernenspeicher in der Regel deutlich kostengünstiger zu realisieren als dezentrale Wasserstoffspeicher (z. B. Röhrenspeicher) an einzelnen Industriestandorten – sie setzen jedoch ein großflächiges Wasserstoffnetz und eine stärkere Koordination zwischen den Akteuren voraus. Um Zugriff auf die gespeicherten Energiemengen zu bekommen, stellt eine direkte Beteiligung an Speicherkapazitäten (vergleichbar mit Beteiligung an Erdgasspeichern in der Vergangenheit) eine effiziente Möglichkeit für Industrieunternehmen dar, wenn Speichermöglichkeiten am Produktionsstandort aus Platzgründen nicht möglich sind.

Die Systemmodellierung bewertet und analysiert auf dieser Grundlage drei zentrale Flexibilitätsoptionen des Industriesektors und ihren Beitrag zum Gesamtsystem:

1. Flexibilisierung von bestehenden Produktionsprozessen: Auf Grundlage der Literatur wird ein aggregiertes Potential für Lastreduktion von 4,9 GW und für Lasterhöhung von 1,1 GW angenommen, welche genutzt werden können, um Lasten um bis zu 4 Stunden zu verschieben. Die Ergebnisse zeigen, wie der Einsatz flexibler Lasten dem erneuerbaren Stromdargebot folgt. In einer typischen Sommerwoche lässt sich beobachten, dass das Lastprofil einem ausgeprägten Tagesprofil folgt. Tagsüber, insbesondere zur Mittagszeit, wenn die PV-Einspeisung ihren Höhepunkt erreicht, wird die flexible Lasterhöhung genutzt, um den überschüssigen Solarstrom effizient zu verwenden. In den Abend- und Morgenstunden, wenn die Windverfügbarkeit gering ist und die PV-Einspeisung versiegt, wird die Lastverringerng aktiviert. Zusammengefasst zeigt sich, dass die flexible Industrie-

last eine unterstützende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen kann, indem sie die Schwankungen im Stromangebot über mehrere Stunden hinweg ausgleicht. Gleichzeitig ist das identifizierte Potential für Lasterhöhungen und -minderungen in der Industrie klein, verglichen mit der gesamten erneuerbaren Stromerzeugungsleistung und alternativen flexiblen Nachfragen wie Elektrolyseuren, elektrischen Personenkraftwagen (Pkw) oder dem Lastausgleich über das europäische Stromnetz. Entsprechend ist der mögliche Beitrag, den die Flexibilisierung bestehender Industrieprozesse zur Integration von Stromerzeugung aus Wind und PV leisten kann, vergleichsweise gering.

2. Flexibilisierung der Dampfbereitstellung durch hybride Anlagen: Mit gut 200 TWh entfällt etwa ein Viertel der industriellen Energienachfrage auf die Dampferzeugung, welche aktuell vorwiegend erdgasbefeuert bereitgestellt wird. Die Ergebnisse zeigen, dass Wärmepumpen aufgrund von Effizienzvorteilen eine wichtige Rolle im klimaneutralen System spielen sollten. Gleichzeitig sollte ihr Betrieb in der Übergangszeit möglichst flexibel sein, was durch flexible hybride Systeme ermöglicht wird, indem Wärmepumpen gasbefeuerte KWK-Anlagen oder Kessel ergänzen. Langfristig spielen KWK-Anlagen eine zunehmend geringere Rolle. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2045 eine gewisse Rolle für wasserstoffbefeuerte Dampferzeugung. Diese wird vornehmlich in Winterstunden mit geringer Windeinspeisung genutzt, wenn Wasserstoffkraftwerke den Strompreis setzen.

3. Flexibilisierung der Stahlerzeugung durch hybride Anlagen: Der Wechsel von der Hochofenroute zu Direktreduktionsanlagen bringt weitere Optionen zur Flexibilisierung mit sich, da Direktreduktionsanlagen flexibel mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben werden. Die Ergebnisse der Systemmodellierung zeigen, dass in der Übergangszeit eine Mischung aus Wasserstoff und Erdgas kostenoptimal ist. Dabei wird ein stark saisonales Einsatzprofil genutzt: Erdgas wird im Winter genutzt und Wasserstoff im Sommer, wenn Strompreise aufgrund von hoher PV-Einspeisung und geringeren Residuallasten niedriger sind. Durch den flexiblen Einsatz von Wasserstoff kann der Bedarf an saisonalen Wasserstoffspeichern im System im Jahr 2035 substantiell um 23 % gesenkt werden. So kann der flexible Einsatz von Erdgas und Wasserstoff Resilienzen gegenüber Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Speichern, schaffen.

6 Fallbeispiele: technische und ökonomische Herausforderungen für die Industrie

Aufbauend auf der Analyse des Stands der Technik erfolgt eine Auswahl fünf repräsentativer Branchen/Prozessketten für das Zielsystem. Die folgenden **Fallbeispiele** werden dabei vertieft betrachtet:

- Primär- und Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung
- Aluminiumherstellung/-verarbeitung
- Glasherstellung
- Zementherstellung
- Dampferzeugung in der Chemieindustrie

6.1 Analyse der technischen Herausforderungen

6.1.1 Methodischer Ansatz

Im Fokus der Untersuchungen der Fallbeispiele stehen insbesondere die **technischen Herausforderungen**. Dazu werden für die Prozessketten Massen- und Energieströme zeitlich aufgelöst analysiert und prozessspezifische Lastprofile betrachtet. Die Ergebnisse sind in die Modellierung des Gesamtzielsystems eingeflossen.

Es stehen **drei technische Varianten** im Fokus, die miteinander verglichen werden:

- Konventionelle Prozesskette (Stand der Technik, überwiegend fossile Energieträger)
- (Teil-)Elektrifizierte Prozesskette (hoher Anteil elektrifizierter Prozesse)
- CO₂-neutrale Prozesskette (Einsatz von grünem Strom und Wasserstoff)

Für die Prozesskette der **Zementherstellung** wird zudem der Einsatz von **Biomasse und CCS** analysiert. Die Szenarien und Berechnungsbeispiele für die Fallbeispiele sind in Tabelle 13 zusammengefasst.

Für die technischen Betrachtungen steht insbesondere der zeitlich aufgelöste Energieverbrauch der Anlagen im Fokus. Diese Lastprofile werden für den jeweiligen Prozesszyklus (Prozessdauer) mit einer **stündlichen Auflösung** betrachtet. Die Darstellung erfolgt exemplarisch als normierte Größe. Der **Betrachtungszeitraum** beträgt **eine Woche**. Die Betrachtung erfolgt prozessspezifisch sowie exemplarisch kumuliert für die gesamte Prozesskette. Für die unterschiedlichen Varianten eines Fallbeispiels werden die gleichen prozessspezifischen Lastkurven wie im Stand der Technik angenommen, sodass von unveränderten Produktionsbedingungen ausgegangen wird. Etwaige Veränderungen in der Energieeffizienz einer Anlage durch einen Wechsel der Beheizungstechnologie werden aufgrund des oftmals geringen Stands der Technik potenzieller, bspw. hybrider Technologien, und mangels valider Daten zu diesen Technologien nicht betrachtet.

Aufbauend auf den technischen Varianten erfolgt die betriebswirtschaftliche Bewertung des Flexibilitätpotentials (Abschnitt 6.2).

Fallbeispiel	Variante	Einsatz von Wasserstoff	Einsatz von CCS	Kurzbezeichnung
Stahl	konventionell	–	–	S-0-Stahl
	elektrifiziert (anteilig)	–	–	S-El-Stahl
	CO ₂ -neutral (H ₂)	ja	–	S-H ₂ -Stahl
Alu	konventionell	–	–	S-0-Alu
	elektrifiziert (vollständig)	–	–	S-El-Alu
	CO ₂ -neutral (H ₂)	ja	–	S-H ₂ -Alu
Glas	konventionell	–	–	S-0-Glas
	elektrifiziert (anteilig)	–	–	S-El-Glas
	CO ₂ -neutral (H ₂)	ja	–	S-H ₂ -Glas
Zement	konventionell	–	–	S-0-Zem
	elektrifiziert (anteilig)	–	–	S-El-Zem
	CO ₂ -neutral (H ₂ , Biomasse, CCS)	ja	ja	S-H ₂ -Zem-CCS
Dampf	konventionell	–	–	S-0-Dam
	elektrifiziert (vollständig)	–	–	S-El-Dam
	CO ₂ -neutral (H ₂)	ja	–	S-H ₂ -Dam

Tabelle 13: Betrachtete technische Varianten der Fallbeispielanalyse

6.1.2 Stahlherstellung/-verarbeitung

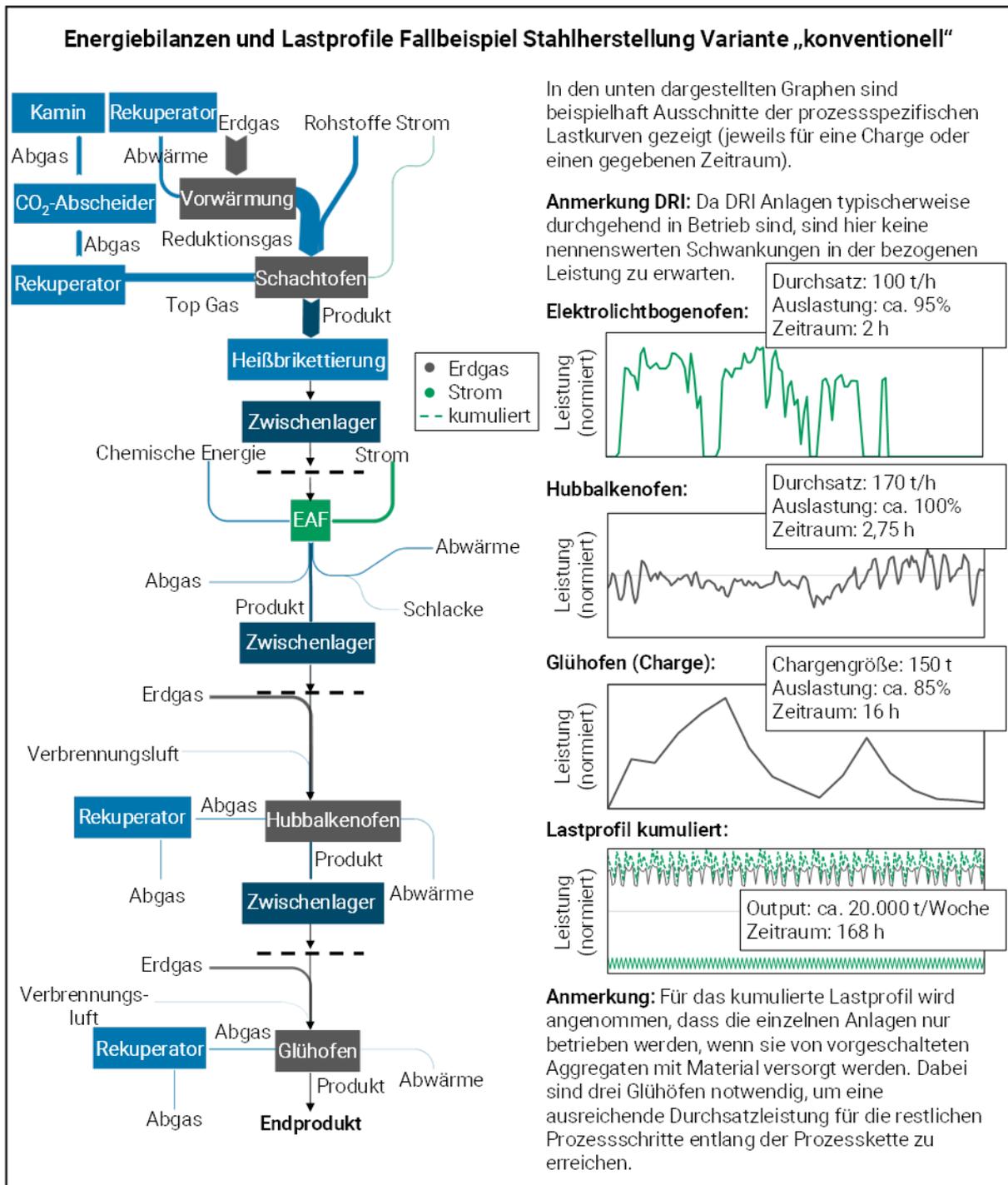
Im Fokus stehen bei diesem Fallbeispiel vor allem die energieintensiven Schritte der Prozesskette der Direktreduktion, dem Schmelzen im Elektrolichtbogenofen, der Wiedererwärmung und der Wärmebehandlung. Diese vier zentralen Prozesse erfolgen nacheinander, sind jedoch über Zwischenlager voneinander entkoppelt und müssen nicht zwingend an einem Standort stattfinden. Im Rahmen des Fallbeispiels steht die Herstellung einer definierten Produktionsmenge des Endprodukts im Fokus, sodass die gesamte Prozesskette als Einheit betrachtet wird und die Produktionsmengen der Prozessschritte als konstant angenommen werden. Neben dem aktuellen Stand der Technik (siehe auch Abschnitt 4.1 und 4.2) wurde in den zusätzlichen zwei potenziellen Zukunftsszenarien analysiert, welche Entwicklungen entlang der Prozessketten vor dem Hintergrund der Emissionseinsparung in näherer Zukunft von besonderer Bedeutung sind. Dafür soll ausgehend von der **konventionellen Variante** (Abbildung 50) eine Umstellung der fossil beheizten Aggregate auf eine **elektrische Beheizung** angenommen werden (Abbildung 51), soweit dies technisch möglich ist. In der **CO₂-neutralen Variante** (Abbildung 52) werden dann die nicht elektrifizierbaren fossilen Energieanteile auf Wasserstoff umgestellt. Im Fokus der Fallbeispiele stehen die vereinfachten Energiebilanzen der Prozessschritte sowie die Lastprofile und wie sich diese mit einer zunehmenden Elektrifizierung bzw. Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger verändern.

Die **Direktreduktion**, welche in der konventionellen Variante mit Erdgas betrieben wird, ist nach aktuellem Stand nicht direkt elektrifizierbar, da ein Reduktionsgas benötigt wird. Daher bleibt dieser Prozessschritt in der zweiten Variante unverändert. Die Rolle des Reduktionsgases kann jedoch in der dritten Variante von Wasserstoff übernommen werden. Dies bringt ein Potential zur Flexibilisierung mit sich. Bei der Direktreduktionsanlage ist ein Betreiben sowohl mit Erdgas als auch mit Wasserstoff möglich, wenn diese mittels technischer Modifikationen an die Flexibilisierung angepasst werden. Beispielsweise bietet MIDREX verschiedene Anlagentypen mit unterschiedlichen Flexibilitätsgraden, wobei die Standardanlage bis zu 30 % Wasserstoff integrieren kann, ohne technische Anpassungen vorzunehmen. Für einen höheren Wasserstoffeinsatz ist eine Modifikation des Systems nötig. Perspektivisch ist durch angepasste Anlagentechnik eine flexible Nutzung von 0 bis 100 % Erdgas und Wasserstoff möglich. Weiterhin gibt es die Möglichkeit, die Direktreduktionsanlage langfristig für einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff auszulegen (MIDREX 2023; Böhm und Friesinger 2024),

An den Direktreduktionsprozess schließt der **Elektrolichtbogenofen** zur Rohstahlherstellung an. Da dieses Aggregat in der konventionellen Variante bereits elektrifiziert ist, bleibt es in allen Szenarien unverändert. Es ist anzumerken, dass Elektrolichtbogenöfen in der industriellen Praxis häufig neben dem elektrischen über einen zusätzlichen erdgasbasierten Energieeinsatz verfügen, welcher durch einige zusätzliche Brenner in den Ofen eingebracht wird. Aufgrund des geringen energetischen Anteils, verglichen mit dem elektrischen Energieeinsatz, wird dieser gasbasierte Energieanteil hier vernachlässigt (Rechberger und Conde 2021; Dock et al. 2020; Cavaliere 2019; Kirschen et al. 2011; Barati 2010).

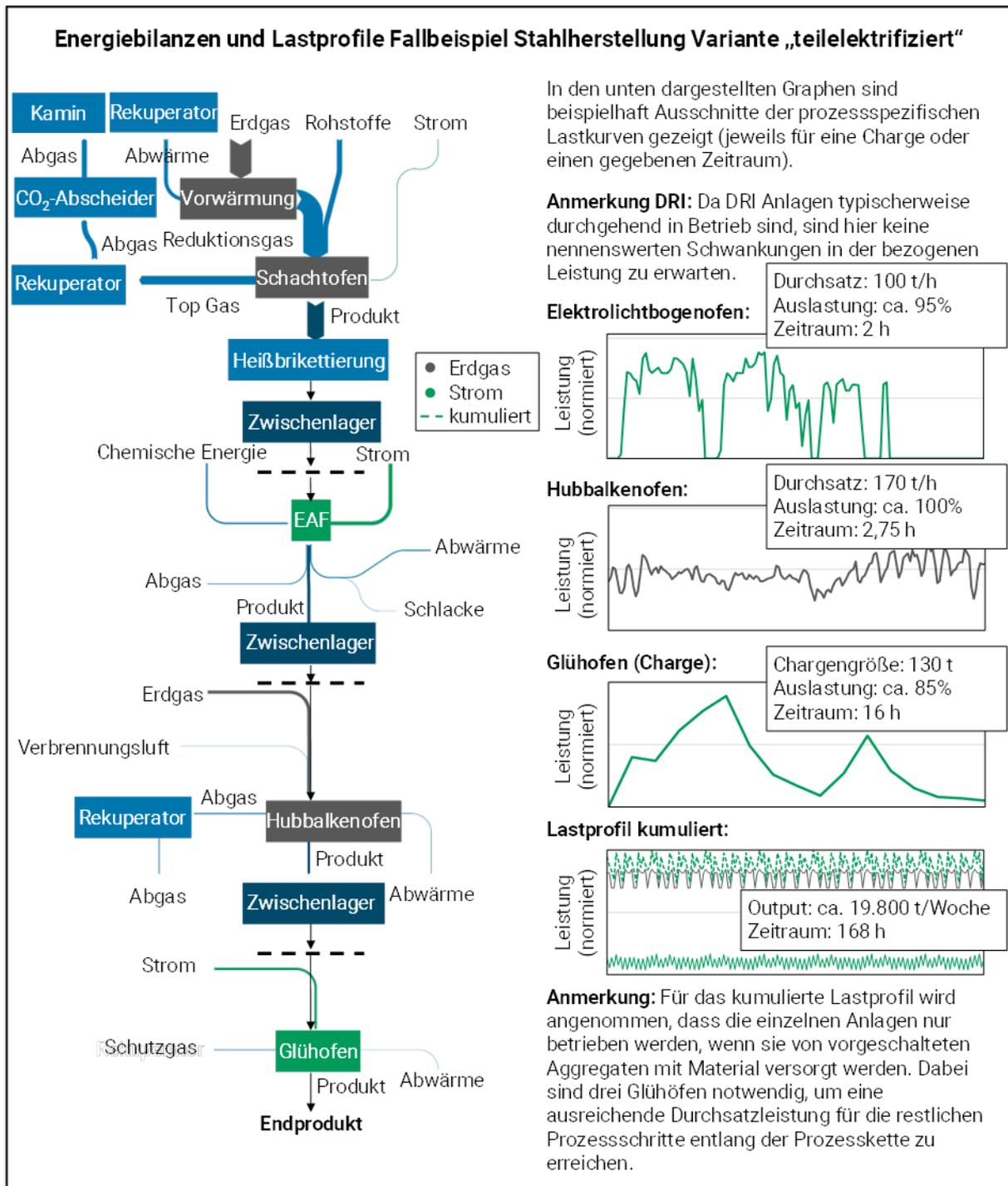
Die **Wiedererwärmungsöfen** (hier ein Hubbalkenofen) vor dem ersten Umformvorgang des Stahls sind nach aktuellem Stand ebenfalls erdgasbeheizt. Eine vollständige Elektrifizierung des Energieeinsatzes zur Erwärmung ist bei bestehenden Anlagen aufgrund des hohen Temperaturniveaus in Verbindung mit den notwendigen Durchsatzleistungen in den meisten Fällen nicht ohne Weiteres möglich. Die Produktabmessungen sind hierbei zu berücksichtigen sowie die Integration in den Werksaufbau. Bei kleineren Produktabmessungen oder vergleichsweise geringeren Durchsätzen können elektrische Beheizungstechnologien umsetzbar sein, aber auch hier erfordert dies einen Neubau der Anlagen. Daher wird hier in der zweiten Variante für das Stahl-Fallbeispiel keine Elektrifizierung des WiedererwärmungsOfens angenommen. In der dritten Variante wird der Energieträger von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt. Eine derartige Umstellung ist in Zukunft technisch realistisch, vorausgesetzt die notwendige Brennertechnologie ist am Ofen vorhanden und Auswirkungen auf die Produktqualität können ausgeschlossen werden (Zoglauer 2014; Pfeifer et al. 2011b).

Die abschließende **Wärmebehandlung** stellt den einzigen Schritt in der Prozesskette neben dem Elektrolichtbogen dar, bei dem in naher Zukunft Potential für eine vollständige Elektrifizierung der Anlagen vorhanden ist. Hierbei sind jedoch ebenfalls wieder erhebliche Unterschiede, abhängig von den jeweiligen Produkten und vorgesehenen Glühkurven, zu beachten. Außerdem besteht bei großen, kontinuierlich betriebenen Wärmebehandlungsanlagen wieder die Möglichkeit, dass die Durchsatzleistung bei einer Elektrifizierung, verglichen mit dem erdgasbeheizten Zustand, nicht beibehalten werden kann. Die Elektrifizierung ist daher vor allem eine Option für diskontinuierliche Batchprozesse (Pfeifer et al. 2011b, 2011a).



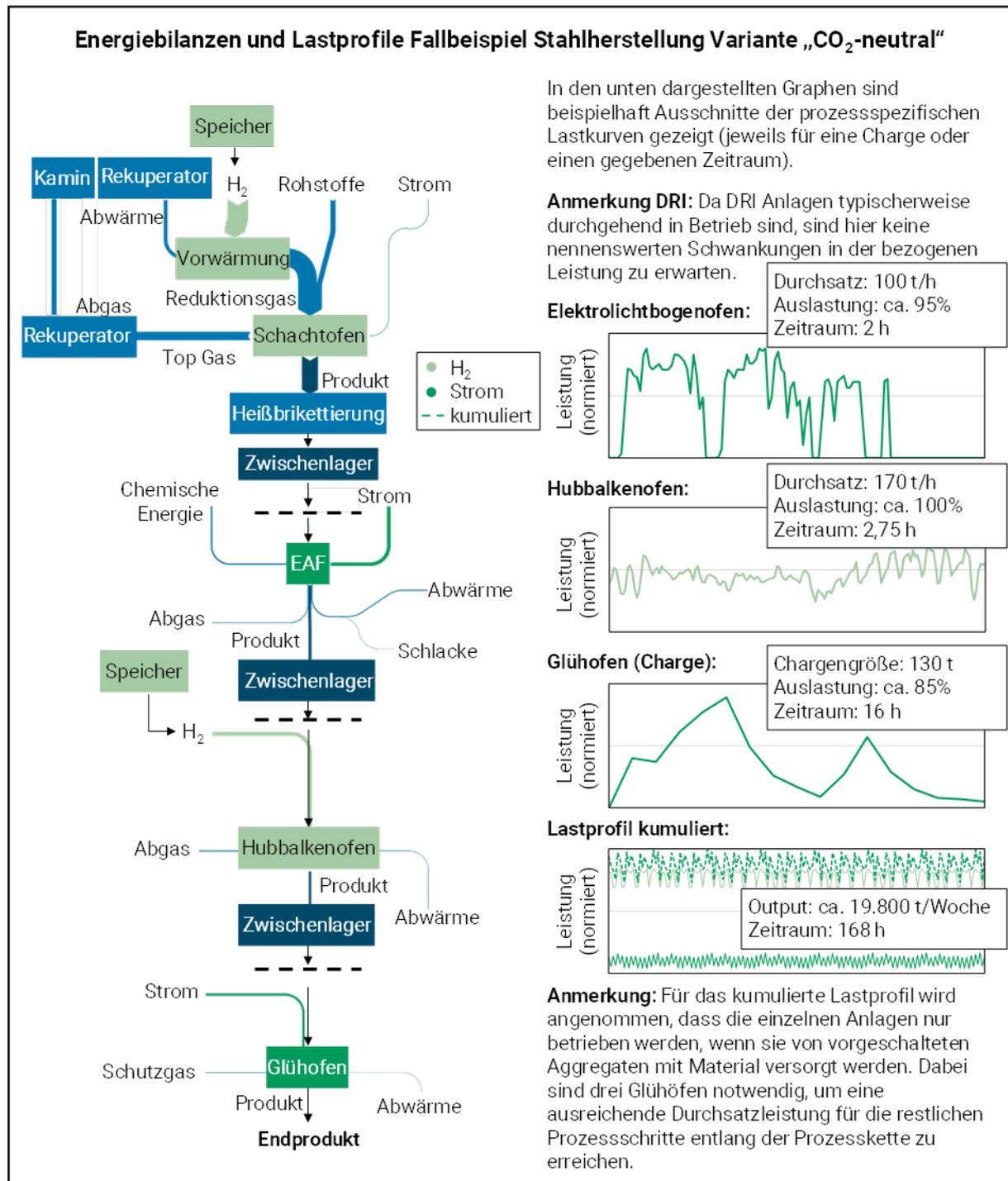
Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 50: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „konventionell“ (S-0-Stahl)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 51: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „teilelektrifiziert“ (S-EI-Stahl)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 52: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „CO₂-neutral“ (S-H₂-Stahl)

Das **gegenwärtige Flexibilitätspotential** für die konventionelle Beheizungsvariante im Fallbeispiel Stahlherstellung und -verarbeitung wird maßgeblich durch den jeweiligen Anlagenpark bestimmt und wird entlang der Prozesskette auf < 1 % geschätzt. Dies hat verschiedene Gründe. **Kontinuierlich betriebene Anlagen** laufen häufig bis auf wenige Aus-

nahmen ohne größere Veränderung des Betriebszustandes das ganze Jahr. Ein Teillastbetrieb, also eine **Lastreduktion** durch Verringerung des Durchsatzes, ist bspw. bei kontinuierlichen Wiedererwärmungsöfen (Hubbalkenöfen o. ä.) möglich, dies ist jedoch mit Produktionsausfallkosten verbunden. Zusätzlich ergibt sich dadurch nur bedingt ein energetisches Flexibilitätpotential, da der Ofen trotzdem auf Temperatur gehalten werden muss. Bei **diskontinuierlichen Anlagen** wie dem **Elektrolichtbogen** oder dem **Haubenglühofen zur Wärmebehandlung** ergeben sich prozessbedingte Stillstände, die notwendig sind, um zwischen einzelnen Chargen zu wechseln. Diese stellen jedoch kaum Flexibilitätpotential dar, da der Zeitpunkt hierfür selten frei gewählt werden kann. Beim Elektrolichtbogen sind die Stillstände notwendig zur Chargierung oder für Wartungsarbeiten. Je nach Kapazitäten des Elektrolichtbogenofens und der nachgeschalteten Walzwerksöfen können sich aber Fenster für eine **Lastverschiebung** von wenigen Minuten ergeben. Dies ist für das jeweilige Werk im Einzelfall zu bestimmen. Die Zyklen der Wärmebehandlungsöfen dauern häufig einige Stunden und können aufgrund von definierten Temperaturkurven nur selten unterbrochen werden. Häufiger umsetzbar ist eine **Verlängerung der Erwärmungsphase** durch zusätzlichen Energieeinsatz, aber auch dies ist nicht immer umsetzbar und erhöht den produktspezifischen Energieeinsatz erheblich. Eine **Lasterhöhung** kann auch umgesetzt werden, wenn leer stehende Anlagen verfügbar sind, deren Wärmebehandlungszyklen früher gestartet werden können als ursprünglich geplant. Notwendig dafür ist jedoch ein Anlagenpark mit **Überkapazitäten**, d. h. Öfen, welche im alltäglichen Betrieb nur selten genutzt werden. Da in den meisten Werken der Anlagenpark kapazitätstechnisch aufeinander abgestimmt ist und eine maximale Anlagenauslastung wirtschaftlich unabdingbar ist, sind Überkapazitäten in industriellen Betrieben nahezu nicht vorhanden.

Für eine Erhöhung des **zukünftigen Flexibilitätpotentials** zur Lastverschiebung müssten weitere Überkapazitäten entlang der Prozesskette geschaffen werden, d. h. größere Anlagen und Materialzwischenlager. Hierfür müsste zunächst der entsprechende wirtschaftliche Anreiz festgelegt werden, damit diese auch wirtschaftlich vorgehalten werden können. Darüber hinaus ist für den direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien ein größerer Anteil an elektrifizierten Prozessen notwendig. Im Fallbeispiel wird der Anteil für die Variante mit einem hohen Anteil an elektrischen Anlagen (Abbildung 52) ebenfalls mit ca. 5,7 % geschätzt. Ein vollständige Dekarbonisierung erfordert den Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien (Abbildung 51). In diesem Zusammenhang können Wasserstoffspeicher in Verbindung mit einer Elektrolyse das Flexibilitätpotential erhöhen; das trifft auch auf den Wechsel zwischen Erdgas und Wasserstoff als Reduktionsmittel in der Rohstahlherstellung zu. Die wirtschaftliche Analyse dieses Teils der Prozesskette steht aufgrund des hohen Energie- bzw. perspektivischen Wasserstoffbedarfs im Fokus der betriebswirtschaftlichen Bewertung (Abschnitt 6.2.4).

6.1.3 Aluminiumherstellung/-verarbeitung

Im folgenden Kapitel werden drei Varianten für das Prozesskettenbeispiel der Aluminiumherstellung analysiert. Es wird eine repräsentative kontinuierliche Produktionslinie zur Verarbeitung von Aluminium-Halbzeugen zu Endprodukten betrachtet. Im Fokus der Fallbeispiele stehen die vereinfachten Energiebilanzen der Prozessschritte sowie die Lastprofile und die Veränderung bei einer zunehmenden Elektrifizierung bzw. Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger. Für die **konventionelle Beheizungsvariante** (Abbildung 53) hat die Beheizung des Lösungsglühofens mit Erdgas den größten Energieverbrauch der Prozesskette mit ca. 41 % des Gesamtenergieeinsatzes der Linie. Das Warmauslagern mit insgesamt ca. 17 % des Energieeinsatzes der gesamten Prozesskette stellt den zweitgrößten Verbrauch und die Presse den drittgrößten dar.

In der Aluminiumprozesskette bietet sich aufgrund der vergleichsweise niedrigen Temperaturen die Möglichkeit der **vollständigen Elektrifizierung** der Prozesswärmeerzeugung (Abbildung 54), sodass entsprechend dem eingesetzten Strommix eine perspektivisch vollständig CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung für dieses Fallbeispiel möglich ist. Die Elektrifizierung der Prozesse kann beispielsweise durch den Einsatz von Anlagen mit elektrischen Widerstandsheizelementen realisiert werden, hängt jedoch im Detail von den jeweiligen Produkthanforderungen ab.

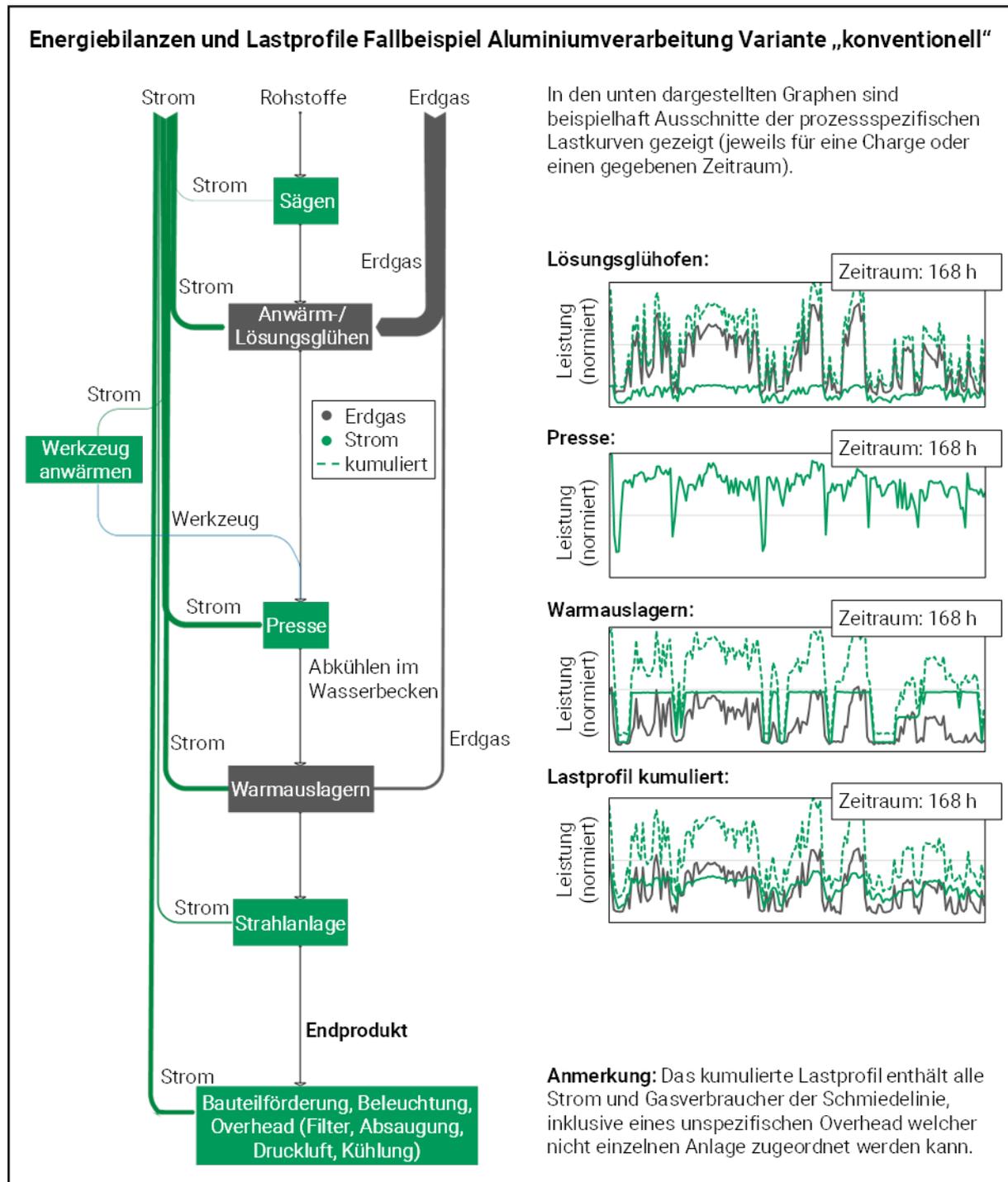
Der **Einsatz von Wasserstoff** stellt dabei ebenfalls eine potenzielle Option dar, für die bestehende Anlagen verhältnismäßig wenig umgebaut werden müssen. Die technische Notwendigkeit für die Nutzung von **Wasserstoff** (Abbildung 55) zur weiteren Reduzierung der CO₂-Emissionen besteht in der hier betrachteten Aluminiumprozesskette jedoch nicht zwingend. Als theoretische Möglichkeit wird in Abschnitt 6.1.3 dennoch untersucht, ob sich ein wirtschaftlicher Vorteil ergibt, sollte der durch das Erdgas eingebrachte Energiestrom durch Wasserstoff ersetzt werden.

Die einzelnen **kontinuierlichen Prozessschritte** sind grundsätzlich **stark optimiert** und aufeinander abgestimmt, mit einer hohen Auslastung der einzelnen Aggregate und **ohne Zwischenlager** für Material. Dies ändert sich auch durch den Einsatz elektrischer oder wasserstoffbeheizter Anlagentechnik nicht. Kurzzeitige Stillstände treten, wenn überhaupt, nur prozessbedingt oder als Teil des Produkttransports auf, sodass sich **keine oder nur sehr geringe zeitliche Lastverschiebepotentiale** ableiten lassen. Dieser Aspekt ist jedoch stark abhängig von der jeweiligen Prozesskette und dem Endprodukt. Wenn der Automatisierungsgrad der Prozesskette geringer ist und mehr Prozessschritte unabhängig voneinander durchgeführt werden, können sich eher zeitliche Verschiebefenster ergeben, indem die Produktion entsprechend im Voraus geplant wird. Dazu muss der wirtschaftliche Nutzen dieser Maßnahme klar sein und den Verlust durch das Aufschieben bzw. die Verringerung der Produktion mindestens ausgleichen. Auch müssten diese Maßnahmen meist Tage vorher in den Produktionsplan integriert werden und können häufig nicht spontan innerhalb eines Tages umgesetzt werden. Das Unterbrechen von laufenden Prozessen ist hingegen in jedem Fall nicht als praxisrelevante Option anzusehen. Die aktuellen energetischen Flexibilitätsmaßnahmen ergeben daher ein Potential von weniger als 1 %.

In diesen Prozessketten mit hoher zeitlicher Auslastung und Abstimmung der einzelnen Schritte aufeinander ohne Zwischenlager stellen **hybride Beheizungssysteme** eine potenzielle **zukünftige Flexibilisierungsmöglichkeit** dar. Hybride Beheizungssysteme mit einem gasbasierten und einem elektrischen Anteil können einen Wechsel zwischen den Energieträgern ermöglichen, ohne dass der Prozess unterbrochen werden muss. Diese Systeme befinden sich jedoch aktuell im Entwicklungsstadium (Fleiter et al. 2023a). Es ist davon auszugehen, dass aufgrund von Umschaltvorgängen zwischen den Energieträgern der Wirkungsgrad der Anlage sinkt, jedoch liegen noch keine belastbaren Kennzahlen vor.

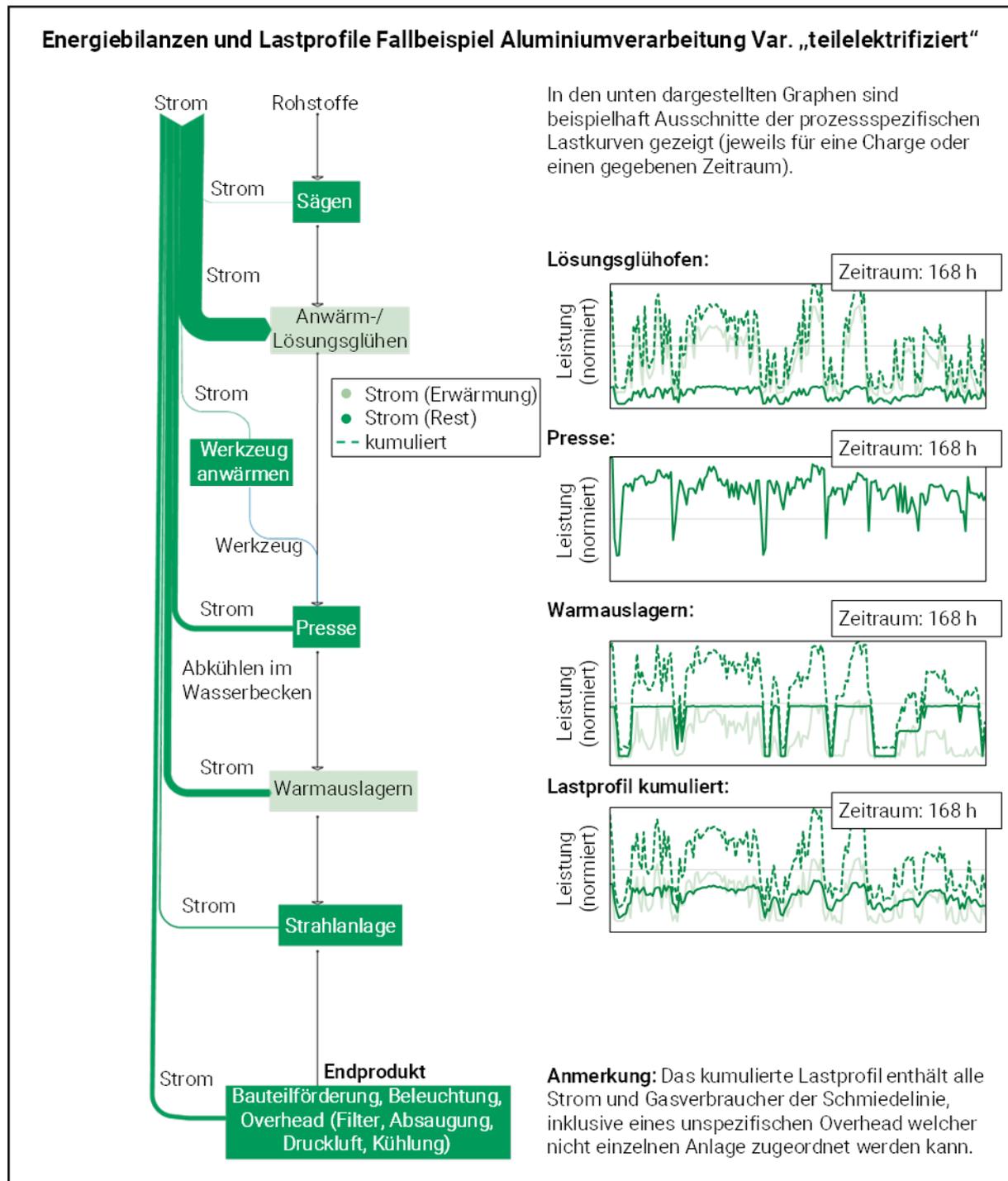
Der **Einsatz von Wasserstoff** kann ebenfalls eine potenzielle zukünftige Option zur Erhöhung der Flexibilität darstellen, sofern dieser durch eine Onsite-Elektrolyse hergestellt und in Verbindung mit einem Speicher bereitgestellt wird, sodass eine **indirekte Elektrifizierung** des Prozesses stattfindet. Hierbei sind sowohl für die Herstellung als auch die Speicherung des Wasserstoffs Wirkungsgradverluste zu berücksichtigen. Der zukünftige wirtschaftliche Vorteil wird insbesondere durch die Preise der Energieträger, die Gesamtwirkungsgrade, die Kapazitäten der Systeme für einen Energieträgerwechsel sowie die Höhe

der notwendigen Investitionen bestimmt. Er konnte aufgrund des geringen Entwicklungsstandes hybrider Systeme und fehlender Kennzahlen im Rahmen der Studie nicht abschließend bestimmt werden.



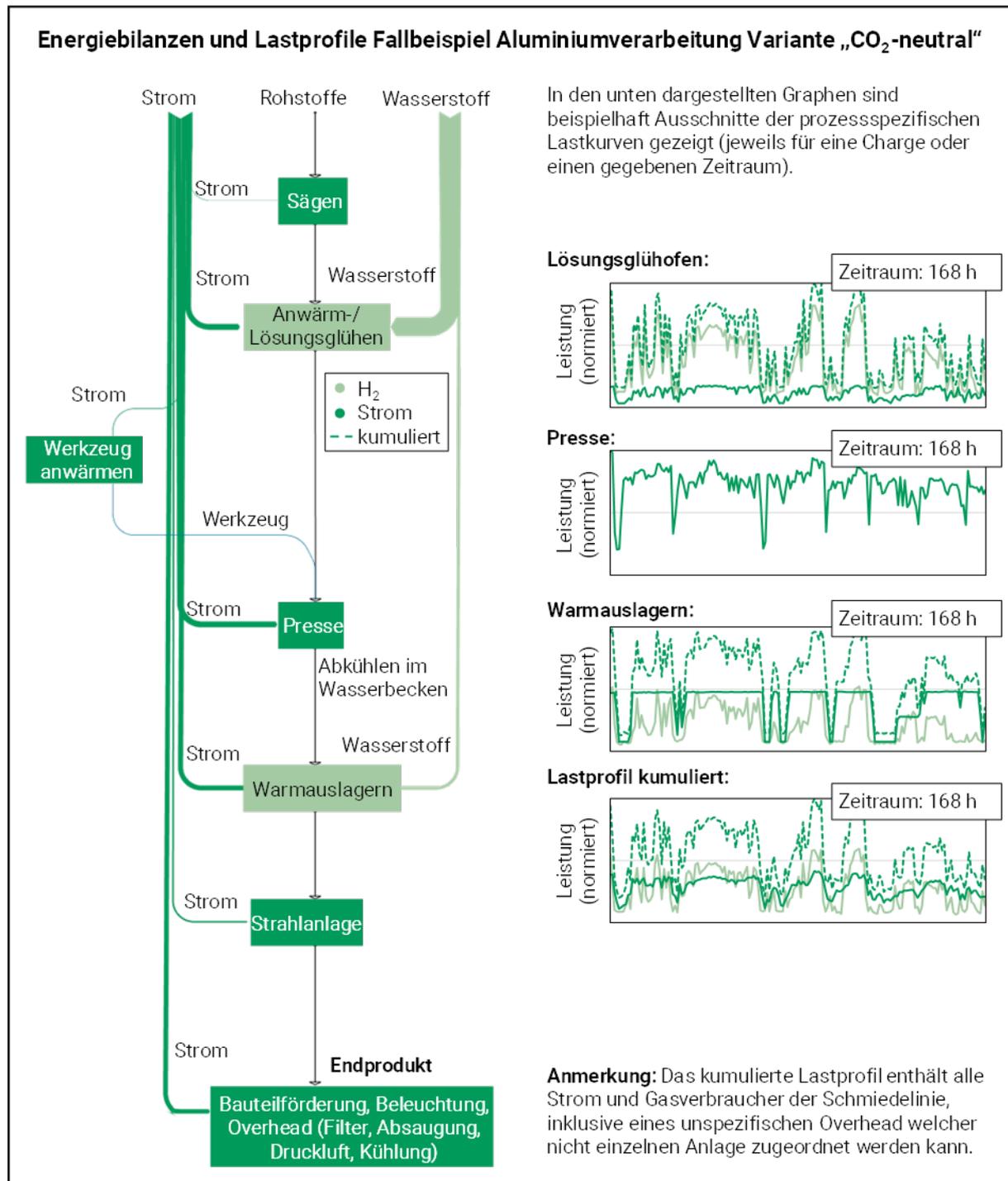
Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 53: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „konventionell“ (S-0-Alu)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 54: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „elektrifiziert“ (S-EI-Alu)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 55: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „CO₂-neutral“ (S-H₂-Alu)

6.1.4 Glasherstellung

Im Rahmen des Fallbeispiels der Glasherstellung wird die Flachglasherstellung (Floatglas) betrachtet, insbesondere der Schmelzofen, das Floatbad und der Rollenköhlofen als Anlagenverbund. Im Fokus der Fallbeispiele stehen die vereinfachten Energiebilanzen der

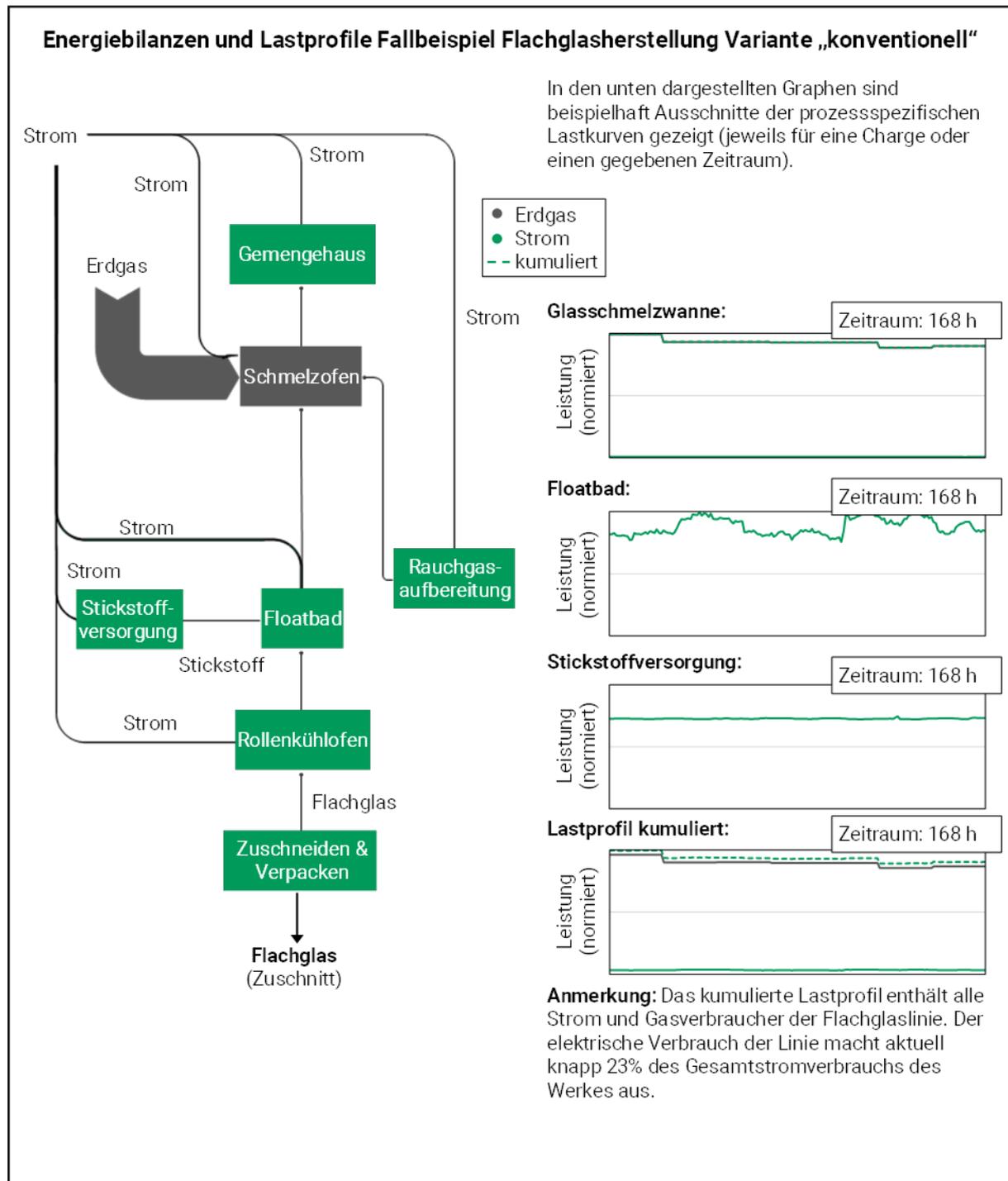
Prozessschritte, sowie die Lastprofile und wie sich diese mit einer zunehmenden Elektrifizierung bzw. Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger verändern. Für die **konventionelle Variante** der Beheizung nach dem Stand der Technik (Abbildung 56) wird überwiegend Erdgas zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Der Anteil elektrischer Energie ist mit ca. 10 % des gesamten Werksverbrauches insgesamt gering. Es werden jedoch bereits elektrische Zusatzheizungen eingesetzt, um den Energieeinsatz, der durch die Erdgasbrenner bereitgestellt wird, zu unterstützen. Der Leistungsboost dieses **anteilig hybriden Systems** beträgt pro Einheit im aktuellen Betrieb im Durchschnitt ca. 300 kW, wobei bis zu 750 kW möglich sind. In Summe sind pro Wanne bis zu 2,25 MW über elektrische Heizelemente möglich. Real nutzbar für energetische Flexibilität ist diese Leistung jedoch nicht, da nur wenige 100 kW aktuell geregelt werden können, ohne den Prozess zu beeinflussen. Das **Potential zur Lastverschiebung** beschränkt sich somit auf max. 600 kW pro Wanne (ca. 1–2 % des Gesamtverbrauchs an Strom des Schmelzofens im Fallbeispiel).

Für die **Variante der Elektrifizierung** (Abbildung 57) wird nun von einer Steigerung der Anschlussleistung der **elektrischen Zusatzheizung** ausgegangen. Es ist in Zukunft nach Austausch mit dem Industriepartner denkbar, dass die elektrische Anschlussleistung der Booster pro Schmelzwanne bis zu 10 MW erreichen kann (ca. 12–15 % des Gesamtverbrauchs an Strom des Schmelzofens im Fallbeispiel). Vorausgesetzt, die Brenner erlauben eine Regelung im selben Leistungsbereich, erhöhen sich hierdurch die Möglichkeiten der energetischen Flexibilitätsbereitstellung. Es ist jedoch zu beachten, dass eine verstärkte Nutzung der elektrischen Boosterzonen zu einer **Reduzierung der Lebensdauer** der Wannenausmauerung führt. Ein andauernder Höchstlastbetrieb über einen längeren Zeitraum kann im schlimmsten Fall die Wannenebensdauer halbieren. Die Auswirkungen der elektrischen Zusatzheizung sind daher im Einzelfall zu untersuchen, da durch die verkürzte Lebensdauer erhebliche Kosten durch Erneuerung der Wanne und den verbundenen Produktionsausfall anfallen.

Notwendig für eine Erhöhung der einzubringenden elektrischen Leistung ist außerdem eine entsprechende **elektrische Infrastruktur**. Diese ist für eine Leistung von etwa 10 MW beim Projektpartner nicht vorhanden und würde eine langwierige Genehmigungs-, Planungs- und Bauphase benötigen, welche je nach örtlichen Gegebenheiten über 10 Jahre in Anspruch nehmen kann.

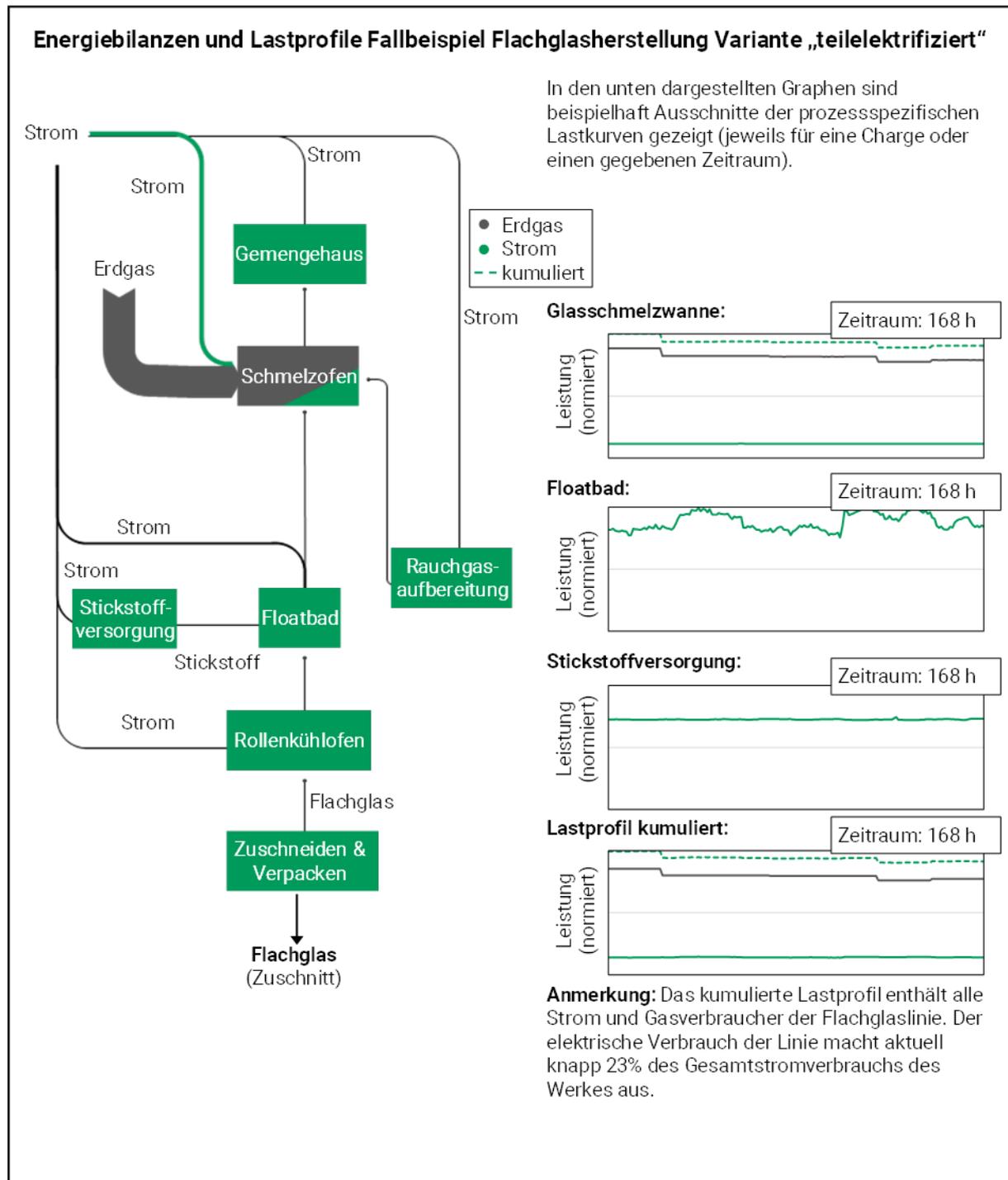
In Zukunft sind durch angepasste Schmelzwannenkonzepte unter Umständen auch noch höhere Anteile an elektrischem Energieeinsatz realistisch. Aktuell laufen Projekte, in denen der elektrische Energieeinsatz an einer Pilot-Floatglaswanne auf bis zu 50 % der Gesamtenergie gesteigert werden soll (AGC Glass Europe 2024). Auch sogenannte Super-Hybridwannen, in denen elektrische Energie den Hauptenergieträger darstellt, könnten in Zukunft realistisch sein (Leisin und Radgen 2022). Inwiefern dieser Grad an Elektrifizierung auch ein energetisches Flexibilitätpotential darstellt, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschließend bestimmt werden.

Für die **CO₂-neutrale Variante** (Abbildung 58) wird der verbleibende Anteil an erdgasbasiertem Energieeinsatz für die elektrische Variante durch **Wasserstoff** ersetzt. Die Verwendung von Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff wurde vom Industriepartner bereits erprobt und ist technisch möglich (Pilkington AG 18.04.2022), sowohl als Brennstoffgemisch mit Erdgas als auch mit reinem Wasserstoff. Damit ergibt sich neben der anteiligen Hybridisierung des Schmelzofens ebenfalls das Potential für einen zukünftig flexiblen Brennstoffeinsatz durch den Austausch von Erdgas und Wasserstoff. Dazu müssen die bestehenden Anlagen jedoch entsprechend umgerüstet werden.



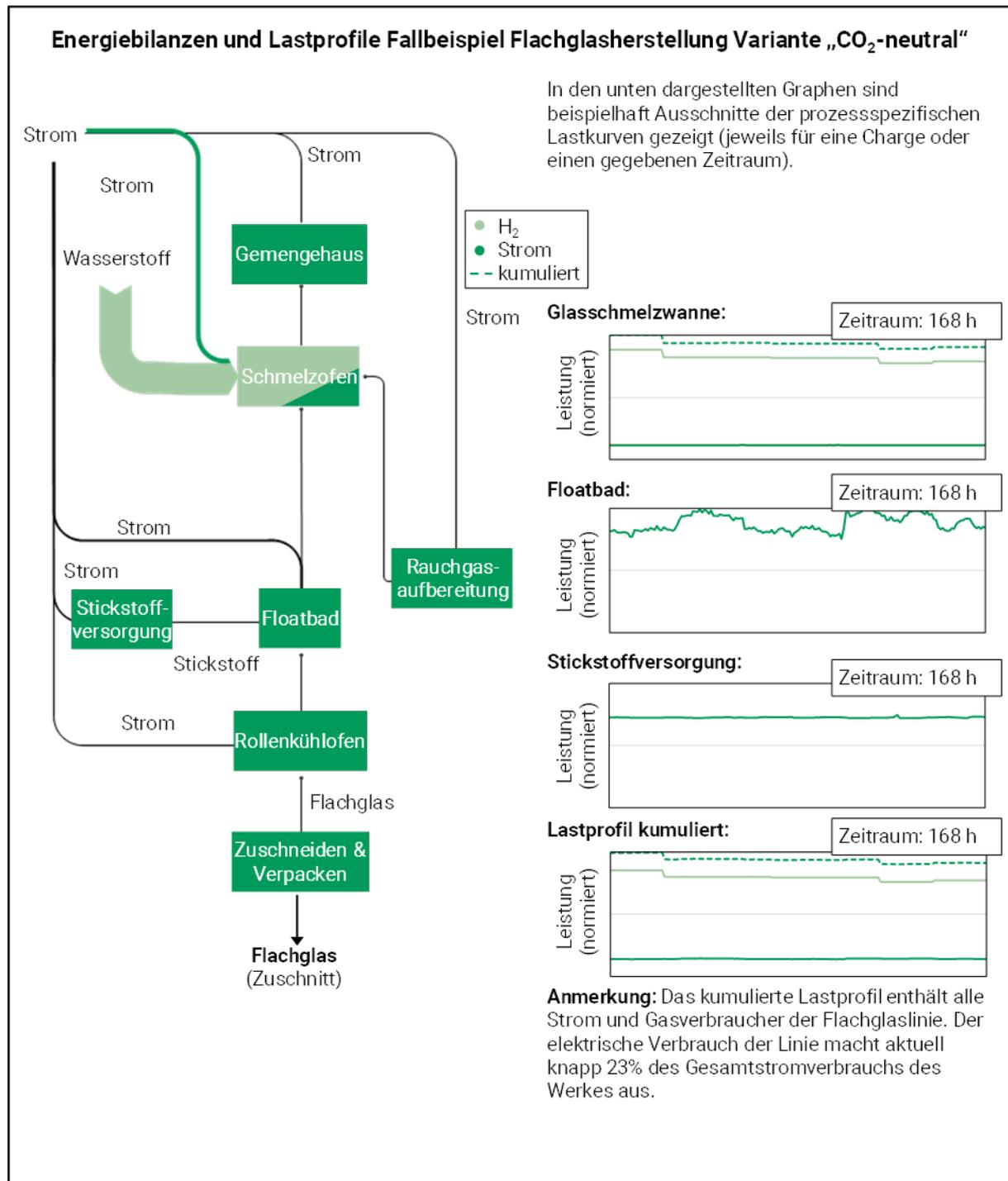
Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 56: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „konventionell“ (S-0-Glas)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 57: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „elektrifiziert“ (S-El-Glas)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 58: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „CO₂-neutral“ (S-H₂-Glas)

Durch eine **Elektrolyse vor Ort** verbunden mit einer Wasserstoffspeicherung bietet sich ebenfalls ein mögliches energetisches Flexibilisierungspotential. Wie auch bei Einsatz elektrischer und anteilig hybrider Systeme kann dadurch das kontinuierliche und relativ konstante Lastprofil der Prozesskette an ein volatileres Versorgungsprofil der Energieträger angepasst werden. Die exakte Größenordnung des Flexibilitätspotential richtet sich

wiederum nach der Größe des Elektrolyseurs und des vorhandenen Speichers. Für die Umsetzung eines solchen Konzepts ist neben einer entsprechenden elektrischen Anschlussleistung für den Elektrolyseur auch der vorhandene Platz am Werk entscheidend, um Elektrolyseur und Speicher zu platzieren. Je nach gewünschter Größenordnung sind sowohl die nicht ausreichende Fläche als auch genehmigungsrechtliche Hindernisse zu berücksichtigen. Diese Maßnahmen stellen somit einen erheblichen planerischen als auch finanziellen Aufwand für das Unternehmen dar. Daher ist die eindeutige Klärung der Marktgegebenheiten und des wirtschaftlichen Mehrwerts für die Anlagenbetreiber im Vorfeld von zentraler Bedeutung.

6.1.5 Zementherstellung

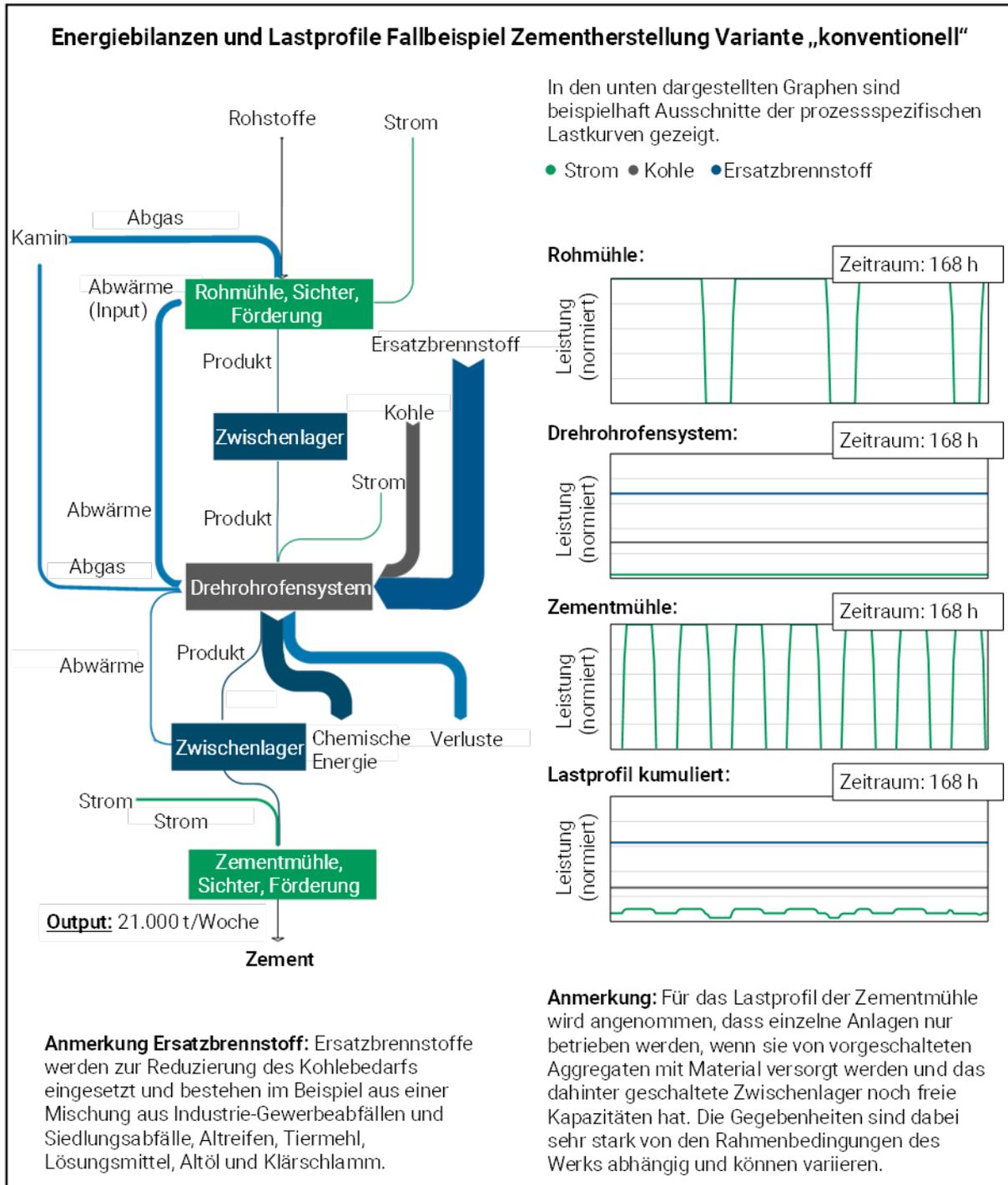
Das Flexibilitätspotential des Fallbeispiels zur Zementherstellung wird nach dem Stand der Technik maßgeblich durch den jeweiligen Anlagenpark sowie die verfügbare Infrastruktur vorgegeben. Im Fokus der Fallbeispiele stehen die vereinfachten Energiebilanzen der Prozessschritte sowie die Lastprofile und wie sich diese mit einer zunehmenden Elektrifizierung bzw. Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger verändern. Dabei wurden für die Prozesskette in der **konventionellen Variante der Beheizung** (Abbildung 59) unter Einsatz industrieeüblicher Brennstoffe Verbrauchsdaten eines repräsentativen Zementwerks zugrunde gelegt. Als Brennstoff werden **Kohle sowie Ersatzbrennstoffe** zur Reduzierung des Kohlebedarfs eingesetzt. Es wird in der Regel ein Mix aus Braun- und Steinkohle verwendet. Die Ersatzbrennstoffe bestehen aus einer Mischung von Industrie-Gewerbeabfällen und Siedlungsabfällen, Altreifen, Tiermehl, Lösungsmitteln, Altöl und Klärschlamm.

Das **Drehrohrofensystem** ist bis auf etwaige Wartungs- und Reparaturmaßnahmen das ganze Jahr über durchgehend **kontinuierlich** in Betrieb. Das **Flexibilitätspotential** in der Zementherstellung wird daher insbesondere durch die diskontinuierlichen Mahlprozesse der **Roh- und Zementmühle** und deren **Möglichkeiten zur Lastverschiebung** vorgegeben und ist von Speicherkapazitäten (Silogröße), Anlagenkonstellation und der individuellen Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer Lastreduktion auf den Produktionsprozess abhängig.

Der Anlaufprozess der eingesetzten Mühlen folgt dabei generell ähnlichen Abfolgen: Dem Einschalten der Förderwege, Sichter und Nebenaggregaten, gefolgt von der Inbetriebnahme der Mahleinheit. Die vollständige Leistung der Mühle wird nach fünf bis sechs Minuten erreicht. Der Mühlenprozess in Zementwerken könnte somit als Unterstützung der Sekundärreserve dienen, vorausgesetzt, ausreichende Reserven in den Silos ermöglichen spontanes Mahlen. Die Regelbarkeit der Lasten variiert jedoch stark standortabhängig. Die Regelbarkeit der Rohmühlen wird dabei als stark eingeschränkt bewertet, wenn sie technisch mit dem Zementofen verbunden sind. Dies resultiert aus der Nutzung heißer Zementofenabgase zur Trocknung des Rohmaterials. Eine Lastreduktion dieser Mühlen könnte zu höheren Kosten, geringerer Energieeffizienz und potenziell negativen Auswirkungen auf die Abgasreinigung führen. Die Zementmühlen gelten in solchen Fällen als besser steuerbar (Sauer et al. 2019).

Die Analyse der **Lagerkapazitäten** betont die Notwendigkeit ausreichender Materialmengen, um Produktions- und Versandprozesse als führende Zielgrößen kontinuierlich aufrechtzuerhalten. Ein Gleichgewicht zwischen eingespeister und abgenommener Menge der jeweiligen Prozesse ist entscheidend, insbesondere in Versandsilos mit unregelmäßi-

ger Abnahme. Zudem sollte während des normalen Produktionsprozesses genügend Lagerplatz vorhanden sein, um spontan auf einen Anstieg der eingespeisten Leistung reagieren zu können (Berger et al. 2010).



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

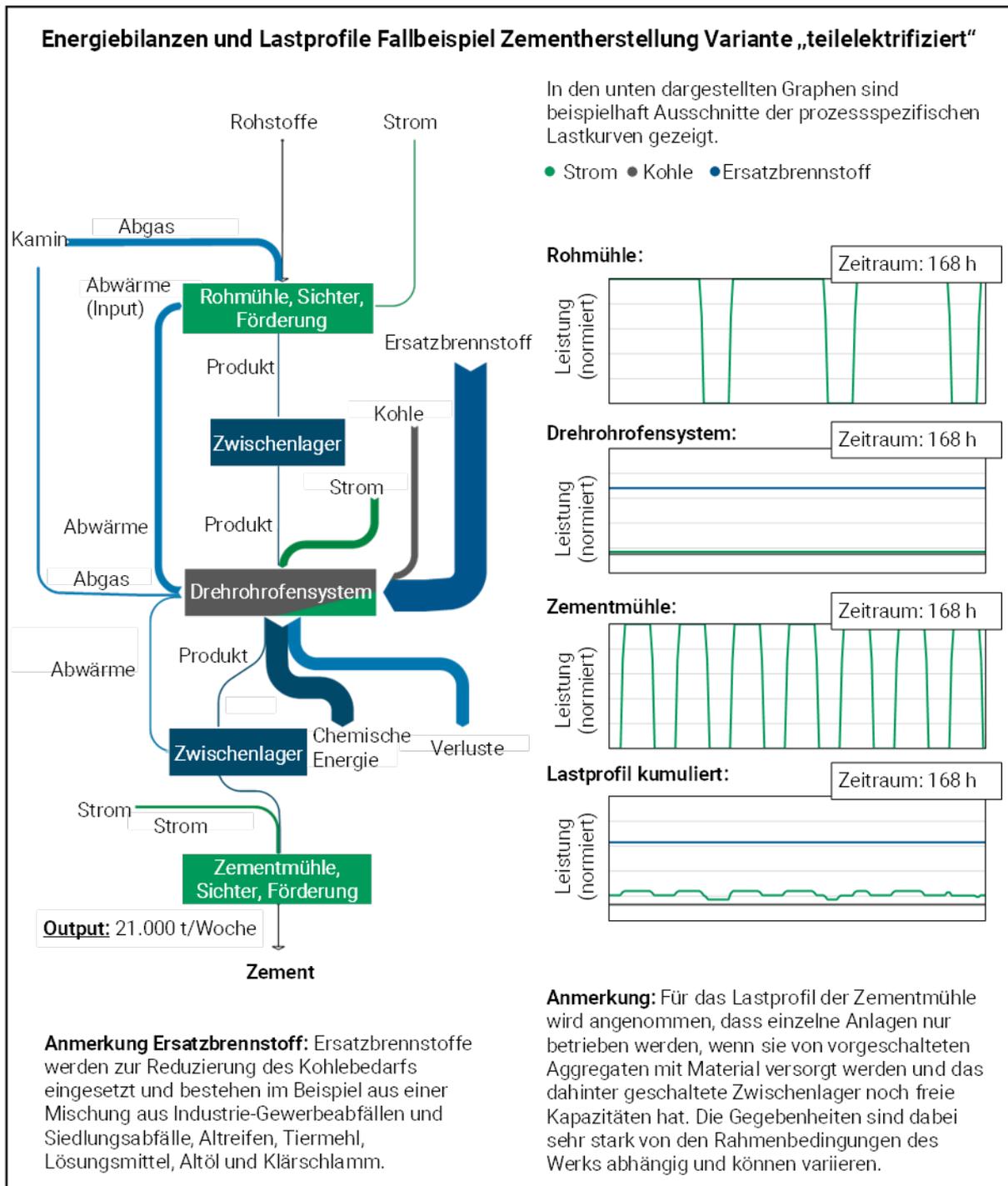
Abbildung 59: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „konventionell“ (S-0-Zem)

Außerdem wurde neben der Lastenreduktion und -verschiebung im Mühlenprozess eine weitere Schaffung von Flexibilitätspotentialen diskutiert, wie etwa eine Aufteilung der Zementmühlen in getrennte Aggregate für Klinker und Hüttensand. Dies erlaubt eine präzisere Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften verschiedener Zementbestandteile. Allerdings könnte flexible Zementmahlung zu einem Effizienzverlust führen, da Sortenwechsel und Produktionsunterbrechungen zunehmen würden. Der **durch Lastverschiebung flexible abrufbare Anteil** der elektrischen Energie im Jahresverlauf wird auf 1–7 % geschätzt, abhängig von standortspezifischen Faktoren und wirtschaftlichen Beschränkungen. Der maximale reduzierbare Kostenindex beträgt –7 %. Das Potential zur Lastflexibilisierung über mehrere Tage unter Berücksichtigung veränderter Silokapazität und Einführung einer getrennten Feinstmahlung ist jedoch nicht abschätzbar (Berger et al. 2010; Hübner et al. 2019).

Die **Variante der Elektrifizierung** (Abbildung 60) beinhaltet die Teilelektrifizierung des Drehrohrenprozesses. Hierbei wird davon ausgegangen, dass zukünftig ca. 15 % des thermischen Gesamtenergiebedarfs des Anlagenverbands durch redundante elektrische Widerstandsbeheizung im Kalzinator zur Verfügung gestellt wird und damit als hybrides System genutzt werden kann, sodass sich durch eine anteilige Elektrifizierung das Flexibilitätspotential entlang der Prozesskette weiter erhöht (Quelle: Expertinnen und Experten). Hierbei müssen jedoch Aufheizzeiten der Heizelemente bis zur benötigten Prozessstemperatur sowie eine allgemein gleichmäßige Temperaturführung des Prozesses beachtet werden, da andernfalls Qualitätseinbußen der Klinkerproduktion zu befürchten sind. Das zusätzliche Flexibilitätspotential der elektrischen Beheizung wird daher auf ca. 7 % geschätzt (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2023).

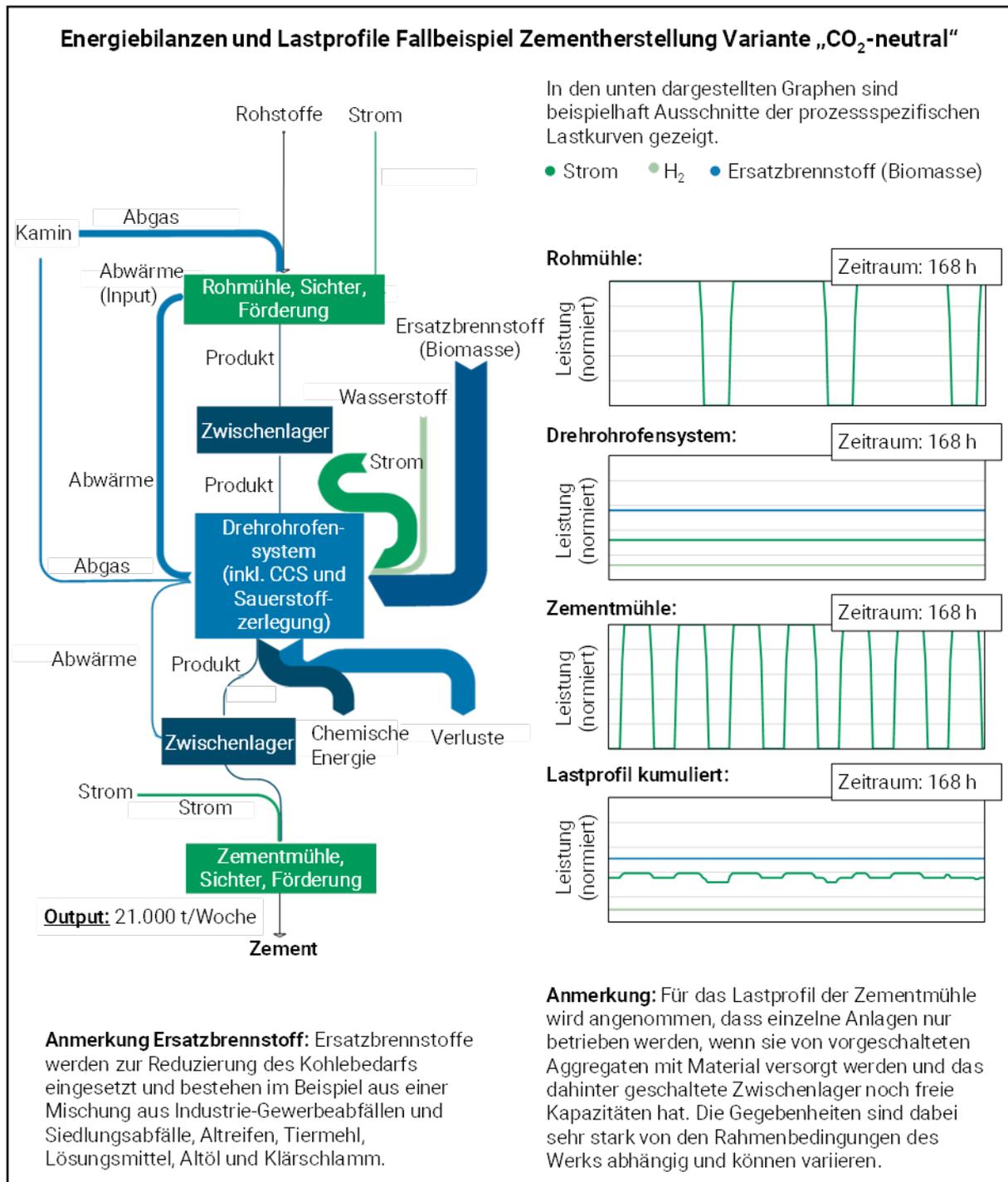
Als alternative Elektrifizierungstechnologie wäre ebenfalls der Einsatz von Plasmabrennern denkbar, da eine Installation in einem bestehenden Klinkerbrennprozess ohne größere Hürden realisierbar erscheint (Ruppert et al. 2020). Allerdings befindet sich diese Technologie zurzeit noch nicht im industriellen Einsatz und birgt, unter anderem durch die benötigte starke Kühlung der Plasmabrenner, noch nicht abschließend geklärte technische Herausforderungen. Diese Systeme können den Anteil der Elektrifizierung – und als hybrides System ausgelegt – auch den Anteil der Flexibilisierung in der Zementherstellung weiter erhöhen. Potenzielle Technologien und Erkenntnisse, wie etwa aus dem LEILAC 2 Projekt (<https://www.leilac.com>), wurden mitberücksichtigt (Calix Europe Ltd. 2024). Aufgrund des geringen Entwicklungsstandes liegen jedoch noch keine belastbaren Kennzahlen für eine abschließende Bewertung vor. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass eine vollständige Elektrifizierung der Anlagentechnik in der Zementherstellung mittelfristig nicht ohne erheblichen Forschungs- und Entwicklungsaufwand möglich ist.

Die **CO₂-neutrale Variante** (Abbildung 61) betrachtet den kombinierten Einsatz von **Wasserstoff und biogenen Ersatzbrennstoffen**, die zuvor betrachtete anteilige Elektrifizierung von 15 % sowie die Integration von Technik zur **CO₂-Abscheidung am Drehrohren** für eine vollständige Dekarbonisierung der Prozesskette inkl. prozessbedingter CO₂-Emissionen. Die Art der anschließenden Nutzung (CCU) oder Speicherung (CCS) ist nicht Teil des Fallbeispiels. Der Ersatzbrennstoff besteht aus einer Mischung aus verschiedenen Biomassen, Biokohlen, Klärschlamm und Tiermehl. Die CO₂-Emissionen werden mit entsprechender Anlagentechnik abgeschieden. Aufgrund der höheren Effizienz wird hier der Einsatz des Oxyfuel-Verfahrens betrachtet. Die CO₂-Abscheidungsraten bei der Nutzung des Oxyfuel-Verfahrens liegen je nach Abscheidungsanlage zwischen 85 % und 99 % (IEAGHG 2013; European Cement Research Academy, Ed. 2022).



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 60: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „elektrifiziert“ (S-El-Zem)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 61: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „CO₂-neutral“ (S-H₂-Zem-CCS)

Da der Sauerstoffbedarf für das beschriebene Referenzwerk zwischen 30 und 35 Tonnen pro Tag liegt, ist der Sauerstoffbezug aus logistischen Gründen nur über eine werksinterne Luftzerlegungsanlage sinnvoll umzusetzen (IEAGHG 2013; European Cement Research Academy, Ed. 2022). Durch den Betrieb einer werksinternen Luftzerlegungsan-

lage (ASU) sowie der CO₂-Abscheidungsanlage (CPU) erhöht sich der elektrische Energieeinsatz im betrachteten Klinkerbrennprozess. Bezogen auf das konventionelle Referenzbeispiel verdoppelt sich schätzungsweise der gesamte Stromeinsatz im Zementwerk (Verein Deutscher Zementwerke e.V. 2020; Hoenig et al. 2012).

Der thermische Energieverbrauch des Drehofens wird bei Nutzung des Oxyfuel-Verfahrens nicht beeinflusst (IEAGHG 2013; European Cement Research Academy, Ed. 2022). Insgesamt ergibt sich durch den Einsatz von Anlagentechnik zur CO₂-Abscheidung keine signifikante Erhöhung des Flexibilitätspotentials, da diese Anlagen auf den kontinuierlichen Betrieb des Drehrohrofens abgestimmt sind. Aufgrund des geringen TRLs und der zurzeit noch laufenden Untersuchungen an Demonstratoren konnten hierbei jedoch keine konkreten Prozessdaten sowie abschließende Vorhersagen abgeleitet werden. Die stetige technologische Entwicklung in den Bereichen CCS und CCU sowie der Elektrifizierung des Drehrohrofenprozesses machen eine zukünftige Neubewertung dieser Technologien in den nächsten Jahren notwendig (European Cement Research Academy, Ed. 2022).

Ein gewisses **Flexibilitätspotential** bietet zukünftig der **Wechsel zwischen unterschiedlichen Ersatzbrennstoffen und Wasserstoff**. Diese können im Rahmen der vorhandenen Lager- und Speicherkapazitäten flexibel beschafft und eingesetzt werden. Für eine indirekte Elektrifizierung der Prozesskette ist eine Wasserstoffelektrolyse am Standort notwendig. Dabei entstehen aufgrund der benötigten Mengen ähnliche Herausforderungen und Möglichkeiten wie im Fallbeispiel der Aluminium- bzw. Glasherstellung beschrieben (Abschnitt 6.1.3 bzw. 6.1.4), sodass sich die weiteren betriebswirtschaftlichen Betrachtungen (Abschnitt 6.2) insbesondere auf direkte Elektrifizierung und Nutzung von Wasserstoff und biogenen Ersatzbrennstoffen in Verbindung mit einer CO₂-Abscheidung beschränken.

6.1.6 Dampferzeugung in der Chemieindustrie

Die Energiebedarfsanalyse des Fallbeispiels zur Dampferzeugung in der Chemieindustrie basiert auf Daten eines repräsentativen Chemieparks. Im Fokus der Fallbeispiele stehen die vereinfachten Energiebilanzen der Prozessschritte sowie die Lastprofile und wie sich diese mit einer zunehmenden Elektrifizierung bzw. Umstellung auf CO₂-neutrale Energieträger verändern. Dabei bestimmen spezifische Prozesse des Chemieparks den Bedarf an Mittel- und Niederdruckdampf, welcher durch die Anlagen der Dampferzeugung bereitgestellt werden muss. Die Daten des Fallbeispiels umfassen stündliche Schwankungen und saisonale Anpassungen im Dampfbedarf. Diese wurden im Rahmen des TransTES-Chem-Projektes durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) gemeinsam mit der Currenta GmbH & Co. OHG erhoben und zur Verfügung gestellt (Bauer et al. 2022; Prenzel et al. 2023).

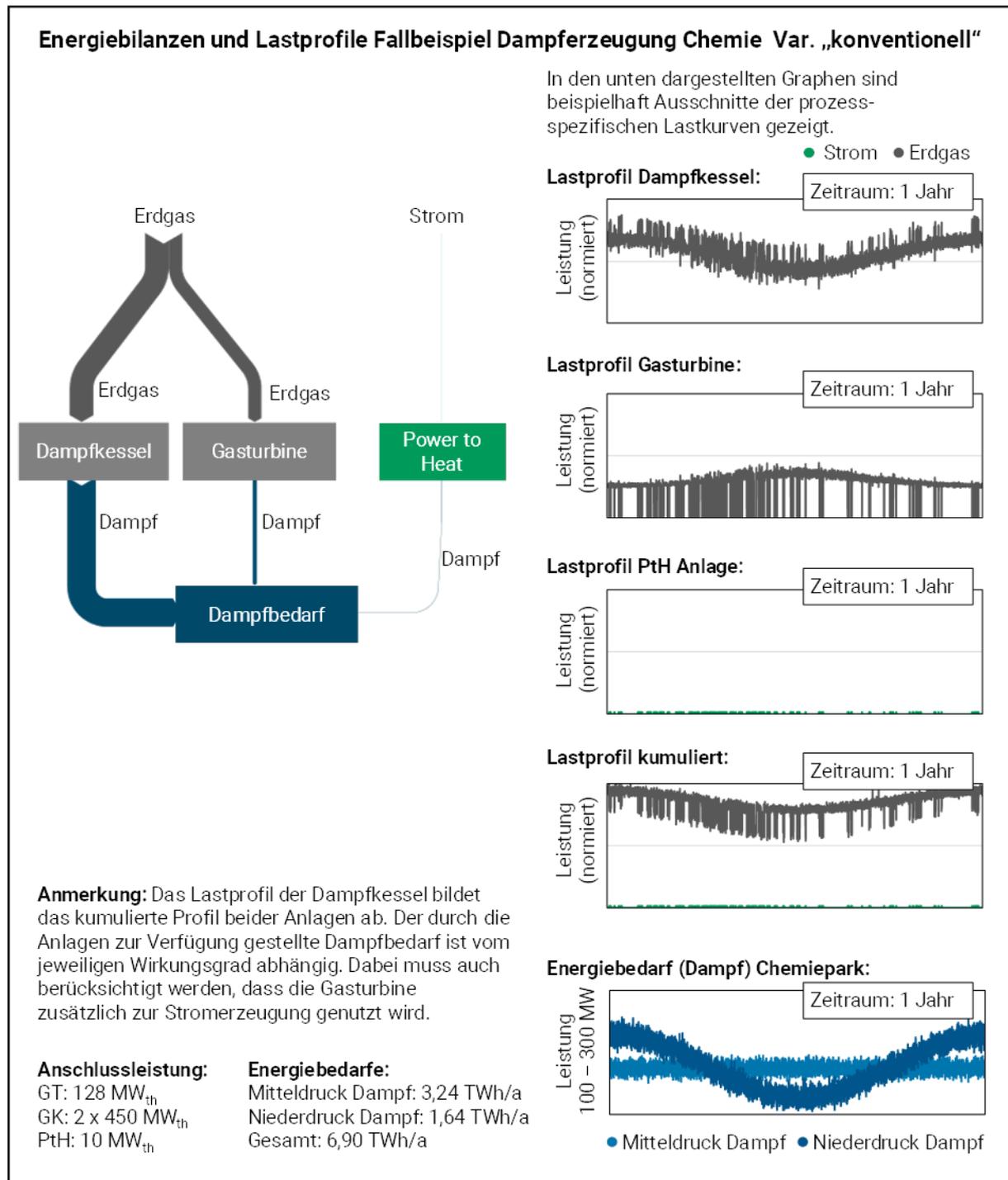
In der dargestellten **konventionellen Variante der Beheizung** (Abbildung 62) wird Erdgas zur Deckung des Dampfbedarfs verwendet, sowohl in **Gaskesseln** als auch in einer **Gasturbine** mit nachgeschalteten Dampferzeugern für Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckdampfdruckniveau. Der Eigenbedarf an elektrischer Leistung der genutzten Anlagen ist vernachlässigbar (unter 1 % des Gesamtbedarfs). Eine **PtH-Anlage** ist bereits im System vorhanden und wird zur Produktion von Mitteldruckdampf verwendet. Die Gasturbinen können gemeinsam mit bestehenden Dampfturbinen ebenfalls zur Stromerzeugung verwendet werden. Der bereitgestellte Hoch- und Mitteldruckdampf wird dabei überhitzt, um die Wirkungsgrade der Dampfturbinen zu verbessern. Hochdruckdampf dient der Flexibilität und Versorgung der **Hochdruckdampfturbine zur Stromerzeugung**. Die Stromerzeugung

gung erfolgt **preisgeführt**, wobei maximale Auslastungen bei hohen Strompreisen angestrebt werden. Diese Anlagen stellen die Erzeugerseite dar, werden im Rahmen des Fallbeispiels jedoch nicht weiter betrachtet. Veränderungen in den Energiepreisen, insbesondere das Strom-/Gaspreisverhältnis, beeinflussen die ökonomische Optimierung des Betriebs der vorhandenen Anlagen. Dies ist maßgeblich vom Verhältnis von Strom und Gas sowie der jeweiligen Gesamteffizienz der Anlagen abhängig. Limitierend sind dabei lediglich die Erzeugerleistungen der Aggregate sowie die Verfügbarkeit von Erdgas und Strom auf dem Energiemarkt.

In der **Variante Elektrifizierung** (Abbildung 63) wird die PtH-Anlage von 10 MW auf 500 MW ausgebaut. Hierdurch kann sie zu jeder Zeit den maximalen Dampfbedarf des Chemieparks decken. Betrachtete Alternativtechnologien, die für solche Leistungen infrage kommen, sind Elektrodenkessel sowie HT-Wärmepumpen. Das in dieser Abbildung dargestellte Fallbeispiel beinhaltet ebenfalls ein **thermisches Energiespeichersystem** (TES-System), bestehend aus Ladeeinheit, zwei Flüssigsalz-Speichern und einer Entladeeinheit. Die Ladeeinheit (500 MW thermische Leistung) erhitzt Salz mittels elektrischer Energie während des Ladevorgangs. Die Flüssigsalz-Speicher (3.000 MWh Kapazität) dienen der Speicherung der thermischen Energie. Beim Entladen wird heißes Salz für die Energiegewinnung genutzt und zurück in den kalten Speicher geführt. Der Speicher enthält eine Mischung aus Natrium- und Kaliumnitrat mit spezifischen Eigenschaften. Das TES-System kann dabei neben der PtH-Anlage zur Wasserdampferzeugung genutzt werden. Flüssigsalzspeicher wurden aufgrund von Marktdurchdringung, niedriger Investitionen und Technologiestand bevorzugt, wobei Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher aufgrund aktueller Standards in der technischen Prozessführung ausgeschlossen sind.

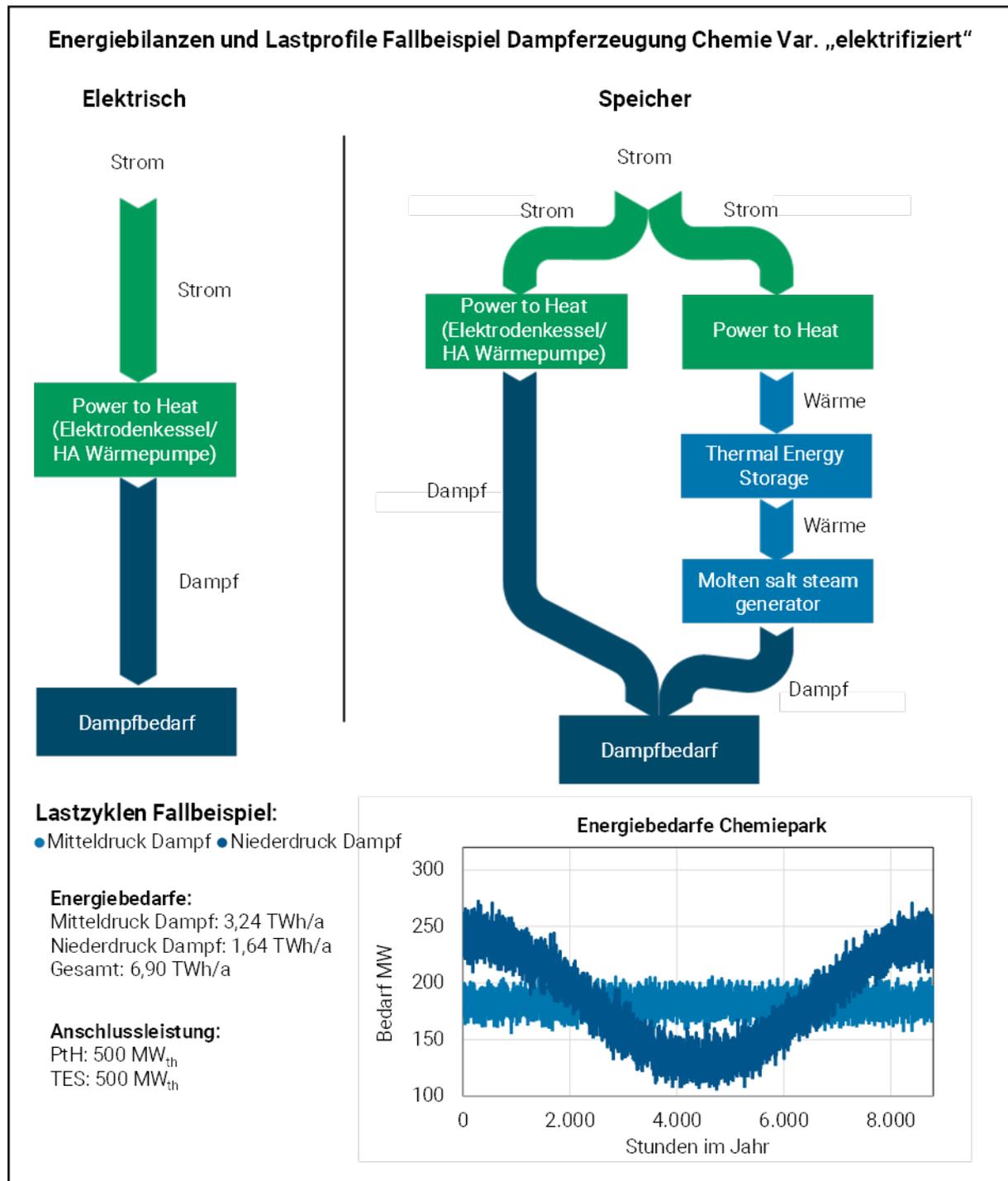
Eine besondere **technische Herausforderung** der dargestellten Szenarien ist die Auslegung des TES und der PtH-Anlage. Einspeiseleistung und 250 MW Ausspeicherleistung stellen anlagentechnisch keine Probleme dar, wie bereits in solarthermischen Kraftwerken praktiziert. Jedoch erfordert ein derartiger Speicher mit 13.000 m³ Volumen allein für das Wärmeträgermedium eine beträchtliche **Bau- und Nutzfläche**. Isolierung und weitere Anlagentechnik müssen zusätzlich berücksichtigt werden. Die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Erzeugerpark ist daher eine entscheidende Rahmenbedingung. PtH-Anlagen zur Dampferzeugung im Umfang von 500 MW sind derzeit noch eine Besonderheit. Die technische Auslegung und Planung einer solchen Anlage stellt eine erhebliche Herausforderung dar, insbesondere im Hochtemperaturbereich für die Erhitzung des flüssigen Salzes. Des Weiteren sind **netzseitige Beschränkungen** zu beachten. Der Einsatz der PtH-Einheit erfordert aufgrund der hohen Leistungen die Abstimmung von An- und Abfahrampen zwischen Übertragungsnetz- und Anlagenbetreiber, welche aber umgekehrt auch gezielt für netzdienliche Synergieeffekte genutzt werden können.

Für die **Variante „CO₂-neutral“** (Abbildung 64) wird der bestehende Anlagenpark aus der konventionellen Variante um die bereits untersuchte 500 MW PtH-Anlage erweitert. Dabei wird angenommen, dass die bestehenden Gas- und Dampfturbinen auch durch die Nutzung von Wasserstoff, der dem Chemiepark durch eine Pipeline-Infrastruktur zur Verfügung gestellt wird, betrieben werden können. Hierdurch kann zu jeder Zeit der maximale Dampfbedarf des Chemieparks flexibel gedeckt werden.



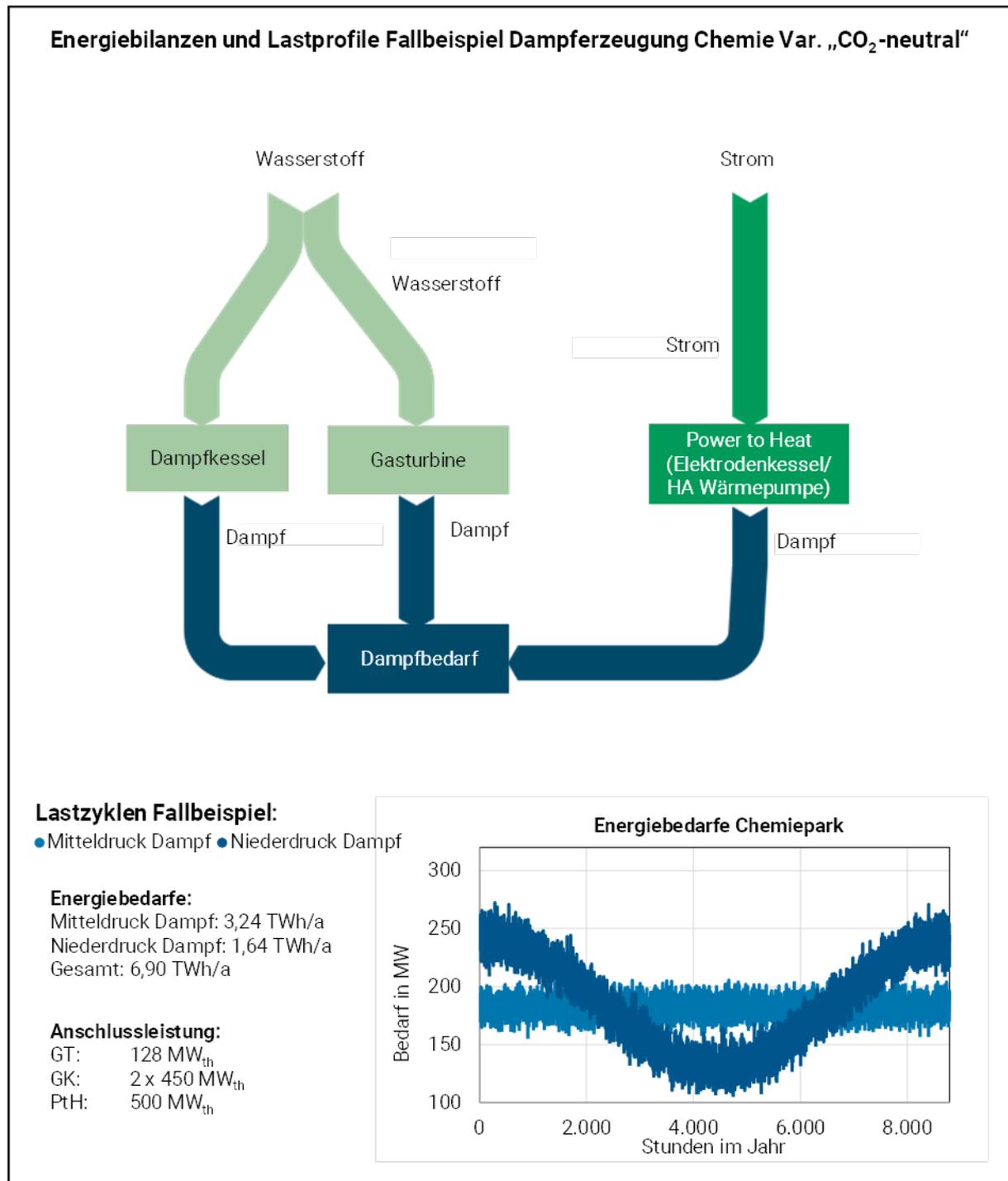
Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 62: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „konventionell“ (S-0-Chemie)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 63: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „elektrifiziert“ (S-El-Chemie)



Anmerkungen: Fallbeispiel basiert auf den Analysen der Prozessketten nach dem SdT und Literaturdaten (siehe Abschnitt 4).

Abbildung 64: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „CO₂-neutral“ (S-H₂-Chemie)

6.1.7 Zwischenfazit

Die **technischen Herausforderungen** für Industrieunternehmen in Bezug auf das **Potential von Industrieflexibilität** sind eng mit der **Umstellung auf Dekarbonisierungstechnologien verbunden**. In einigen branchenspezifischen Prozessketten ist die vollständige **Nutzung**

von elektrischer Energie für energieintensive Thermoprozesse bereits Stand der Technik, wie beispielsweise in der Aluminiumindustrie oder bei der Dampferzeugung im Chemie-sektor. Die elektrische Beheizung ist auch für einige Prozesse in der Stahlherstellung, wie der Wärmebehandlung technisch möglich. Dennoch kann eine vollständige Dekarbonisierung durch Elektrifizierung in nur zwei von fünf Fallbeispielen für die gesamte Prozesskette nach dem Stand der Technik erfolgen (Abbildung 65). Insbesondere in den Hochtemperaturanwendungen wie Stahl, Glas und Zement ist der Einsatz von Wasserstoff oder ggf. Biomasse notwendig.

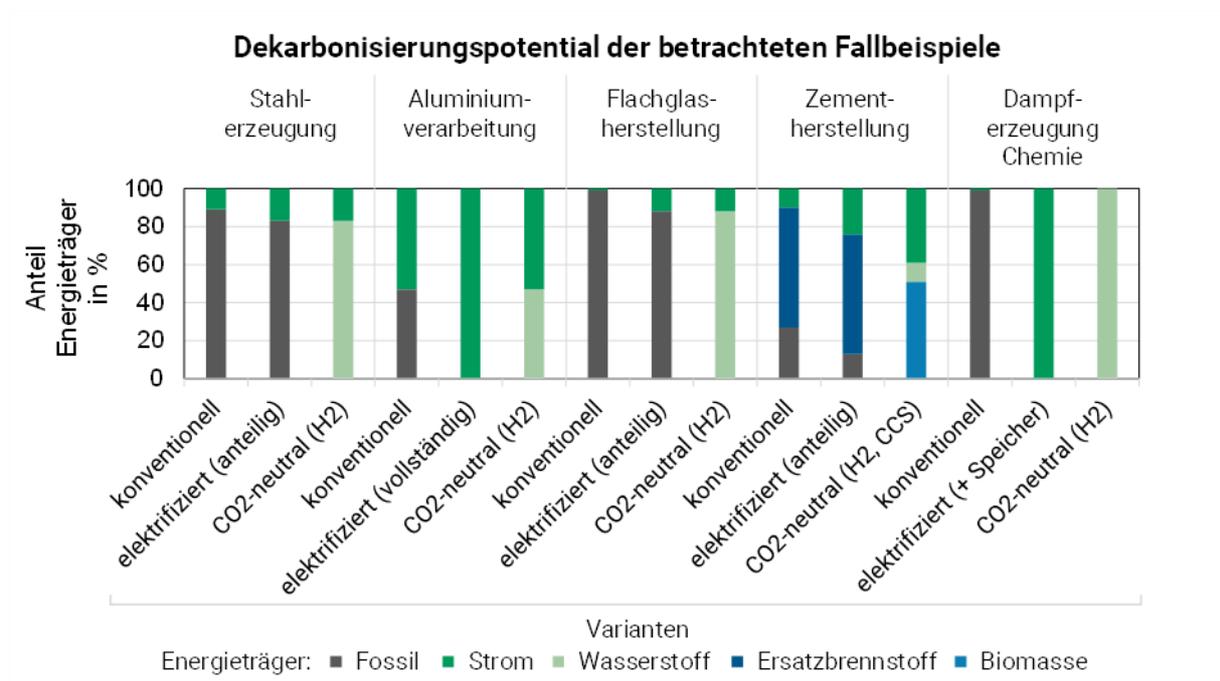


Abbildung 65: Anteil der Energieträger am Gesamtenergieeinsatz der Prozessketten in den Fallbeispielen

Die technischen Herausforderungen der fünf Fallbeispiele weisen insgesamt sehr unterschiedliche Charakteristika auf. Von besonderer Bedeutung für die Bereitstellung von Flexibilität sind dabei grundsätzlich die **Art und Abfolge der Prozessschritte** (kontinuierlich oder diskontinuierlich), **Materiallager** und **Speicherkapazitäten** zwischen den Prozessschritten sowie die gegenwärtig und perspektivisch zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzten **Energieträger** (Abbildung 66). Insgesamt ist **Flexibilität kein zentraler Bestandteil von Industrieprozessen**. Die Fallbeispiele zeigen ein geringes Potential zur Lastverschiebung, wobei insbesondere **hybride Anlagentechnik und Brennstoffwechsel Potential** haben, die Flexibilität in den Produktionsprozessen zukünftig zu erhöhen (Abbildung 67).

Das gegenwärtige **Flexibilitätspotential** für die betrachteten Anlagenparks und Prozessketten der Fallbeispiele wird vor allem durch Überkapazitäten definiert, d. h. durch Anlagen, welche nicht durchgehend betrieben werden. Diese können für eine **Lastverschiebung (Zeitraum und/oder Betrag)** genutzt werden. Überkapazitäten sind in den meisten industriellen Betrieben jedoch nicht oder nur geringfügig vorhanden, da sie erhebliche Mehrkosten verursachen bzw. einen wirtschaftlichen Nachteil darstellen. Eine jährliche Auslastung der Anlagen zu 100 % ist in der Praxis in der Regel nicht möglich, da Stillstände für Wartung und Instandhaltung eingeplant sind.

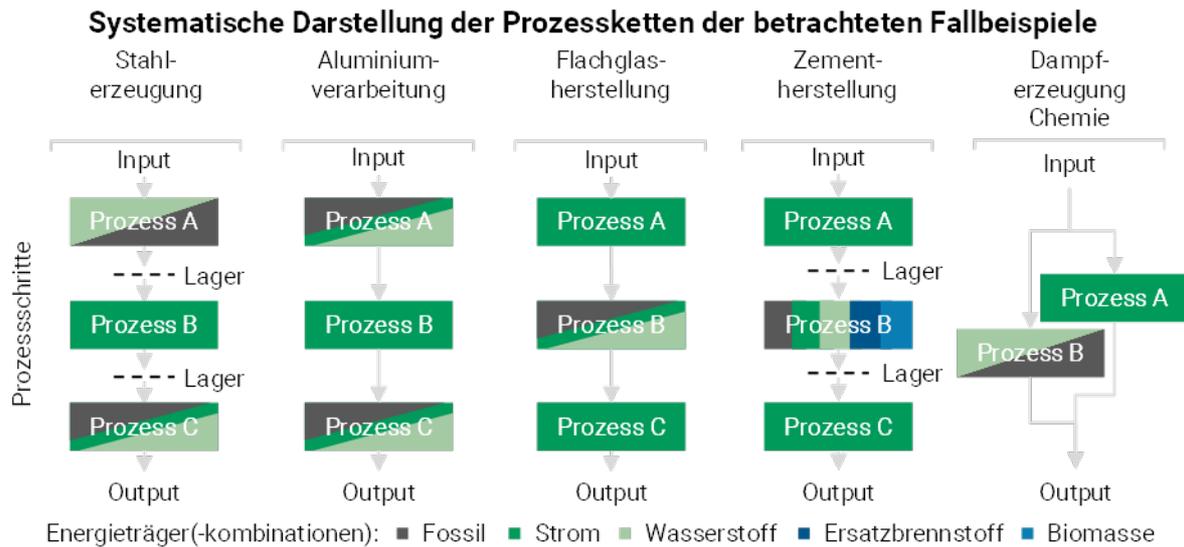
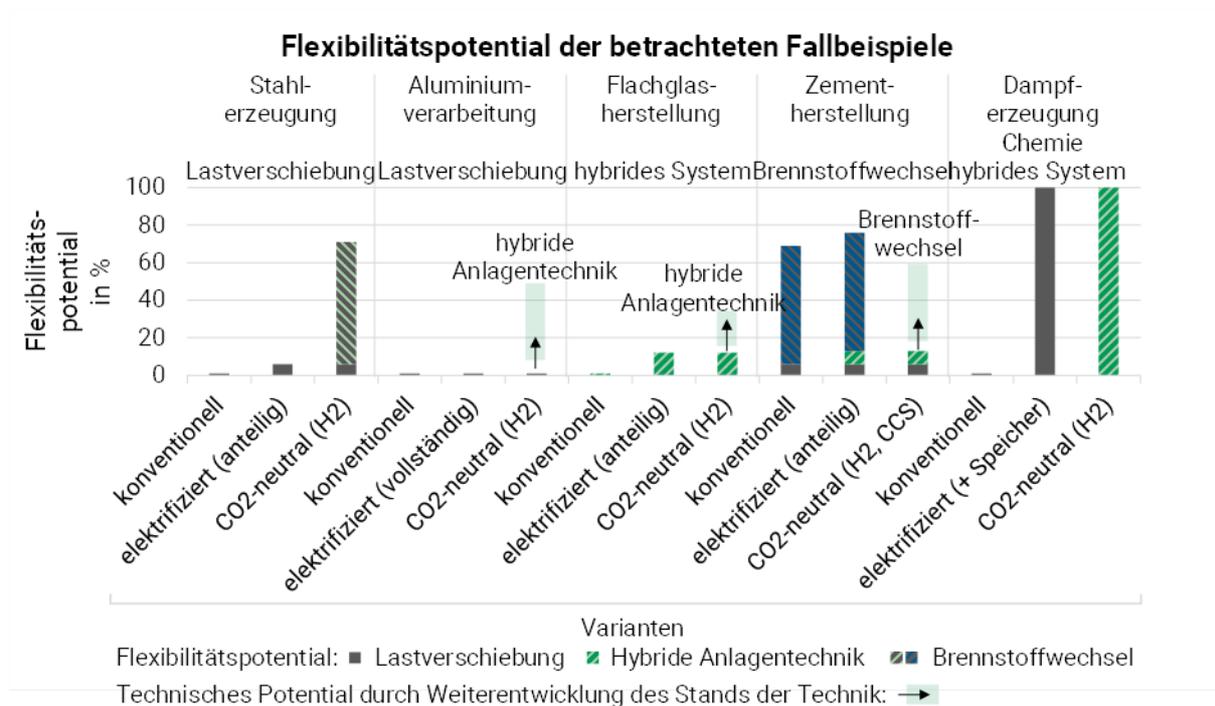


Abbildung 66: Systematische Darstellung der Prozessketten der Fallbeispiele (eigene Darstellung)



Anmerkung: Das Flexibilitätspotential stellt den Stand der Technik im Betrieb dar.

Abbildung 67: Flexibilitätspotential der Prozessketten für die Varianten der fünf betrachteten Fallbeispiele

Maßgeblich für die Bereitstellung von Flexibilität sind neben der gegenwärtigen und perspektivisch CO₂-neutralen Technologie zur Prozesswärmeerzeugung die prozessspezifischen Lastkurven. Für die betrachteten Prozesse, insbesondere die diskontinuierlichen Prozesse, müssen **produktspezifische Last- bzw. Temperaturkurven von mehreren Stunden** eingehalten werden, weshalb in diesem Zeitraum keine Lastflexibilisierung möglich ist. Diese spiegelt sich im **kumulierten Lastprofil** der eingesetzten Energieträger wider und ist von zentraler Bedeutung für die Ableitung von technischen Flexibilitätsoptionen (Abbildung 68 bis Abbildung 72).

Die **Flexibilisierung über kurzfristige Lastverschiebungen** (Lastreduktion/Abschalten von Anlagen im Betrieb oder Lasterhöhung/Einschalten von zusätzlichen Anlagen) **ist insgesamt begrenzt**. In der längerfristigen Produktionsplanung sind Fahrpläne meist an die derzeitige Auftragslage des Unternehmens gekoppelt, weshalb eine geplante Verschiebung von Lastprofilen nur sehr eingeschränkt möglich. Das Potential für ein kurzfristiges Reagieren auf den Energiemarkt (< 24 Stunden) ist daher nach dem Stand der Technik insgesamt gering. Bei ausschließlich gasbetriebenen Anlagen bietet ein **Brennstoffwechsel zwischen zwei Brenngasen** für viele mit Erdgas betriebene Prozesse Flexibilitätspotential, die sich nicht vollständig elektrifizieren lassen (**siehe Textbox „Fallbeispiel Stahlherstellung“**). Brenner, die einen Wechsel der Brenngase ermöglichen, sind vielfach bereits Stand der Technik; die Auswirkungen auf die Produktionsprozesse werden im Rahmen von Forschungs- und Entwicklungsprojekten gegenwärtig untersucht. Inwiefern sich daraus ein energetisches Flexibilitätspotential ergibt, hängt jedoch von der **Bezugs- bzw. Erzeugungsart des Wasserstoffs (Anlieferung oder Onsite-Elektrolyse)** sowie von **Speichermöglichkeiten** vor Ort ab. Für eine Anlieferung muss entsprechende Infrastruktur (bspw. redundante Leitungssysteme) geschaffen werden. Die Onsite-Erzeugungskapazitäten, welche notwendig wären, um ein Werk vollständig von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen, können vor allem bei energieintensiven Betrieben aufgrund von Platzmangel nicht auf dem Werksgelände aufgebaut werden. Zusätzlich unterliegen auch diese Projekte insbesondere in Verbindung mit einer Wasserstoffspeicherung strengen Genehmigungsvorschriften, welche je nach Größe ebenfalls einige Jahre in Anspruch nehmen können und damit vielfach ein organisatorisches Hemmnis darstellen.

Ein **wesentliches Hemmnis der vollständigen Elektrifizierung** energieintensiver Standorte sind **netzseitige Beschränkungen**, welche sich durch eine Erhöhung der elektrischen Anschlussleistung noch verstärken können (**siehe Textbox „Fallbeispiel Aluminiumverarbeitung“**). Die **elektrische Infrastruktur** ist aufgrund der vergleichsweise geringen Nutzung an vielen Standorten nicht ausreichend ausgebaut, damit eine vollständige Elektrifizierung der energieintensiven Prozessschritte umgesetzt werden kann. Eine Erweiterung der elektrischen Anschlussleistung im einstelligen MW-Bereich kann teilweise durchgeführt werden, wobei eine Leistungserweiterung oberhalb von 5 MW bereits nur noch in Einzelfällen erfolgen kann. Darüber hinaus sind Erweiterungen der elektrischen Infrastruktur einerseits mit hohen Kosten im teilweise siebenstelligen Bereich für den Anlagenbetreiber sowie mit langwierigen Genehmigungsverfahren verbunden. Darüber hinaus müssen vielfach Anpassungen im nachgelagerten Hochspannungsnetz vorgenommen werden. Der Einsatz einer PtH-Einheit müsste wahrscheinlich mit An- und Abfahrrampen reguliert werden, wobei eine enge Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber potenziell netzdienliche Synergieeffekte schaffen kann. Der Austausch zwischen Anlagenbetreiber und dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ist daher sowohl in der Vorbereitungs- als auch in der Umsetzungsphase der energetischen Flexibilität notwendig und bedarf individueller Lösungen.

Hybride Anlagentechnik, die etwa die Umstellung von **Erdgas zu Strom bzw. langfristig Wasserstoff zu Strom** ermöglicht, ist gerade bei kontinuierlich produzierenden Anlagen eine gute Flexibilitätsoption, sofern sie prozesstechnisch umsetzbar ist. Für die Dampferzeugung gehören diese Systeme bereits zum Stand der Technik. In der Glasherstellung (**siehe Textbox „Fallbeispiel Flachglasherstellung“**) sind nach aktuellem Stand der Technik bereits häufig elektrische Zusatzheizungen in den Schmelzwannen im Einsatz. Der elektrische Energieeinsatz dieser elektrischen Zusatzheizungen bewegt sich jedoch lediglich im Bereich von ca. 10 % der Gesamtleistung. Es ist zu beachten, dass eine flexible Lastregelung Einfluss auf die Produkteigenschaften sowie auf die Anlagentechnik (bspw. auf die Lebensdauer der Ausmauerung) haben kann.

Fallbeispiel Stahlherstellung

Die Herstellung von Stahl ist durch energieintensive kontinuierliche (Direktreduktion, Brammenerwärmung), aber auch diskontinuierliche Prozessschritte (Lichtbogenofen, Glühöfen) charakterisiert und nicht vollständig elektrifizierbar. Die Lastprofile (Abbildung 68) der Energieträger sind durch ein konstantes Niveau gekennzeichnet, wobei Ausschläge durch die kontinuierlich betriebenen Prozesse zustande kommen. Hier existiert aufgrund von Zwischenlagern und unterschiedlichen Produktionskapazitäten der Prozessschritte ein geringes Potential zur Lastverschiebung insbesondere der elektrifizierten Prozessschritte. Eine Erweiterung des Flexibilitätspotentials kann aber durch eine indirekte Elektrifizierung (Onsite-Elektrolyse von Wasserstoff und Speicher) oder einen Brennstoffwechsel erfolgen und ist durch Elektrolyse- und Speicherkapazitäten begrenzt. Darüber hinaus besteht Potential, Erdgas in der Direktreduktion oder in den gasbeheizten Prozessen durch Wasserstoff zu ersetzen und diese Prozesse zur Flexibilität zu nutzen.

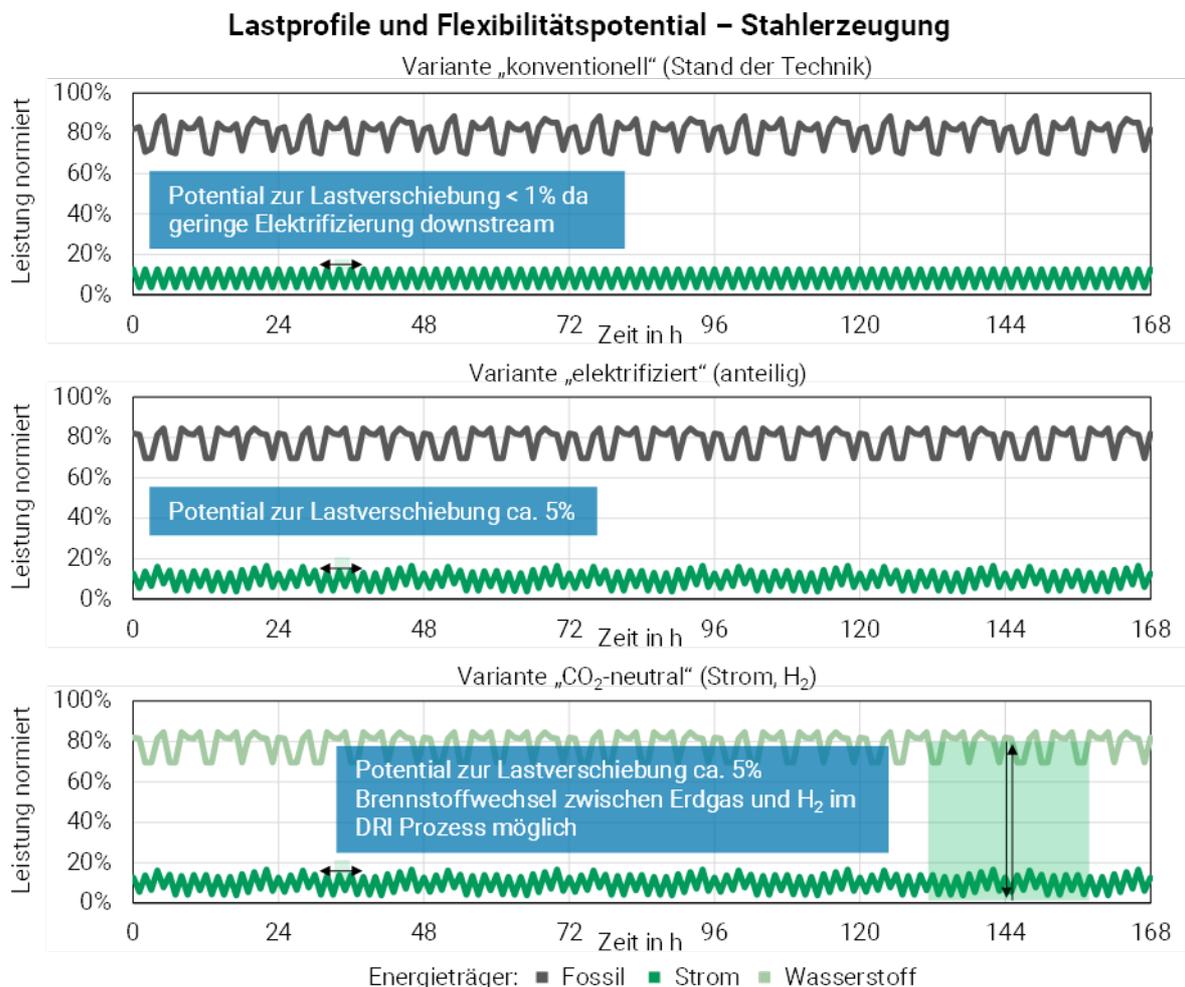


Abbildung 68: Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Stahlerzeugung (exemplarisch)

Fallbeispiel Aluminiumverarbeitung

Die Verarbeitung von Aluminium ist durch eine kontinuierliche, hoch optimierte Prozesskette gekennzeichnet, die viele unterschiedliche Prozessschritte kombiniert. Einige Anlagen werden nach dem Stand der Technik fossil beheizt (Erwärmungs-, Glüh- oder Auslagerungsöfen), wobei auch eine Vielzahl elektrische Anlagen eingesetzt wird. Durch die Überlagerung unterschiedlicher Lastprofile entsteht ein fluktuierendes Profil (Abbildung 69). Es existiert in der Regel kein Potential zur Lastverschiebung durch entkoppelte Prozesse und Materiallager. Zwar lässt sich der Anlagenpark vollständig elektrifizieren, dies führt jedoch zu einer weiteren Erhöhung der Spitzenlast. Das Flexibilitätspotential kann nur durch eine Anpassung der Produktionsplanung oder die Entwicklung und Einbindung hybrider Systeme zielgerichtet erweitert werden, ohne signifikant den Produktionsablauf zu beeinflussen. Die Herausforderung liegt dabei darin, die Leistungspeaks zielgerichtet zu verschieben, wobei ein kontinuierlicher Gesamtenergiebedarf vorhanden bleibt.

Lastprofile und Flexibilitätspotential – Aluminiumverarbeitung

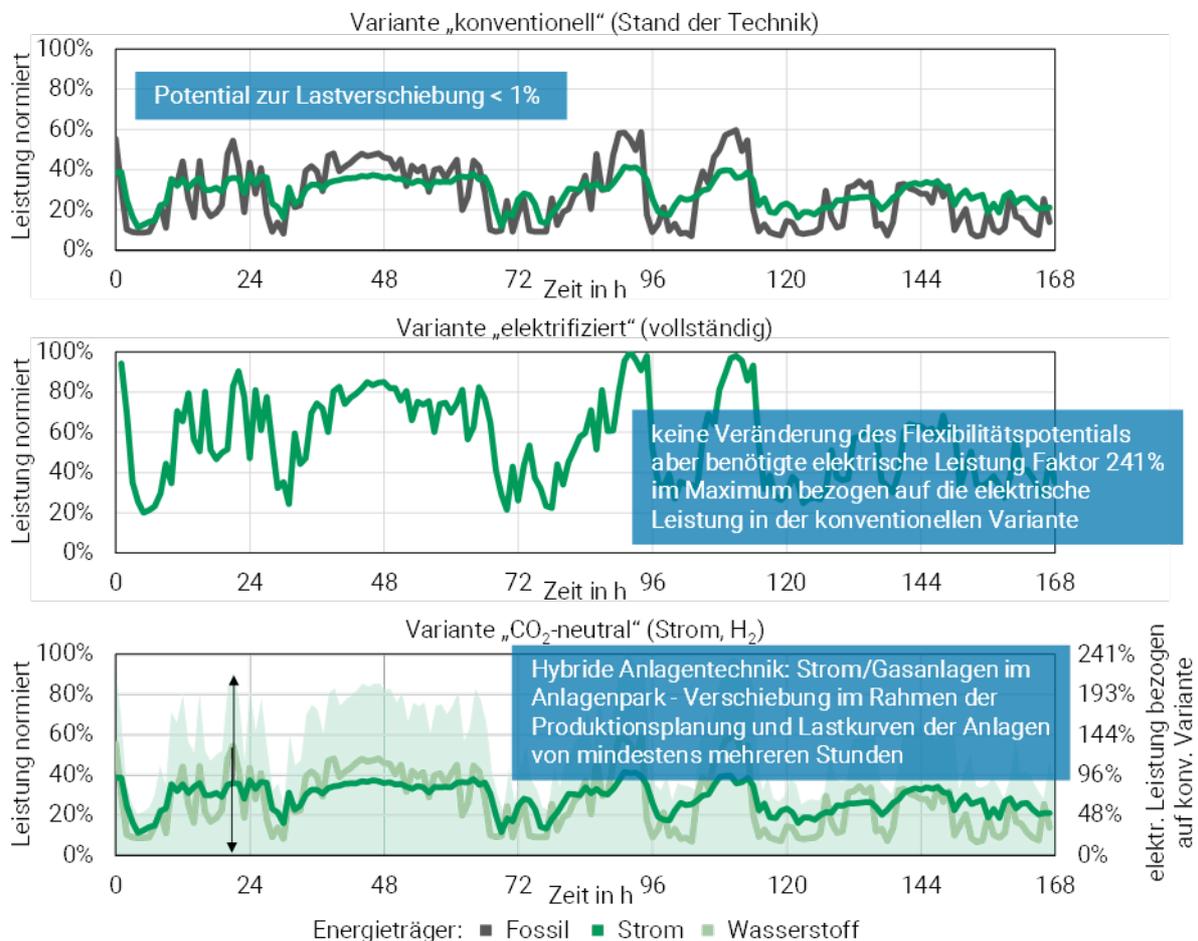


Abbildung 69: Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Aluminiumverarbeitung (exemplarisch)

Fallbeispiel Flachglasherstellung

Die Herstellung von Flachglas ist durch einen zentralen energieintensiven kontinuierlichen Prozessschritt charakterisiert, der sich nicht vollständig elektrifizieren lässt. Charakteristisch ist ein konstantes Lastprofil ohne größere Schwankungen (Abbildung 70). Hier existiert in der Regel kein Potential zur Lastverschiebung durch entkoppelte Prozesse und Lager. Es werden jedoch vereinzelt bereits hybride Systeme zur Prozesswärmeerzeugung wie elektrische Zusatzheizungen eingesetzt, die eine geringe Flexibilität ermöglichen, ohne den Produktionsablauf zu beeinflussen. Dieses Potential kann weiter erhöht werden. Die Systeme befinden sich gegenwärtig jedoch noch in der Entwicklung.

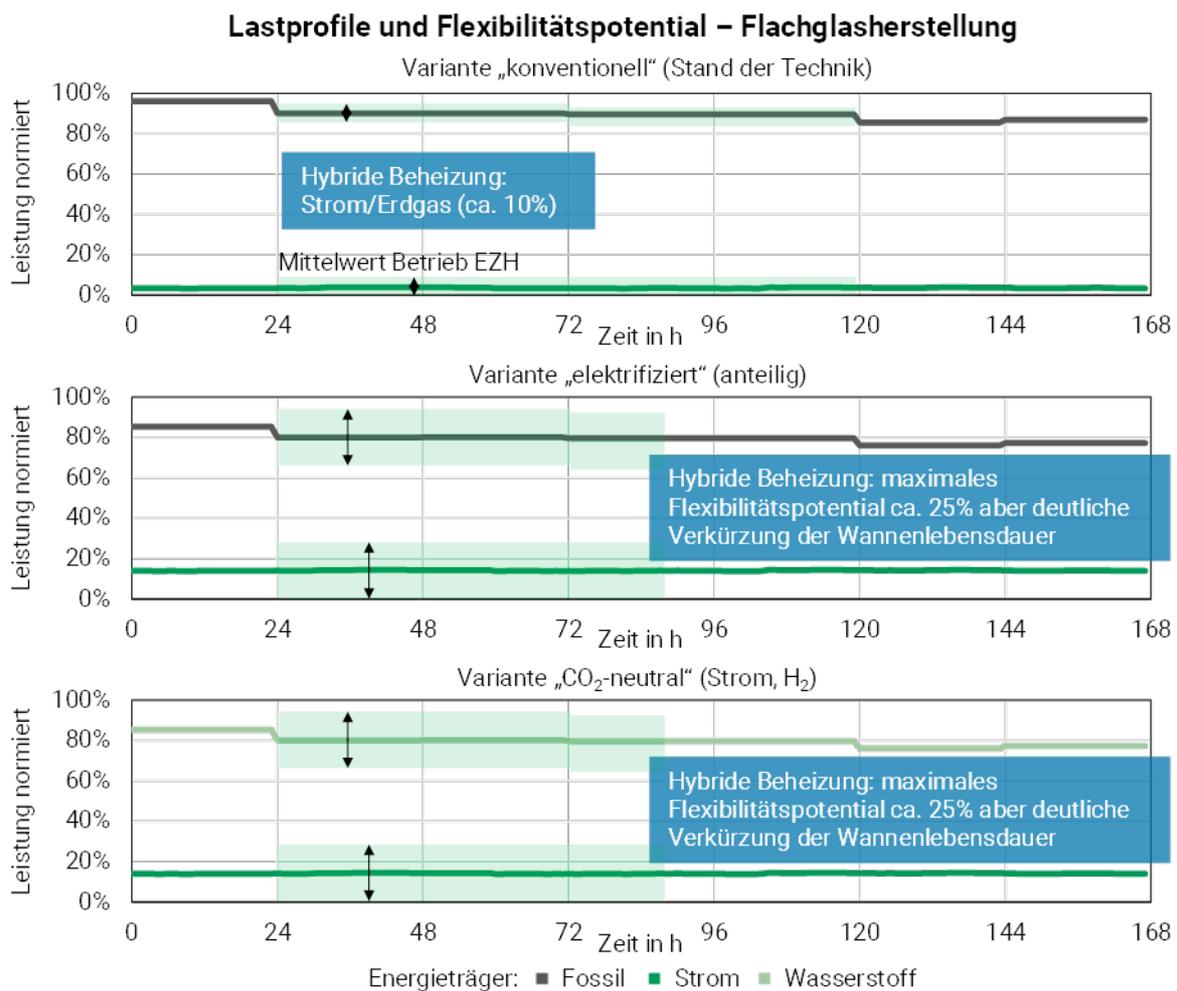


Abbildung 70: Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Flachglasherstellung (exemplarisch)

In der Zementherstellung bietet ebenfalls ein **Brennstoffwechsel zwischen den Energieträgern Kohle, Ersatzbrennstoff, Erdgas und perspektivisch Biomasse und Wasserstoff** Flexibilitätspotential (siehe Textbox „Fallbeispiel Zementherstellung“). Hier liegen die Herausforderungen insbesondere in der Prozessführung und Produktqualität. Darüber hinaus sind aufgrund von prozessbedingten Emissionen **CO₂-Abscheidungstechnologien** zur Speicherung oder Weiternutzung (CCS, CCU) in der Zementbranche von Bedeutung.

Im Rahmen der Studie wurde bei konventionellem Betrieb aufgrund der höheren Effizienz die CO₂-Abscheidung unter Nutzung des Oxyfuel-Verfahrens betrachtet. Der restliche thermische Gesamtenergiebedarf wird dabei durch die Verwendung von Wasserstoff und Biomasse bereitgestellt. Die prozesstechnischen Emissionen werden durch die Nutzung einer CCS-Anlage abgeschieden. Hierbei sind weitere technische Rahmenbedingungen zu beachten, wie etwa der hohe Bedarf an Sauerstoff, der nur über eine werksinterne Luftzerlegungsanlage wirtschaftlich bereitzustellen ist. Durch den Betrieb einer solchen Anlage sowie der CO₂-Abscheidungsanlage erhöht sich der elektrische Energieeinsatz im betrachteten Klinkerbrennprozess, was im Kontext des Gesamtenergiebedarfs zu beachten ist.

Eine **besonders großes technisches Flexibilitätspotential besitzt die Dampferzeugung (siehe Textbox „Fallbeispiel Dampferzeugung in der Chemieindustrie“)**. Hier ist ein hohes Potential für Flexibilität gegeben, da die Dampferzeugung **nicht direkt an spezifische Produktionsprozesse gekoppelt** ist. Im betrachteten Fallbeispiel der Dampferzeugung in der Chemiebranche beeinflussen die Veränderungen bei den Energiepreisen, insbesondere das Strom-/Gaspreisverhältnis, die Fahrweise der vorhandenen Anlagen. Limitierend sind dabei die Erzeugerleistungen der Aggregate sowie die preiswerte Verfügbarkeit von Erdgas bzw. Wasserstoff und Strom auf dem Energiemarkt. Eine besondere technische Herausforderung der dargestellten Szenarien ist die Auslegung des thermischen Speichers und der PtH-Anlage. Ein Anlagenverbund in der betrachteten Größenordnung ist technisch umsetzbar, wurde aufgrund hoher Investitionen in dieser Form jedoch noch nicht realisiert. Zusätzlich dazu ist die Verfügbarkeit geeigneter Flächen im Erzeugerpark eine entscheidende Rahmenbedingung.

Darüber hinaus bietet die **Zwischenspeicherung von elektrischer Energie oder Wärme (Batterie- oder Wärmespeicher)** an der Anlage theoretisch eine umsetzbare technische Flexibilisierungsmöglichkeit für unterschiedliche Anwendungen, welche sich gegenwärtig jedoch noch in der Entwicklung befinden. Eine detaillierte Bewertung erfolgte im Rahmen der Studie nicht. Voraussetzungen für Speicher sind aber vor allem ausreichender Platz für die notwendigen Speicherkapazitäten. Gerade bei sehr energieintensiven Anlagen sind aktuell keine ausreichend großen Energiespeicher für elektrische Energie verfügbar, um ein nennenswertes Flexibilitätspotential zu schaffen. Bei kleineren Anlagen ist die Entscheidung im Einzelfall von der Wirtschaftlichkeit abhängig.

Insgesamt ist die Bereitstellung von Flexibilität mit einer Vielzahl von **Herausforderungen** verbunden, denen aber auch potenzielle **Lösungsansätze** gegenüberstehen (Tabelle 14). Eine Erhöhung des Flexibilitätspotentials ist möglich, jedoch besteht dazu weiterer **Forschungs- und Entwicklungsbedarf**, um technische Hindernisse zu überwinden (Tabelle 14: Herausforderungen und potenzielle Lösungsansätze für den Einsatz flexibler Industrieprozesse). Darüber hinaus müssen **wettbewerbsfähige wirtschaftliche Rahmenbedingungen** bestehen damit diese Technologien eingesetzt werden und ihr Potential entfalten können.

Fallbeispiel Zementherstellung

Die Herstellung von Zement ist durch energieintensive kontinuierliche (Brennprozess), aber auch diskontinuierliche Prozessschritte (Mühlen) charakterisiert und nicht vollständig elektrifizierbar. Die Lastprofile der Energieträger sind durch ein konstantes Niveau gekennzeichnet, wobei insbesondere die elektrisch betriebenen Mühlen Ausschläge im Profil verursachen (Abbildung 71). Hier existiert aufgrund von Zwischenlagern und unterschiedlichen Produktionskapazitäten der Prozessschritte ein geringes Potential zur Lastverschiebung. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, unterschiedliche Brennstoffe (Kohle, Ersatzbrennstoffe, Biomasse, Wasserstoff) auszutauschen, wobei hierbei insbesondere die Produktqualität und Prozessführung eine Herausforderung darstellen und für eine Erweiterung des Potentials zusätzliche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten notwendig sind.

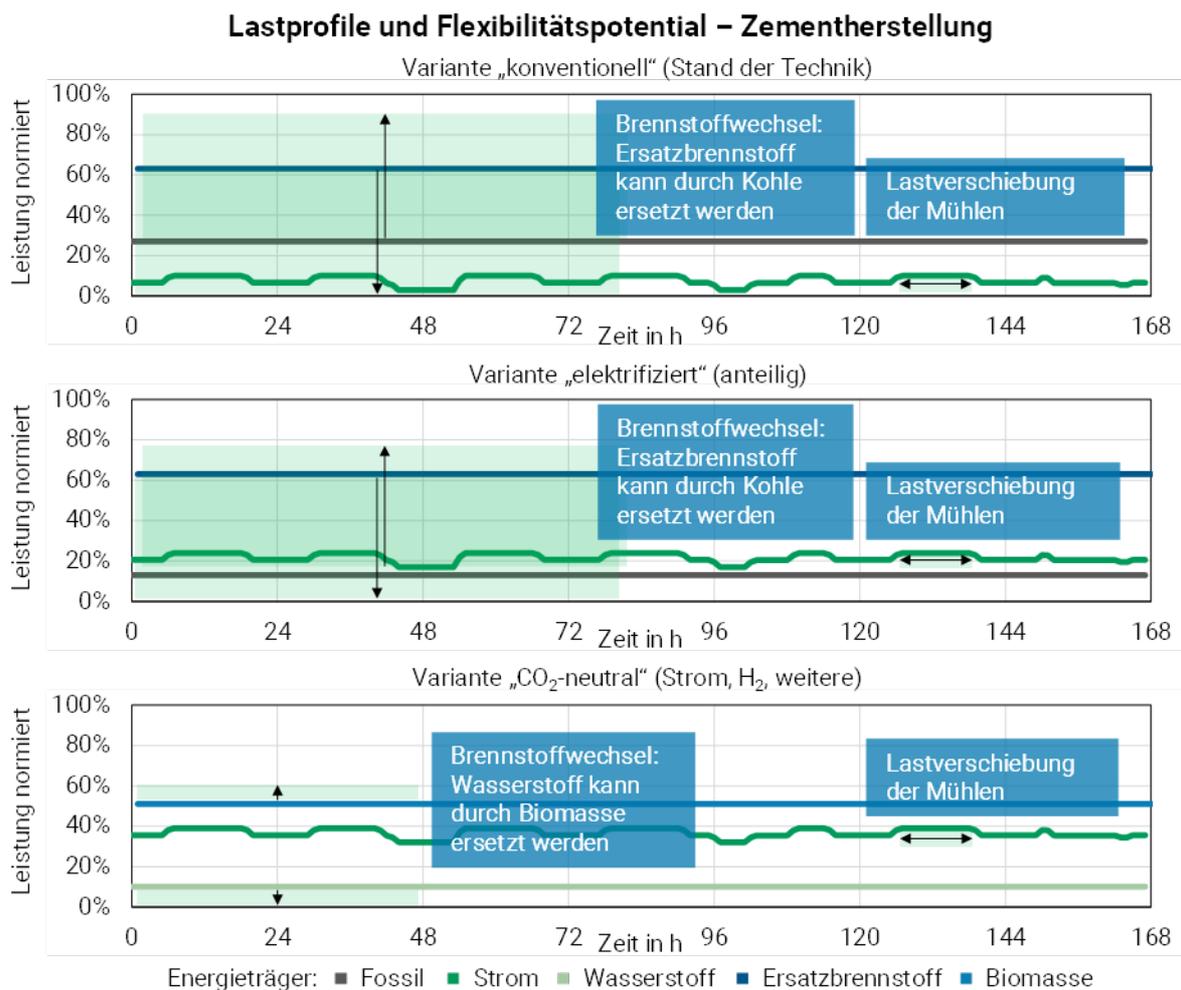


Abbildung 71: Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Zementherstellung (exemplarisch)

Fallbeispiel Dampferzeugung in der Chemieindustrie

Die Dampferzeugung ist durch einen Anlagenpark aus unterschiedlichen Systemen (u. a. Dampfkessel, Gasturbine, Dampfspeicher) charakterisiert, die eine kontinuierliche Dampfbereitstellung ermöglichen, welche in der Regel mit einer Stromversorgung des Chemieparks verbunden ist. Diese Systeme werden nach dem Stand der Technik aufgrund der Wirtschaftlichkeit vielfach mit Erdgas betrieben, jedoch existieren Möglichkeiten für eine vollständig flexible Versorgung durch unterschiedliche Energieträger mithilfe des Einsatzes von PtH-Systemen (bspw. Wärmepumpe, Elektrodenkessel), aber auch zukünftig von Wasserstoff als Energieträger. Der Energiebedarf (Abbildung 72) ist produktionsbedingten Schwankungen unterworfen, kann aber auch aufgrund von Speicherkapazitäten relativ konstant eingestellt werden. Der Einsatz der Energieträger richtet sich nach der wirtschaftlichen Verfügbarkeit, sodass in der Vergangenheit überwiegend Erdgas als Energieträger eingesetzt wurde.

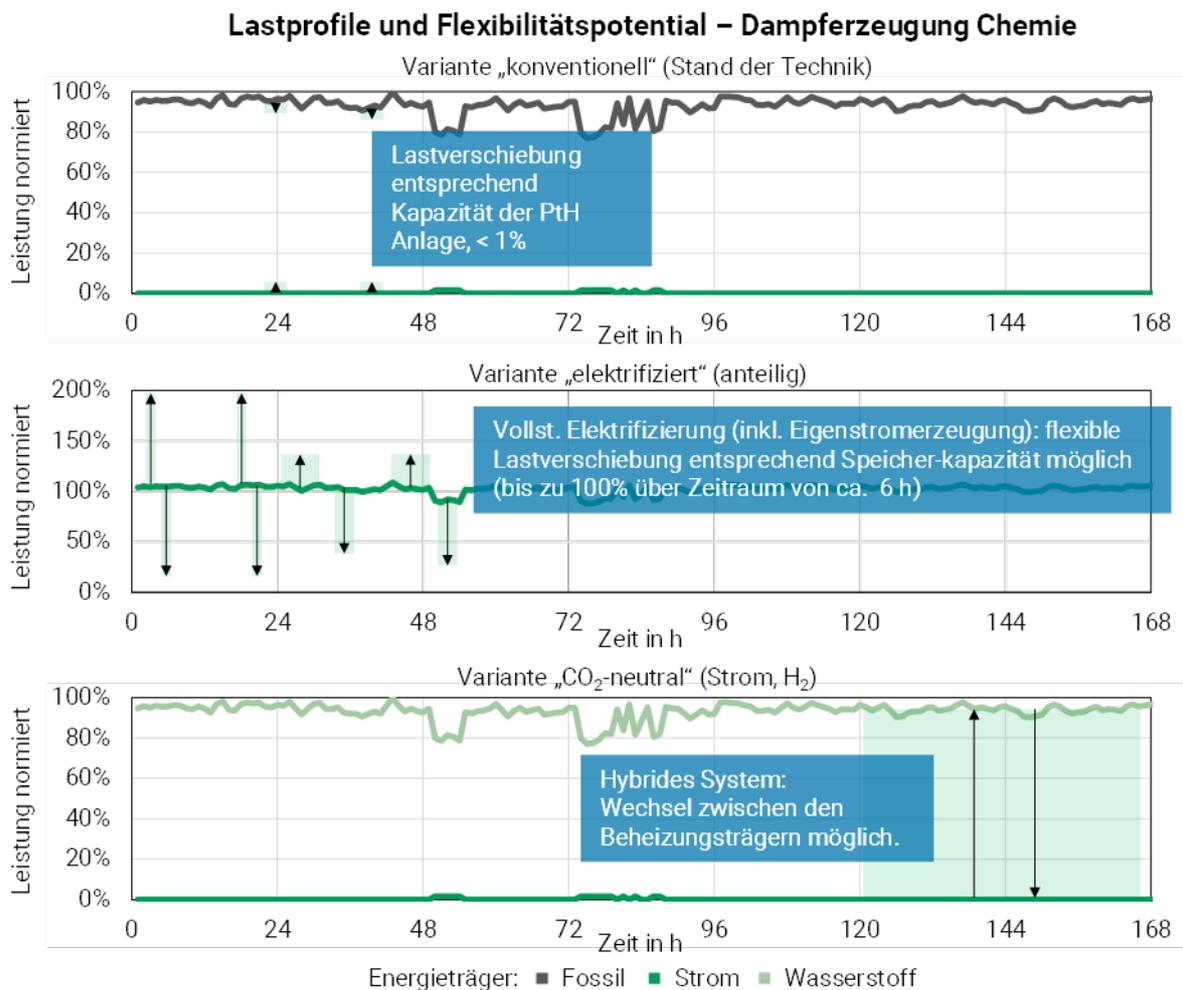


Abbildung 72: Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Dampferzeugung (exemplarisch)

Herausforderungen der Flexibilisierung	Potenzieller Lösungsansatz
Der Anlagenpark in Deutschland ist überwiegend fossil beheizt und nicht elektrifiziert , was den direkten (flexiblen) Einsatz elektrischer Energie nicht möglich macht	Direkte Elektrifizierung von Anlagentechnik und indirekte Elektrifizierung durch den Einsatz von Wasserstoff aus (Onsite-)Elektrolyse erhöhen
Nicht alle Prozesse und Anlagen lassen sich nach dem Stand der Technik elektrifizieren , insbesondere Prozesse mit hohen Temperaturen und hoher Produktivität (bspw. Prozesse in der Zementherstellung oder der Stahlindustrie). Für eine vollständige Dekarbonisierung der Prozesse sind weitere Energieträger notwendig (bspw. Wasserstoff). Dies beeinflusst auch das zukünftige Flexibilitätspotential	Einsatz von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder anderer Energieträger als Substitut der verwendeten fossilen Energieträger (Weiter-)Entwicklung elektrischer Beheizungstechnologie zur Erweiterung der Anwendungsfelder (bspw. neue Werkstoffe für Heizelemente, Erprobung neuer Technologien)
Prozessketten in der energieintensiven Industrie sind nicht auf eine energieflexible Fahrweise ausgelegt Keine oder nur geringe Überkapazitäten für diskontinuierliche Prozesse vorhanden Keine hybride Anlagentechnik für kontinuierliche Prozesse vorhanden	Prozessketten sind auf eine flexible Fahrweise auszulegen. Notwendig dazu ist: <ul style="list-style-type: none"> • Überkapazitäten schaffen bzw. hybride Anlagentechnik einsetzen (welche nicht oder nur bedingt vorhanden ist) • Anlagen und Prozesse in ein Energiemanagementsystem einbinden, das die flexible Fahrweise ermöglicht und Kosten optimiert Alternativ können Speicher die Flexibilität erhöhen und die Notwendigkeit von Überkapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung verringern
Speicher (bspw. Wärme, Wasserstoff) können Flexibilität bereitstellen , stehen aber nicht für alle Anwendungen zur Verfügung und erhöhen den Energiebedarf entlang der Prozesskette . Zudem sind die Erzeugungskapazitäten und Anschlussleistungen für viele Prozesse nicht ausreichend	Erweiterung der Einsatzgrenzen von Speichern (u. a. Kapazität, Medium, Temperatur) sowie deren Energieeffizienz
Flexibilität durch Überkapazitäten und hybride Anlagentechnik oder Speicher erfordern einen Ausbau der Energieinfrastruktur der Werke (u. a. elektrischer Netzanschluss, Gasversorgung) sowie einen erhöhten Platzbedarf für Anlagentechnik und ggf. Onsite-Elektrolyseure und Speicher	Kompakte und angepasste Bauformen für Zusatzaggregate wie Onsite-Elektrolyse und Speicher Berücksichtigung von Flexibilität in langfristigen Planungsszenarien . Gezielte Zusammenarbeit mit Stakeholdern (u. a. Netzbetreiber, Versorger)

Tabelle 14: Herausforderungen und potenzielle Lösungsansätze für den Einsatz flexibler Industrieprozesse

Potenzielles Lösungsbeispiel zur Erhöhung von Flexibilität	Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Hindernisse
Abschalten von Anlagen: bspw. bei elektrischen, diskontinuierlich betriebenen Anlagen (u. a. Elektrolichtbogenofen, Schmiedeofen)	Anlagen, die diskontinuierlich betrieben werden, können unter Berücksichtigung der Prozesszeiten abgeschaltet werden. Zur Bereitstellung von Energieflexibilität müssen diese Anlagen in Energiemanagementsysteme eingebunden werden	Auch diskontinuierliche Anlagen sind auf einen optimalen Einsatz entlang der Prozesskette abgestimmt und bedienen zum Teil kontinuierliche Prozesse (bspw. Strangguss). Das Potential für Abschaltvorgänge ist gering und kann nur durch signifikante Überkapazitäten erweitert werden. Zudem ist ggf. Produktionsausfall zu beachten

Potenzielles Lösungsbeispiel zur Erhöhung von Flexibilität	Forschungs- und Entwicklungsbedarf	Hindernisse
Lastreduktion energieintensiver Prozesse (bspw. Glaswanne)	Insbesondere kontinuierlich betriebene Anlagen sind für einen optimalen Betriebszustand und Durchsatz ausgelegt. Hier wäre zu erproben, ob sich eine Lastreduktion durch eine Verringerung des Durchsatzes erhöhen lässt	Veränderungen des optimalen Betriebszustandes gehen in der Regel mit einer Verringerung der Energie- und Ressourceneffizienz der Anlage einher. Darüber hinaus müssen vor- und nachgelagerte Prozessschritte ebenfalls auf den veränderten Durchsatz angepasst werden
Lasterhöhung energieintensiver Prozesse	Anlagen können mit elektrischen Boosting-Zonen ausgestattet werden. Dies wird beispielsweise in einige Anlagen der Glasindustrie eingesetzt. Sie erhöhen kurzfristig den Output der Anlagen. Eine Anwendung auf unterschiedliche Prozesse ist zu prüfen	Aufwendigere Anlagentechnik und Steuerung; Einfluss auf die Produkt- und Prozessparameter und die Anlagenlebensdauer (u. a. Anlagenkomponenten und Ofenausmauerung) ist zu prüfen
Hybride Anlagentechnik: Anlagen, die wahlweise unterschiedliche Energieträger einsetzen können (bspw. Strom, Erdgas, Wasserstoff)	Hybride Anlagentechnik nur für wenige Prozesse kommerziell verfügbar (bspw. Wärmebehandlung); Technologien müssen grundsätzlich entwickelt und erprobt werden (Beispiel: Erhöhung elektrischer Energieeinsatz bei Floatglaswannen – Projekt Volta)	Technologien sind nicht erprobt, dies erhöht Risiko des Einsatzes für Betriebe. Umschaltvorgänge können die Effizienz der Anlagen reduzieren Grundsätzlich bestehen ein erhöhter Investitionsbedarf und aufwendigere Infrastruktur
Hybrider Anlagenpark: besteht aus Anlagen mit unterschiedlichen Energieträgern (Strom, Erdgas, Wasserstoff), sofern Anlagen kommerziell verfügbar (bspw. NE-Metallindustrie Downstream)	Produktionsplanungs- und Energiemanagementsysteme, die die volatilen Preissignale des Energiemarkts berücksichtigen, müssen entwickelt und implementiert werden	Investitions- und Platzbedarf hoch, ohne langfristig wirtschaftlich stabile Rahmenbedingungen schwer umsetzbar
Speicher: können bei der Entkopplung des kontinuierlichen Betriebs und des Energiemarkts helfen, um trotz durchlaufender Prozesse flexible Energie bereitzustellen	Ausreichende Speicherkapazitäten für elektrischen Strom und Brenngase sind notwendig, abhängig vom jeweiligen Bedarf am Standort. Innovative Konzepte zur Zwischenlagerung von Material durch hybride Systeme (Beispiel: Induction Flow Heater) können ebenfalls Lösungen bringen	Speicherkapazitäten passend zu den Bedarfsmengen am jeweiligen Standort; oftmals fehlt Platz zum Aufbau neuer Speicher, die Genehmigungslage ist schwierig und die Kosten stehen in schlechtem Verhältnis zum finanziellen Anreiz

Tabelle 15: Potenzielle Beispiele zur Erhöhung der Flexibilität und Forschungs- und Entwicklungsbedarf

6.2 Betriebswirtschaftliche Analyse

6.2.1 Methodischer Ansatz und allgemeine Annahmen

Ausgangspunkt für die ökonomische Bewertung aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive ist die Frage, wie flexibel Produktionsprozesse sein müssen, um die heutigen Produktionsmengen energieintensiver Industrien auch in 2030 bzw. 2045 in einem weitgehend auf erneuerbare Energien basierendem Energiesystem möglichst kostengünstig herzustellen. Heutige Produktionsprozesse sind auf eine hohe Produktionsauslastung ausgelegt und verfügen über wenig Flexibilität (siehe Abschnitt 6.1.7). Um größere Flexibilität

zu schaffen, entstehen in der Regel zusätzliche Kosten, die durch Kosteneinsparungen beim Energiebezug oder durch Erlöse für eine Flexibilitätsbereitstellung kompensiert werden müssen. Relevante zusätzliche Kosten, die bei vielen Branchen anfallen, sind Investitionen in zusätzliche Produktionskapazitäten. Dies umfasst die Produktionsanlagen sowie die Energieinfrastruktur mit Netzanschlüssen für Strom, Erdgas oder Wasserstoff. Der Aufbau von Produktspeichern und Energiespeichern bedingt weitere Investitionen. Neben diesen Investitionen können auch höhere betriebliche Kosten durch komplexere Planungs- und Steuerungsprozesse auftreten. Auch geringere Effizienzen, niedrige Wirkungsgrade, mehr Verluste und höhere Betriebskosten durch stärkere Anlagenbelastung sind für die Betrachtung relevant.

Für die betriebswirtschaftliche Analyse der Fallbeispiele und der damit verbundenen Anwendungsfälle für eine Flexibilisierung werden Referenzprozesse als auch alternative Prozesse mit geringeren CO₂-Emissionen jeweils mit bzw. ohne Flexibilität betrachtet. In einigen Produktionsprozessen werden auch Speicher als zusätzliche Flexibilitätsoption beleuchtet. Dabei werden folgende Varianten unterschieden (siehe auch Tabelle 13):

- Konventionelle Prozessroute (heute)
- Teilelektrifiziert (2025–2035), mit/ohne Flexibilität
- CO₂-neutrale Route (~2035–2045), mit/ohne Flexibilität ggfs. für ausgewählte Fälle mit/ohne lokale Speicher vor Ort

Im Fokus der ökonomischen Betrachtung steht die Flexibilisierung des Produktionsprozesses. Neben den Energiekosten sind die verfügbaren Produktionskapazitäten sowie die Auslastung der Anlagen wichtige Parameter, um einen flexiblen Betrieb zu bewerten. Wie in Abschnitt 2.2 bereits ausgeführt, ist bei einer hohen Auslastung von Produktionskapazitäten ein flexibler Betrieb nur möglich, wenn zusätzliche Produktionskapazitäten verfügbar sind bzw. geschaffen werden. Die Prozessführung kann es zudem erfordern, dass Speicher zum Einsatz kommen müssen. Die Kosten für eine Ausweitung der Kapazität sind mit möglichen Kosteneinsparungen für den Energiebezug zu vergleichen. Eine flexiblere Energiebeschaffung ist darüber hinaus durch den Einsatz von Speichern möglich, die für Energieträger mit zeitlich variablen Kosten bei der Beschaffung wie Strom bzw. zukünftig ggf. auch Wasserstoff zu Kosteneinsparungen führen können. Auch hier sind bei den Kosteneinsparungen zusätzliche Kosten für die Speicher mit zu betrachten. Mehr Möglichkeiten der Flexibilisierung bestehen bei mittlerer Auslastung, auch wenn derzeit kaum Prozesse existieren, die längerfristig auf Teillast laufen. Eine hohe Wettbewerbsfähigkeit setzt im Allgemeinen eine hohe Auslastung der Anlagen voraus, sodass in den hoch optimierten Produktionsprozessen eine mittlere Auslastung ein Zeichen von unnötigen Kosten wäre und höchstens bei einzelnen Prozessschritten mit geringem Kapitalbedarf darstellbar wäre. Durch eine zeitliche Verschiebung der Produktionszeiten kann in der Regel ohne die Ausweitung von Produktionskapazitäten oder Investitionen in Speichermöglichkeiten auf Preisschwankungen bei der Energieträgerbeschaffung reagiert werden. Im Falle von Speichern besteht zudem die Möglichkeit, teure Produktionsprozesse besser auszulasten und damit im Einzelfall die spezifischen Herstellungskosten zu reduzieren. Relevante Kosten können durch einen veränderten Produktionsablauf und zum Beispiel veränderte Arbeitszeiten entstehen.

Hierauf aufbauend erfolgt eine ökonomische Bewertung der grundsätzlichen Flexibilisierungsmöglichkeiten der betrachteten Fallbeispiele. Hierzu werden die wesentlichen Kostenbestandteile der Endprodukte miteinander verglichen. Dabei wird zwischen fixen Kosten, die sich bei einer Änderung der Produktionsmenge nicht verändern, und variablen

Kosten, die sich verändern, als Kostenarten unterschieden (siehe Tabelle 16). Die spezifischen Produktkosten erhöhen sich, wenn die Kosten auf eine geringere Produktionsmenge umgelegt werden müssen. Dies betrifft in erster Linie die fixen Kosten, kann aber auch die variablen Kosten betreffen, sofern die Effizienz der Produktionsprozesse durch eine geringere Auslastung reduziert wird. Im Rahmen der Analyse wird davon ausgegangen, dass die Produktionsmengen pro Jahr konstant bleiben, sodass in der Regel größere Produktionskapazitäten notwendig sind, um bei einem flexiblen Betrieb die gleichen Produktionsmengen zu erreichen. Als fixe Kosten werden Kapitalkosten für die Anlageninvestitionen, Arbeitskosten für die Belegschaft, Wartungskosten und Netzanschlusskosten betrachtet. Variable Kosten umfassen Energiekosten, Netzentgelte als auch Materialkosten (z. B. Rohmaterial bei der Stahl- oder Glasherstellung). Unter dem Begriff der Betriebskosten werden alle kleineren variablen Kostenarten zusammengefasst (Personal, Betrieb und Wartung, etc.) und jene, die wenig von einem flexiblen Betrieb beeinflusst werden oder außerhalb der betrachteten Systemgrenze liegen (Materialkosten, CCS etc.).

Kostenarten	Beschreibung
Fixe Kosten (CAPEX)	Kapitalkosten für Anlageninvestition Arbeitskosten der Belegschaft (teilweise variabel) Wartungskosten (teilweise variabel) Netzanschlusskosten
Variable Kosten (OPEX)	Materialkosten Brennstoffkosten (Wasserstoff, Erdgas, Kohle, ...) Stromkosten (Netzstrom und Eigenstrom) Netzentgelte (Strom, Erdgas, Wasserstoff)

Tabelle 16: Fixe und variable Kostenarten bei der betriebswirtschaftlichen Analyse

Kern der Flexibilitätsbewertung ist es, die Kosten im flexiblen Betrieb mit einem konstanten Betrieb miteinander zu vergleichen. Für den flexiblen Fall wird hierbei angenommen, dass die Anlagen im Teillastbetrieb betrieben werden können. Dies erlaubt den Prozessen, Stunden mit hohen Preisen für die Energieträger zu vermeiden und dadurch die durchschnittlichen Energiebeschaffungskosten zu reduzieren. Um auf der anderen Seite die gleichen Nachfragemengen bedienen zu können, sind insgesamt jedoch die Produktionskapazitäten zu erhöhen. Hierbei wird ein linearer Zusammenhang zwischen den Volllaststunden und dem CAPEX angenommen. Aufgrund der verfügbaren Daten wird der Teillastbetrieb nicht in den anderen Kostenkomponenten wie den Wartungs- oder Betriebskosten berücksichtigt. Eine Ausnahme spielen die Netzanschlusskosten, wo sowohl ein Regimewechsel als auch die Umlage der höheren Netzanschlusskosten – das Resultat der Ausweitung der Produktionskapazitäten für eine Flexibilisierung – auf die konstante Nachfragemenge berücksichtigt wird. Neben der Energiebeschaffung wird zudem angenommen, dass eine Teilnahme am Flexibilitätsmarkt möglich ist und dadurch zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden können. Dazu wird ein prozentualer Anteil der Anschlussleistung fiktiv am Regelleistungsmarkt veräußert. Darüber hinaus muss angemerkt werden, dass es sich bei den ökonomischen Betrachtungen um beispielhafte Untersuchungen handelt, die im Einzelfall stark von individuellen Fällen abweichen können. Sie dienen insbesondere dazu, aufzuzeigen, welchen Effekt die Flexibilitätsnutzung auf die spezifischen Produktkosten hätte, wenn die entsprechende Flexibilität im Prozess durch einen Teillastbetrieb bzw. durch Flexibilitätsvermarktung erzielt werden könnte. Dabei bleiben lastkurvenspezifische Flexibilitäten aufgrund der verwendeten Methode und Datenverfügbarkeit unberücksichtigt.

Die spezifischen Verbräuche und Annahmen zu den Kosten (CAPEX und OPEX) werden, sofern nicht anders angegeben, aus den Kapiteln 4 und 6.1 bzw. dem Anhang 8 entnommen. Für die Energieträgerpreise werden die Resultate bzw. Annahmen aus Enertile (siehe Abschnitt 5.3 und 5.4) verwendet. Dabei wird von einem konstanten Erdgaspreis von 35 € ausgegangen. Für Strom und Wasserstoff werden die Schattenpreise aus der Modellierung verwendet (siehe Abbildung 73). Diese sind zwar nicht gleichzusetzen mit zukünftigen Marktpreisen, da sie aus einer Wohlfahrtsoptimierung stammen und keiner Marktsimulation. Dennoch spiegeln sie die Verhältnisse der Kosten untereinander gut wider. Wie der Abbildung 73 anhand der geordneten Preiszeitreihen entnommen werden kann, sind die Unterschiede zwischen den Betrachtungszeitpunkten 2035 und 2045 bei Wasserstoff gering. Die Preise für den Wasserstoffbezug fallen in diesem Fall zudem so aus, dass es vorteilhaft ist, Wasserstoff stets aus dem System zu beziehen, anstatt ihn vor Ort zu produzieren, wenn man ggf. vorhandene Standortvorteile wie ein Abwärmepotential für Hochtemperaturelektrolyseure außer Acht lässt. Die größeren Unterschiede finden sich in der Charakteristik des Strompreises mit langfristig weniger sehr günstigen Stunden, dafür aber ein paar mehr teuren Stunden der Strombeschaffung, sodass es insgesamt etwas mehr Preisspreads gibt, die von flexiblen Produktionsprozessen aufgegriffen werden können. Die Abbildungen dieses Abschnitts beziehen sich daher, sofern nicht anders angegeben, auf das Bezugsjahr 2045. Anzumerken ist zudem, dass Effekte wie Dunkelflauten nicht berücksichtigt sind und Kosteneinsparungen durch den Bezug der Energieträger eher Abschätzungen nach oben sind. Entsprechend werden die Strom- und Wasserstoffpreise als Durchschnitt der günstigsten Stunden gebildet, die zum Erreichen der Volllaststundenannahmen aus Abschnitt 6.1 erforderlich sind. Für Erdgas wurden Preise von 14 bzw. 14,5 €/MWh für 2035 bzw. 2045 angenommen. Neben diesen Annahmen wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 2 % angesetzt und es werden Kosten für die ETS-Zertifikate von 100 €/tCO_{2,2035} bzw. 200 €/tCO_{2,2045} berücksichtigt. Für die Netzentgelte für Strom und Erdgas werden die aktuellen Arbeits- und Leistungspreise von Westnetz (Westnetz 2024a, 2024b) verwendet. Da es für Wasserstoff bisher keine repräsentativen Netzentgelte gibt, werden fiktiv die Preise wie für Erdgas angesetzt. Bei der Abschätzung der Erlösmöglichkeiten am Flexibilitätsmarkt für Strom werden auf Basis der historischen Entwicklung pro Jahr minimale und maximale spezifische Vergütungen von 5.000 €/MW bzw. 300.000 €/MW berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 6.2.2). Weitere Erlösmöglichkeiten, die durch einen flexiblen Betrieb erzielt werden können, sind nicht Teil der Betrachtung dieser Untersuchung.

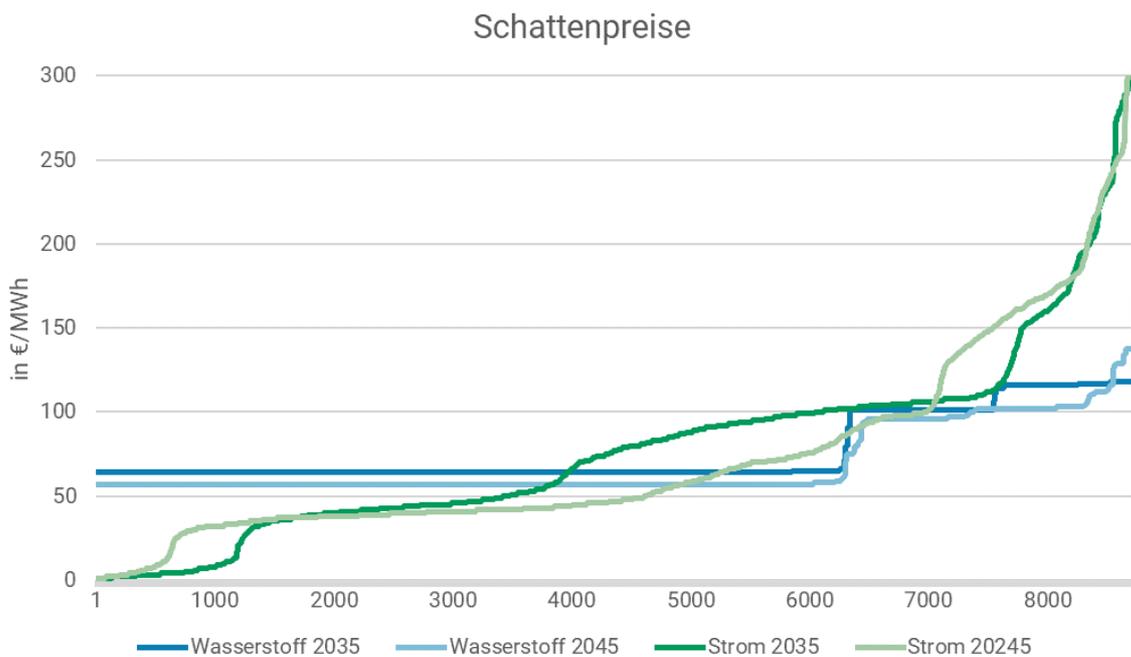


Abbildung 73: Schattenpreise für Strom und Wasserstoff für 2035 und 2045

6.2.2 Marktdesign und regulatorische Rahmenbedingungen

Voraussetzung für flexiblere industrielle Produktionsprozesse und damit auch für die Bereitstellung von Energieflexibilität ist ein geeigneter regulatorischer Rahmen sowie ein passendes Marktdesign. Geeignete Rahmenbedingungen sind für Industrieunternehmen eine wichtige Voraussetzung, um sich an Strom- und Energiemärkten aktiv zu beteiligen und darüber Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Das Marktdesign und die regulatorischen Rahmenbedingungen haben darüber hinaus auch einen großen Einfluss auf die Investitions- und Planungssicherheit für klimafreundliche Industrieanlagen und Industrieprozesse, wodurch sich Wechselwirkungen mit wirtschaftlichen Anreizen für flexible Industrieprozesse ergeben können. Für die betriebswirtschaftliche Bewertung sind daher insbesondere folgende Aspekte von zentraler Bedeutung:

- **Wirkung von Netzentgelten und weiteren Steuern, Abgaben und Umlagen auf Flexibilität von Industrieprozessen:** Das derzeitige Netzentgeltregime sowie die aktuellen Regelungen zur Privilegierung bei den Netzentgelten (u. a. § 19 (2) Satz 2 StromNEV zur intensiven Netznutzung) stellen ein Hemmnis für eine stärkere Flexibilisierung dar. Eine ausführliche Diskussion der Netzentgeltregime und weiterer Steuern, Abgaben und Umlagen erfolgt in Abschnitt 6.2.3.
- **Industrieflexibilität im Regelleistungsmarkt:** Die Bereitstellung von Flexibilität kann im Regelleistungsmarkt bereits vergütet werden.
- **Instrumente zur gezielten Technologieförderung wie Carbon Contracts for Difference (CCfD) und Dekarbonisierungsprogramm:** Durch die Kompensationen höherer Produktionskosten bei CCfDs ergeben sich Rückwirkungen auf die Anreize für einen flexibleren Produktionsprozess.

- **EU-Emissionshandel (EU-ETS):** Es bestehen Wechselwirkungen von CCfDs mit dem EU-ETS, der durch die Kosten für Treibhausgase Auswirkungen auf bestehende Produktionsprozesse hat und darüber auch indirekt Anreize für einen flexiblen Betrieb von Industrieprozessen setzen kann.

6.2.2.1 Industrieflexibilität im Regelleistungsmarkt und in weiteren Strommärkten sowie im Netzbetrieb

Der Umbau des Energiesystems zur Klimaneutralität erfordert ein breites Technologieportfolio zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und auch einen effizienten Umgang mit Netzengpässen. Die Anforderungen an den Netzbetrieb werden bis 2030 deutlich ansteigen, wenn das Energiesystem von erneuerbaren Energien geprägt ist. Industrieflexibilität kann in beiden Bereichen einen Beitrag liefern (Agora Energiewende et al. 2022). Dies betrifft vor allem Elektrolyseure als flexible Verbraucher. Neben den technischen Voraussetzungen stellt sich für diese aber auch für weitere flexible Anwendungen die Frage, wie diese am effizientesten in den Netzbetrieb integriert werden können.

Für die ökonomische Bewertung werden neben den Kosten auch zusätzliche Erlöse mit betrachtet, die sich aus einer Flexibilitätsvermarktung ergeben können. Derzeit werden verschiedene Flexibilitätsvermarktungsmöglichkeiten im Strommarkt diskutiert.

Erlöse im Regelleistungsmarkt

Flexible Stromnachfrage wird derzeit im Regelleistungsmarkt eingesetzt, wo z. B. Elektrolyseanlagen in der Aluminiumindustrie oder bei der Chlorherstellung in der Chemieindustrie genutzt werden. Erlöse, die im Regelleistungsmarkt erzielt werden können, sind über die Marktplattform Regelleistung.net transparent verfügbar und dienen zur Abschätzung möglicher Flexibilitätserlöse. Anbieter von flexibler Stromnachfrage können im Regelleistungsmarkt die Zu- oder Abschaltung ihrer Stromnachfrage anbieten, die dann über einen vorher definierten Zeitraum zur Verfügung stehen muss. Die Vergütung dafür besteht aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis, der sich je nach Art der Regelleistung unterscheidet. Die höchsten Leistungspreise werden für Primärregelleistung gezahlt, die innerhalb von 30 Sekunden und dann über eine Dauer von 15 Minuten vollständig sowohl für eine Zuschaltung als auch eine Abschaltung zur Verfügung stehen muss. Neben der Primärregelleistung können flexible Stromnachfrager auch Sekundärregelleistung und Minutenreserve anbieten, die geringere Anforderungen an die Aktivierungsgeschwindigkeit stellen. Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung stehen, Minutenreserve innerhalb von 15 Minuten. Sie können auch jeweils nur als Zuschaltung oder Abschaltung angeboten werden. Die Verfügbarkeit umfasst bei der Sekundärregelleistung mindestens einen Zeitraum von 15 Minuten und bei der Minutenreserve bis zu 60 Minuten. Die Anforderungen an die kommunikative Anbindung an den Netzbetreiber unterscheiden sich ebenfalls und sind bei der Primärregelleistung am höchsten und bei der Minutenreserve am niedrigsten. Als Produkte gibt es am Regelleistungsmarkt 6 Zeitscheiben über jeweils 4 Stunden an jedem Tag der Woche. Die Erlöse, die am Regelleistungsmarkt in den letzten Jahren erzielt worden sind, lagen für die Leistungspreise bei Primärregelleistung im Mittel in 2022 bei ca. 200.000 € pro MW und Jahr und in 2023 bei ca. 114.000 € pro MW und Jahr. Für Sekundärregelleistungen unterscheiden sich die Leistungspreise für Zu- und Abschaltung. Für eine Zuschaltung flexibler Stromnachfrage lagen die Leistungspreise in 2023 bei ca. 150.000 € pro MW und Jahr bzw. in 2022 bei 116.000 € pro MW und Jahr. Etwas niedrigere Erlöse wurden für die Abschaltung flexibler Stromnachfrage in der Sekundärreserve gezahlt (2023: 125.000 € pro MW und Jahr, 2022: 114.000 € pro MW und Jahr). Noch niedriger lagen die Erlöse für Minutenreserve (Zuschaltung flexibler Stromnachfrage: 2023/2022 ca. 74.000 € bzw. 18.000 € pro MW und

Jahr, Abschaltung ca. 22.000 € bzw. 53.000 € pro MW und Jahr). Betrachtet man die mittleren Erlösmöglichkeiten in einzelnen Monaten der Jahre 2021 bis 2023, ergibt sich eine noch größere Bandbreite der Erlöse zwischen 5.000 € pro MW und Jahr und 300.000 € pro MW und Jahr. Zur Abschätzung möglicher Erlöse durch die Flexibilitätsvermarktung wird als Obergrenze der maximale durchschnittliche Monatserlös im Regelleistungsmarkt mit 300.000 € pro MW pro Jahr angenommen. Als weitere Variante werden die durchschnittlichen Erlöse genutzt, die bei 20.000 € pro MW und Jahr liegen.

Abschaltbare Lasten

Mit der abschaltbaren Lastenverordnung ist ein weiteres eigenes Instrument implementiert worden, um zusätzliche Anreize für flexible Lasten zu schaffen. Dies ist seit Mai 2024 durch eine Vereinbarung zur freiwilligen Lastreduktion nach § 13 Abs. 6 EnWG ersetzt worden. Hier können sich flexible Lasten präqualifizieren und dann Verträge mit den Übertragungsnetzbetreibern abschließen, um im Falle einer Unterfrequenz im Netz automatisiert bzw. auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers abgeschaltet zu werden. Die Höhe der Vergütung ist auf 77 € pro MW und Tag gedeckelt, was einer maximalen Vergütung von ca. 28.000 € pro MW und Jahr entspricht. Eine Vergütung der erbrachten Arbeit erfolgt nicht. Aktuell werden durch die Übertragungsnetzbetreiber knapp 600 MW an Leistung ausgeschrieben. Die Anforderungen für die abschaltbaren Lasten sind vergleichsweise hoch, da die Lastreduktion innerhalb einer Sekunde zur Verfügung stehen und dann für einen gesamten Tag bereitgehalten werden muss. Die Mindestabrufdauer eines Einzelabrufs beträgt je nach Angebot 15 Minuten oder 1 Stunde bis zu mehreren Stunden. Angebote für einen vorgegebenen Tag können mit einem Vorlauf von einer Woche abgegeben werden. Die späteste Abgabe kann am Vortag bis 14 Uhr erfolgen.

Weitere Erlösmöglichkeiten können sich bei einem Einsatz von flexibler Nachfrage im Engpassmanagement der Stromnetze ergeben (u. a. Redispatch im Übertragungsnetz bzw. auch im Verteilnetz). Eine vergleichbare Transparenz möglicher Erlöse wie im Regelleistungsmarkt ist hier allerdings nicht gegeben. Vergütungen erfolgen z. T. kostenbasiert oder sind durch die BNetzA vorgegeben. Mit der Einführung des Redispatch 2.0 ist auch die Nutzung von flexiblen Verbrauchern beim Netzengpassmanagement intensiv diskutiert worden. Um Abregelungen in Engpassregionen zu reduzieren, soll ab dem 1.10.2024 die Regelung „Nutzen statt Abregeln“ erprobt werden. Insbesondere für die elektrische Wärme- und Dampferzeugung soll dadurch ein flexibler Einsatz ermöglicht werden. Die Vergütung orientiert sich dabei an den vermiedenen Redispatchkosten

Bisher nicht vollständig geklärt sind neben der technischen Einbindung die geeigneten Rahmenbedingungen und Anreize für industrielle Flexibilitäten. Grundsätzlich können energieintensive Industrien sowohl kurzfristige als auch längerfristige Energieflexibilität bereitstellen. Potentiale bestehender Prozesse für kurzfristig (15 min), mittelfristig (Tagesschwankungen) und längerfristig bereitgestellte Flexibilität sind umfassend beschrieben (Kopernikus Projekt SynErgie 2018), werden bisher aber für den Redispatch nicht eingesetzt. Der bisher fehlende rechtliche Rahmen und eine mögliche Vergütung von flexiblen Lasten im Redispatch stellen relevante Hemmnisse bei den regulatorischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung dar. Auch der Einsatz von neuen flexiblen Anlagen wie Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung in der Industrie ist im Rahmen von Forschungsprojekten bereits betrachtet, aber bisher nicht umgesetzt worden.

6.2.2.2 Instrumente zur gezielten Technologieförderung wie CCfD und Dekarbonisierungsprogramm

Für die schnelle Einführung von CO₂-neutralen Prozesstechnologien, wie vor allem elektrifizierten oder mit Wasserstoff beheizten Ofentechnologien, werden Förderprogramme umgesetzt, die derzeit entstehende Mehrkosten im Vergleich zur konventionellen Produktion kompensieren sollen. Als zentrales Instrument werden dabei Klimaschutzverträge (CCfD) angesehen, deren Wirkungsweise mit den Rahmenbedingungen des europäischen Emissionshandels abgestimmt werden müssen (Agora Industrie et al. 2022). Diese Instrumente sollen vor allem höhere Produktionskosten ausgleichen, denn sowohl die Investitionen als auch die operativen Kosten können im Vergleich zu alternativen fossilen Prozessen sehr hoch sein. Die bisher diskutierten Förderinstrumente behindern Flexibilisierung in der Regel nicht, wenn die Investition (CAPEX) gefördert wird. Bei expliziter Förderung der laufenden Kosten (OPEX) ist die Wirkungsweise auf die Flexibilität häufig noch unklar. Wenn variable Preisschwankungen komplett kompensiert werden, können sich ggf. negative Rückwirkungen auf Anreize für eine Flexibilisierung ergeben. Dabei ist der genutzte Preisindikator von besonderer Bedeutung, auf dessen Basis eine Förderung bestimmt wird. Wird ein stündlicher Preisindikator verwendet, der die Förderung der operativen Mehrkosten in jeder Stunde ausgleicht, ergibt sich für die Produktion kein Anreiz mehr, möglichst günstige Stunden zu nutzen. Preisindikatoren, die über einen längeren Zeitraum das gemittelte Preisniveau darstellen, sind als Anreiz für einen flexiblen Betrieb besser geeignet, dass bei einer flexiblen Produktion auch mit Förderung Kostenvorteile erhalten bleiben.

6.2.2.3 EU-Emissionshandel (EU-ETS)

Für die Wirtschaftlichkeit von klimaneutralen Produktionsprozessen in der Industrie sind neben den Bedingungen von direkten Förderprogrammen auch die Bedingungen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS) von großer Bedeutung. Durch den EU-ETS werden grundsätzlich fossile Energieträger teurer, was die Wirtschaftlichkeit von klimafreundlichen Technologien verbessert. Insbesondere bei der elektrischen Wärmeerzeugung sowie der Herstellung von energieintensiven Produkten in der Chemie-, Stahl- und Zementindustrie wird ein abgestimmtes Vorgehen innerhalb des EU-ETS als zielführend angesehen, um Leitmärkte für klimaneutrale Produkte aufzubauen und mittelfristig als Standard zu etablieren. Hier ist der Aspekt der Produktionsflexibilität bisher nur in Ansätzen berücksichtigt und muss für eine schnelle Umsetzung bei der Ausgestaltung des EU-ETS mit berücksichtigt werden (Agora Industrie et al. 2021). Relevante Punkte sind dabei die freien Zuteilungen an Emissionen und das geplante Abschmelzen in Kombination mit dem Carbon Border Adjustment Mechanismus (CBAM), die sich auf die Kosten für die fossilen Referenztechnologien auswirken. Die bisherige Höhe der EU-ETS Zertifikate war in der Vergangenheit jedoch nicht ausreichend, um in klimaneutrale Technologien zu investieren, ohne deutlich an Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren (Guidehouse et al. 2022).

Stand der Forschung	Untersuchungsbedarf
<ul style="list-style-type: none"> • Netzentgelte sind relevanter Kostenfaktor für energieintensive Unternehmen • Aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte ist ein Hemmnis für die Bereitstellung von Energieflexibilität • Zeitvariable Netzentgelte, die Netz- und Systemzustand berücksichtigen, sind ein häufig diskutiertes Instrument 	<ul style="list-style-type: none"> • Geeignete Rahmenbedingungen (insbesondere der Netzentgelte) als Anreiz für die Bereitstellung von Flexibilität • Abbau von kontraproduktiven Rahmenbedingungen für Energieflexibilität • Ausgestaltung der Anreize für Elektrifizierung

Stand der Forschung	Untersuchungsbedarf
<ul style="list-style-type: none"> • Elektrifizierung von Industrieprozessen trägt zu schneller Dekarbonisierung der Industrie bei, wenn das Stromsystem schnell klimaneutral wird • Anreize für Elektrifizierung sind notwendig • Anforderungen an Systembetrieb und Engpassmanagement steigen mit höherem Anteil erneuerbarer Energien; Industrieflexibilität, insbesondere Elektrolyseure, liefert wichtigen Beitrag • Der CO₂-Preis des EU ETS ist ein wichtiger Treiber für die Industriedekarbonisierung; Wechselwirkungen ergeben sich mit Gratiszuteilungen, CBAM und Klimaschutzverträgen; Begleitend sind auch direkte Förderprogramme relevant 	<ul style="list-style-type: none"> • Einbindung von Industrieflexibilität (insb. Elektrolyseure) in Systembetrieb und Engpassmanagement; Ausgestaltung notwendiger Anreize und Rahmenbedingungen • Wechselwirkungen der wichtigsten klimapolitischen Instrumente mit Anreizen für Flexibilitätsbereitstellung

Tabelle 17: Erkenntnisse der Literaturrecherche und Untersuchungsbedarf Markt und Regulatorik

6.2.3 Ausgestaltung Netzentgeltregime

Von besonderer Bedeutung für die ökonomische Betrachtung sind die Netzkosten und Netzentgelte. Industrieunternehmen entstehen Kosten, wenn ein Netzanschluss errichtet oder erweitert wird. Dies betrifft die Kosten für den direkten Anschluss an das Netz aufseiten der Industrieunternehmen als auch Baukostenzuschüsse, die vom Netzbetreiber erhoben werden. Beim Baukostenzuschuss handelt es sich um eine einmalige **Zahlung für den Ausbau des allgemeinen Netzes**, die im Rahmen der Anschlusserrichtung bzw. der Erweiterung an den Netzbetreiber zu entrichten ist. Die Höhe der Baukostenzuschüsse fällt je nach Netzbetreiber unterschiedlich aus. Eine ältere Empfehlung der BNetzA verknüpft die Höhe der Baukostenzuschüsse mit den typischerweise zu zahlenden Leistungspreisen bei den Netzentgelten. Die Höhe dieser Baukostenzuschüsse umfasst in diesem Fall dann einmalig die Jahreskosten der leistungsbezogenen Netzentgelte. Für einen Netzanschluss mit 5 MW Anschlusskapazität wären dann z. B. bei Leistungspreisen von 132 €/kW einmalig 660.000 € als Baukostenzuschuss zu bezahlen.

Für den regulären Strombezug über den Netzanschluss fallen bei Nutzung des Anschlusses fortlaufend Netzentgelte an. Über sie werden die Netzkosten refinanziert, sodass sich das Gesamtvolumen der Netzentgelte aus den Kosten für den Erhalt und den Betrieb der Netze ergibt. Die durchschnittliche Höhe der Netzentgelte (Nettonetzentgelt³, Stand: April 2023) im industriellen Bereich (Abnahmefall 24 GWh pro Jahr) für Strom liegt zwischen 18 und 49 €/MWh und im Mittel bei 33 €/MWh (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) 2023). Die Stromnetzentgelte sind damit deutlich höher als die im Gasbereich (Abnahmefall 116 GWh) erhobenen Netzentgelte, die im April 2023 zwischen 1,6 und 6 €/MWh und im Mittel bei 3,9 €/MWh lagen.

Die erhobenen Netzentgelte unterscheiden sich je nach Netzbetreiber in der genannten Bandbreite. Für die ökonomische Bewertung werden die Netzentgelte der Westnetz GmbH als großer Verteilnetzbetreiber mit sehr hohem Anteil an industriellen Nutzern verwendet (siehe Tabelle 18), deren Netzentgelte bei einer Auslastung des Netzanschlusses von 4.200 h pro Jahr in etwa dem bundesweiten Durchschnitt entsprechen. Für die Nutzung des Netzanschlusses sind Leistungspreise und Arbeitspreise zu zahlen, die stark

³ Zur Bestimmung des Nettonetzentgelts werden die Leistungsentgelte auf Basis von Musterverbräuchen auf die aus dem Netz entnommene Energiemenge umgelegt.

abhängig von der Jahresnutzungsdauer des Anschlusses sind. Bei einer niedrigen Benutzungsdauer des Netzanschlusses unter 2.500 Stunden pro Jahr liegt der Arbeitspreis bei knapp 50 €/MWh, während er bei einer Benutzungsdauer über 2.500 Stunden bei 3,6 €/MWh liegt. Umgekehrt verhält es sich mit den Leistungspreisen, die bei niedrigen Benutzungsdauern mit 16,47 €/kW gering und bei hohen Benutzungsdauern mit 132,22 €/kW deutlich höher ausfallen. Die Kosten durch die Netzentgelte sind daher sehr stark von der Benutzungsdauer abhängig und können sich bei einer flexiblen Betriebsweise deutlich ändern.

Das reguläre Netzentgeltregime basiert auf der Annahme, dass alle Netznutzer, abhängig von ihrer Benutzungsdauer, mit einem ähnlichen Beitrag zur Netzbelastung und damit auch zu den Netzkosten beitragen. Netznutzer, deren Entnahme aus dem Netz in Zeiten der höchsten Netzbelastung maßgeblich geringer ist als in den übrigen Zeiten, können eine Netzentgeltprivilegierung erhalten. Diese Privilegierung bei einer atypischen Netznutzung ermöglicht es Netznutzern, eine deutliche Reduktion der Leistungspreise von bis zu 80 % zu erhalten, wenn der Leistungsbedarf in Zeiten hoher Netzbelastungen deutlich reduziert ist. Die Arbeitspreise für die bezogene Energie aus dem Netz ändern sich nicht. Hier fallen unverändert die niedrigeren Arbeitspreise an, die für Netznutzer mit hohen Benutzungsstunden gelten (im Fall der Westnetz GmbH liegen diese bei 3,6 €/MWh). Auf diese Weise sind die Kosten für die Netzentgelte deutlich niedriger.

Netzentgelte	Leistungspreis €/kW pro Jahr	Arbeitspreis €/MWh
Hohe Auslastung (Jahresbenutzungsdauer > 2.500 h/a)	132,22	3,6
Niedrige Auslastung (Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h/a)	16,47	49,9
Atypische Netznutzung (Spitzenlast außerhalb der Hochlastzeitfenster)	26,44 (80 % Reduktion)	3,6

Quelle: Westnetz, Preisgültigkeit ab 01.01.2024

Tabelle 18: Höhe der Stromnetzentgelte in Netzebene 4 (Umspannung Hochspannung/Mittelspannung) der Westnetz GmbH

Legt man die Kosten für die zu zahlenden Netzentgelte auf die erzeugten Produkte der Industrieprozesse um, ergibt sich abhängig von der Benutzungsdauer und des jeweiligen Netzentgeltregimes eine große Streuung der auftretenden Kosten. Betrachtet man die Dampferzeugung mit Erdgas, sind die Netzentgelte für die Gasnetznutzung bezogen auf eine MWh Dampf mit unter 3 € pro MWh niedrig (siehe Abbildung 74). Ein vergleichbarer Dampferzeuger auf Strombasis hätte bei sehr hohen Benutzungsdauern mit einer vergleichbaren Leistung (in der nachfolgenden Abbildung wird eine kontinuierliche Erzeugungsleistung von 40 MW zur Dampferzeugung angenommen) Kosten durch die Netzentgelte von ca. 24 € pro MWh. Erfolgt die Dampferzeugung durch eine Wärmepumpe, ist der Leistungsbedarf deutlich geringer, da zusätzlich Umgebungswärme genutzt werden kann. Geht man von einer Leistungszahl (COP) von 2,5 aus, dann liegen die spezifischen Kosten durch die Netzentgelte bei ca. 10 € pro MWh. Bei niedrigen Benutzungsstunden (unter 2.500 Benutzungsstunden) fallen bezogen auf die erzeugte Dampfmenge deutlich höhere Kosten durch die Netzentgelte an, die für einen Elektrokessel bei ca. 61 € pro MWh Dampf und bei der Wärmepumpe bei ca. 25 € pro MWh Dampf liegen. Der Grund sind deutlich höhere Arbeitspreise, die bei niedrigen Benutzungsstunden des Netzanschlusses als Netzentgelte fällig werden.

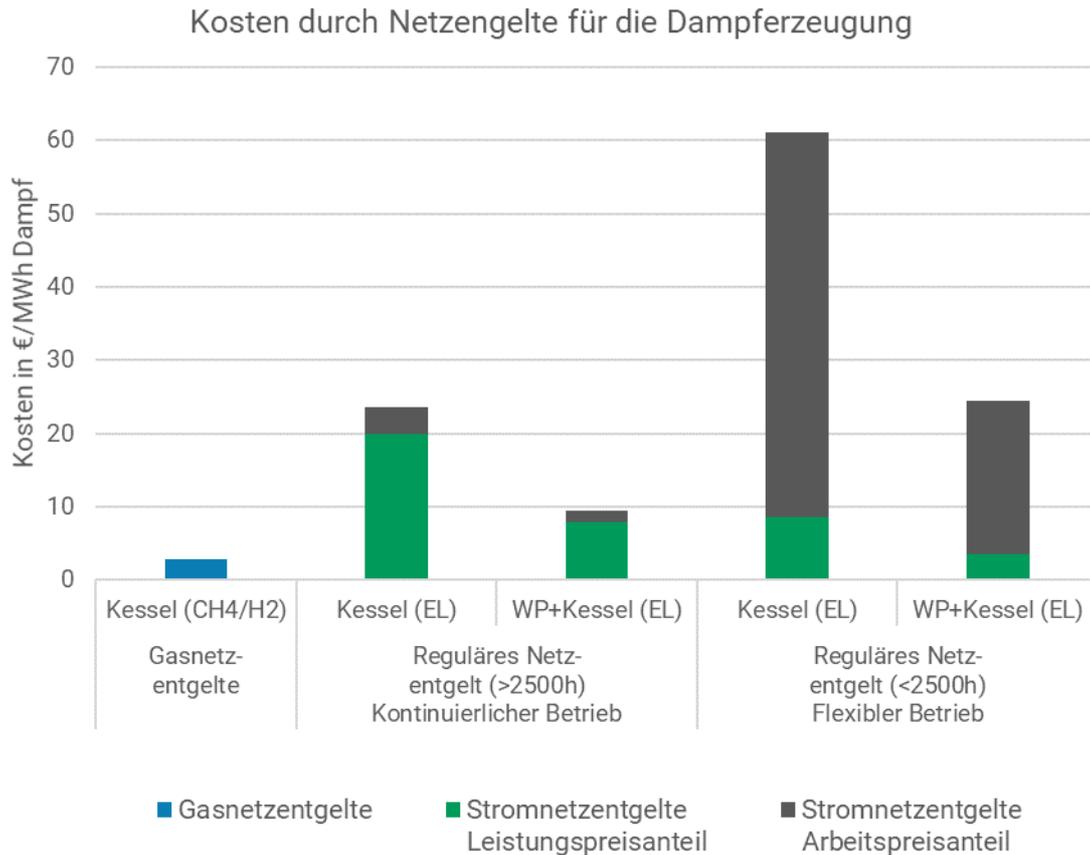


Abbildung 74: Kosten durch Netzentgelte bezogen auf eine MWh Dampf in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer des Netzanschlusses bei regulärem Netzentgeltregime (Netzentgelte auf Basis von Preisblatt Westnetz (Westnetz 2024b))

Legt man die privilegierten Netzentgelte zugrunde (siehe Abbildung 75), reduzieren sich die Leistungspreise um bis zu 80 %. Die Kosten für die Dampferzeugung, die aus den Netzentgelten resultieren, fallen deutlich niedriger aus und sind im Falle der Wärmepumpe und einem kontinuierlichen Betrieb mit ca. 3 € pro MWh Dampf vergleichbar mit den Kosten, die sich durch die Gasnetz-entgelte ergeben. Wird ein Stromkessel kontinuierlich genutzt, liegen die Kosten bei ca. 8 € pro MWh, da ein höherer Strombezug und ein größerer Leistungsbedarf anfallen. Bei einem flexiblen Betrieb steigen die Kosten durch den Leistungspreisanteil an, da die Benutzungsdauer des Netzanschlusses sinkt. Die Kosten, die sich aus den Netzentgelten ergeben, liegen, bezogen auf den erzeugten Dampf, bei 8 € pro MWh Dampf für die Wärmepumpe und bei 18 € pro MWh Dampf für den Elektrokessel.

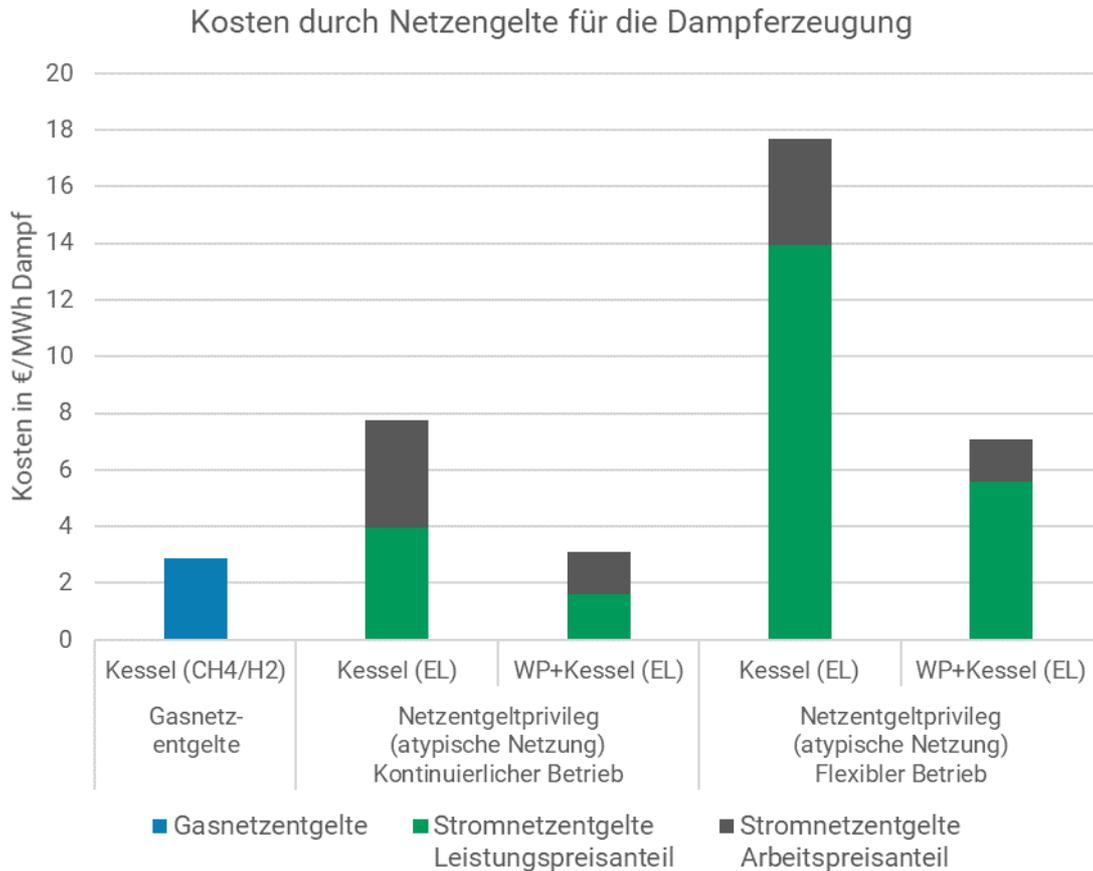


Abbildung 75: Kosten durch Netzentgelte bei atypischer Netznutzung bezogen auf eine MWh Dampf in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer des Netzanschlusses (Netzentgelte auf Basis Preisblatt Westnetz (Westnetz 2024b))

Die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgelte stellt für eine stärkere Elektrifizierung und die Bereitstellung von Energieflexibilität ein relevantes Hemmnis dar. Die Kosten durch die Netzentgelte sind für energieintensive Prozesse ein relevanter Kostenfaktor und geben in ihrer derzeitigen Ausgestaltung keinen Anreiz für einen flexibleren Betrieb von Anlagen, wie frühere Studien bereits gezeigt haben (SynErgie 2021). Eine weitere Sonderregelung auf Basis des § 19 (2) Satz 2 der Stromnetzentgelt-Verordnung (StromNEV), die für stromintensive Netznutzer geschaffen worden ist, stellt zwar eine Möglichkeit dar, um bis zu 90 % reduzierte Leistungspreise bei den Netzentgelten zu zahlen. Diese Regelung ist allerdings an die Bedingung geknüpft, dass eine Benutzungsdauer von mindestens 7000 Stunden pro Jahr erreicht wird. Dadurch stellt diese Sonderregelung ein starkes Hemmnis für eine flexiblere Betriebsweise von Produktionsanlagen dar (Agora Energiewende et al. 2021a). Durch eine zunächst zeitlich befristete Festlegung der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2024) in 2023 sind die Anforderungen allerdings so weit angepasst worden, dass Netznutzer bei besonders hohen bzw. niedrigen Strompreisen auf diese reagieren können, ohne dass dies Auswirkungen auf die Erfüllung der Anforderungen für eine Netzentgeltprivilegierung hat.

Die Bewertungen zeigen, dass mit der bestehenden Entgeltstruktur Hemmnisse für eine Elektrifizierung und darüber hinaus für einen flexibleren Produktionsprozess bestehen. Durch die derzeitigen Regelungen für eine Privilegierung der Netzentgelte reduzieren sich

die Kosten, die durch diese Entgelte entstehen. Gleichzeitig bleiben die Hemmnisse für eine stärkere Flexibilisierung unverändert, jedoch liegen sie auf einem niedrigeren Niveau. Ein möglicher Ansatz, um die Anreize für einen flexibleren Produktionsprozess zu stärken, sind zeitvariable Netzentgelte, die vom derzeitigen Netzzustand abhängig sind. Wenn keine Überlastung des Netzes vorliegt, sollte eine stärkere Nutzung des Netzanschlusses dann nicht zu höheren Kosten durch die Netzentgelte führen. Auf diese Weise kann ein zielgenauerer Anreiz für mehr Energieflexibilität geschaffen werden.

Neben den Netzentgelten wirken auch weitere Steuern, Abgaben und Umlagen beim Strombezug als mögliches Hemmnis auf die Flexibilität von Industrieprozessen.

6.2.4 Stahlherstellung/-verarbeitung

Die ökonomische Betrachtung der Stahlherstellung ist angelehnt an die detaillierten Fallstudien mit der energieintensiven Rohstahlherstellung und der anschließenden Verarbeitung (vgl. Abschnitt 4.1 und 6.1.2). Es wird dabei ein Vergleich zwischen den verschiedenen Varianten der Direktreduktionsroute gezogen. Dabei können als Reduktionsmittel des Eisenoxids sowohl Erdgas als auch Wasserstoff zum Einsatz kommen, bevor der Eisenschwamm im Elektrolichtbogenofen geschmolzen und zu Rohstahl weiterverarbeitet wird. Neben dem flexiblen Betrieb der Anlagen lässt sich auch eine Flexibilisierung der Prozesskette durch die Lagerung von Zwischenprodukten erreichen. Im Falle der Direktreduktionsroute kann somit Eisenschwamm zwischengespeichert werden, es ist aber hier auch möglich, in der Direktreduktionsanlage mehrmals täglich zwischen den beiden Reduktionsmitteln Erdgas und Wasserstoff zu wechseln, wodurch auf Schwankungen bei Bezug oder Herstellung der beiden Energieträger sehr gut reagiert werden kann. Prozessbedingt erfolgt bei Einsatz von Erdgas eine Abscheidung der Kohlenstoffemissionen aus der Direktreduktionsanlage. Eine Einspeicherung dieser Kohlenstoffemissionen liegt jedoch außerhalb dieser Betrachtung, sodass diese Emissionen mit in die Kosten für die EU-ETS Zertifikate einfließen. Im Normalfall sind die Anlagen zur Stahlherstellung im Dauerbetrieb und hoch ausgelastet, um international wettbewerbsfähig zu sein. Sollten die Anlagen flexibler gefahren werden, ist meist eine Ausweitung der Kapazitäten erforderlich. Die **Ergebnisse** zeigen den Vergleich der Produktionskosten unterschiedlicher Varianten in Abbildung 76. Es wird deutlich, dass die Investitionen in die Anlagen nur einen kleineren Teil der Kosten ausmachen und der Großteil der Produktionskosten durch die Betriebskosten (u. a. Rohstoffe) bestimmt wird. Die Unterschiede zwischen den Verfahrensvarianten sind gering. Es zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen die emissionsarme Direktreduktion mit Wasserstoff („S-H₂-Stahl“) trotz hoher Energieträgerkosten die kostengünstigste Variante ist. Die Kostenunterschiede der verschiedenen Varianten bleiben aber insgesamt unter 3 %. Im flexiblen Betrieb („S-EI-Stahl-flex“ und „S-H₂-Stahl-flex“) kann die Stahlherstellung etwas von niedrigeren Energiekosten profitieren, indem Lasten verschoben werden. Die Möglichkeiten, höhere Erlöse am Regelleistungsmarkt zu erzielen, sind mit bis zu ca. 3 €/t als eher gering einzuschätzen, sofern keine Wasserstoffproduktion vor Ort stattfindet, die den lokalen Stromverbrauch deutlich erhöhen würde. Die Möglichkeit der Teilnahme der EAFs am Regelleistungsmarkt wurde hierbei als weniger geeignet angenommen.

Mit der Direktreduktionsroute kann ein leichter Kostenvorteil erzielt werden, wenn die Anlage flexibel mit Erdgas und Wasserstoff betrieben wird („S-Hybrid-Stahl-flex“), da dies keine nennenswerten zusätzlichen Investitionen erfordert, aber als Reduktionsmittel der jeweils günstigere verfügbare Energieträger eingesetzt werden kann. Dieser Vorteil

kommt insbesondere mittelfristig zum Tragen, wenn der Preis von Wasserstoff noch stärker schwankt und der CO₂-Preis noch nicht hoch genug ist, um Erdgas unwirtschaftlich zu machen. Der hybride Betrieb setzt jedoch auch voraus, dass am Unternehmensstandort entsprechende Infrastrukturen für die verschiedenen Energieträger vorhanden sind bzw. aufgebaut werden. Im Falle der Wasserstoffnutzung stellt sich dabei auch die Frage, inwieweit Wasserstoff aus einem Wasserstoffnetz bezogen werden sollte oder inwieweit Elektrolysekapazitäten vor Ort aufzubauen sind, die wiederum eine entsprechende Strominfrastruktur erfordern. Dies kann zu deutlich größeren Stromnetzanschlüssen als bisher führen, auch ggf. bedingt durch den Stromanschlussbedarf der Elektrolichtbogenöfen. Im Vergleich fallen Stromanschlusskosten tendenziell auf die Energiemenge bezogen höher aus als bei Gasnetzanschlüssen, was ein Nachteil für eine flexible Wasserstoffproduktion vor Ort sein könnte. Legt man die leistungsbezogenen Netzkosten für Strom auf die produzierte Stahlmenge um, ergibt sich eine Erhöhung der Netzkosten bei einem flexibleren Betrieb von ca. 1 €/t Rohstahl bei der Direktreduktionsroute mit Wasserstoffbezug von außen bzw. ca. 12 €/t Rohstahl bei der Direktreduktionsroute mit einem Elektrolyseur vor Ort (Abweichungen je nach Netzregime möglich). Die Höhe der Anschlusskosten hängt dabei von der Ausgestaltung der Netzentgelte sowie möglichen Sonderregelungen ab.

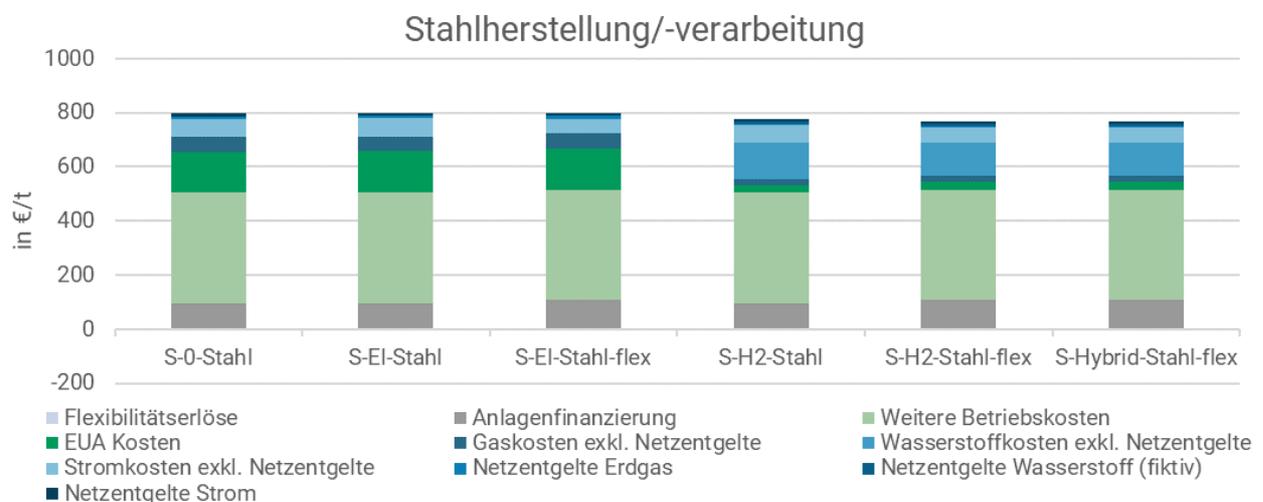


Abbildung 76: Produktionskosten einzelner Routen bei der Stahlherstellung/-verarbeitung für das Jahr 2045 (S-Hybrid-Stahl-flex: Flexibler Hybridbetrieb der Direktreduktionsanlage mit Wasserstoff und Erdgas) im Vergleich

6.2.5 Aluminiumherstellung/-verarbeitung

Die Aluminiumherstellung und -verarbeitung zeichnet sich durch eine Vielzahl an Endprodukten aus, deren Herstellungskosten und Kostenstrukturen sich voneinander stark unterscheiden können. Für die ökonomische Bewertung wird wie in Abschnitt 4.4 und 6.1.3 von einem Mix an Aluminiumerzeugnissen ausgegangen, die aus einem Pool verschiedener Anlagen hergestellt werden. Die einzelnen Prozessschritte der Anlagen besitzen ein begrenztes Potential für eine Flexibilisierung. Weil hier auch Batch-Prozesse zum Einsatz kommen, können jedoch Flexibilitäten im Anlagenpark ausgenutzt werden, sofern entsprechende Herstellungskapazitäten vorgehalten werden. Neben dem Referenzprozess werden hier die Varianten einer vollständigen Elektrifizierung und eines Betriebs mit Wasserstoff als Alternative zu einem überwiegend mit Erdgas beheizten Anlagenpark näher betrachtet.

Im Kostenvergleich für die verschiedenen Prozessvarianten der Herstellung und Verarbeitung der Aluminiumerzeugnisse in Abbildung 77 stellt man fest, dass mit den emissionsfreundlicheren Varianten Kosten eingespart werden können und eine Flexibilisierung zu weiteren Kosteneinsparungen führen kann. Die Gesamtkosten des Referenzprozesses sind auf etwas höherem Niveau wie in der elektrifizierten Variante. Durch die Umstellung auf Wasserstoff lassen sich in diesem betrachteten Fall die Gesamtkosten noch etwas weiter reduzieren. Dies liegt unter anderem daran, dass im Vergleich zum Referenzprozess die Kosten für die CO₂-Emissionen eingespart werden können. Andererseits reduziert der Einsatz von Wasserstoff im Vergleich zur elektrifizierten Variante den Bedarf nach größeren Stromnetzanschlüssen, wodurch es zu Einsparungen bei den Netzentgelten für Strom kommt. Sofern sich genug Produktionskapazitäten im Anlagenpark befinden, kann zudem sehr gut auf schwankende Energieträgerpreise reagiert sowie verstärkt am Regelleistungsmarkt teilgenommen werden, was zu Kosteneinsparungspotentialen durch eine Flexibilisierung bei allen drei Varianten führt. Die stromlastige Variante der Elektrifizierung kann dabei am stärksten von Flexibilitätserlösen am Regelleistungsmarkt profitieren und die Wasserstoff-Variante von der Ausnutzung schwankender Energieträgerpreise. Auch hier bestimmen die Betriebskosten maßgeblich die Kostenstruktur.

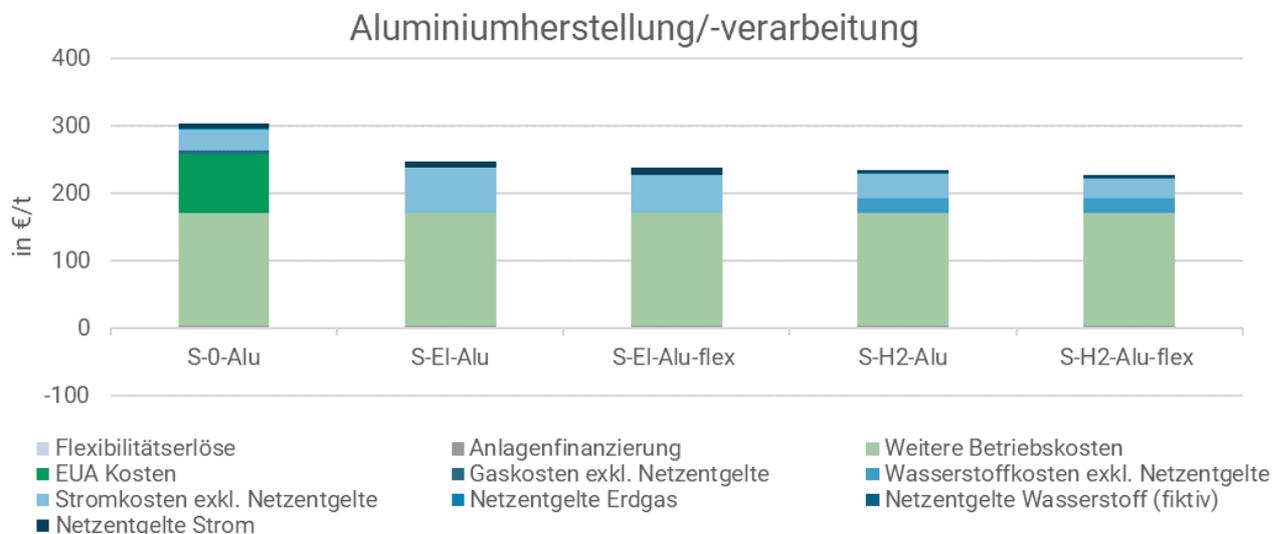


Abbildung 77: Produktionskosten einzelner Routen bei der Aluminiumherstellung/-verarbeitung für das Jahr 2045 im Vergleich

6.2.6 Glasherstellung

Aufbauend auf Abschnitt 4.8 und 6.1.4 werden im Folgenden drei alternative Prozessvarianten der Flachglasherstellung betrachtet. Im Referenzprozess wird von erdgasbetriebenen Brennern ausgegangen. Im Falle der Elektrifizierung werden Teile des Prozesses wie zuvor beschrieben auf eine Stromnutzung umgestellt. Hiermit ist jedoch nur eine Teilelektrifizierung zu erzielen, die sich nicht sonderlich vom Referenzprozess unterscheidet, da nur kleinere Elektro-Booster zum Einsatz kommen, die den Stromanteil am Gesamtenergiebedarf nicht wesentlich verändern. In der dritten Variante wird der Erdgasbetrieb zusätzlich auf Wasserstoff umgestellt. Dies setzt vor allem voraus, dass die Brenner auf die andere Flammcharakteristik des Wasserstoffs umgestellt werden. Eine vollelektrische Variante mit Elektroden, die den Aufbau neuer Anlagen erfordern würde, wird nicht betrachtet, da der Entwicklungsstand noch zu gering ist, um belastbare Aussagen zur

Flexibilisierung treffen zu können. Im Gegensatz zu anderen Glasprodukten wie dem Behälterglas, das auch in Batch-Prozessen hergestellt werden kann und sich durch den entsprechenden Aufbau von Überkapazitäten gut flexibilisieren lässt, handelt es sich bei der Flachglasherstellung um einen kontinuierlichen Prozess, welcher für hohe Glasqualitäten sehr genau eingestellt werden muss. Zudem handelt es sich um große Anlagen, deren Kapazitäten man nicht unmittelbar erweitern kann. Dadurch ist die Möglichkeit begrenzt, durch einen flexiblen Betrieb Kosten zu sparen.

Dies spiegelt sich auch in den resultierenden Gesamtkosten beim Vergleich des Referenzprozesses mit der elektrifizierten Variante wider (siehe Abbildung 78). Die Gesamtkosten sind sehr ähnlich, da nur eine geringe Elektrifizierung möglich ist. Diese Elektrifizierung reduziert zwar etwas die Kosten der CO₂-Emissionszertifikate, führt aber durch den teureren Energieträger Strom in Summe zu leichten Mehrkosten. Im Fall des Betriebs mit Wasserstoff wird auf einen noch teureren Energieträger gewechselt, welcher trotz weiteren Einsparungen bei den Emissionskosten zu spürbaren Mehrkosten insgesamt führt. Die Kostenstruktur wird hier noch stärker von den nicht energiebedingten Betriebskosten dominiert, als es bei der Stahlherstellung der Fall ist. Wie bereits zuvor ausgeführt, sind die Möglichkeiten einer Flexibilisierung und damit auch der Erzielung von Flexibilitätserlösen begrenzt. Entsprechend sind zwar bei der elektrifizierten Variante und der Variante mit Wasserstoff minimale Kosteneinsparungen möglich, aber es ist fraglich, ob man für diese Einsparungen die höhere Komplexität bei der Produktionsplanung in Kauf nimmt.

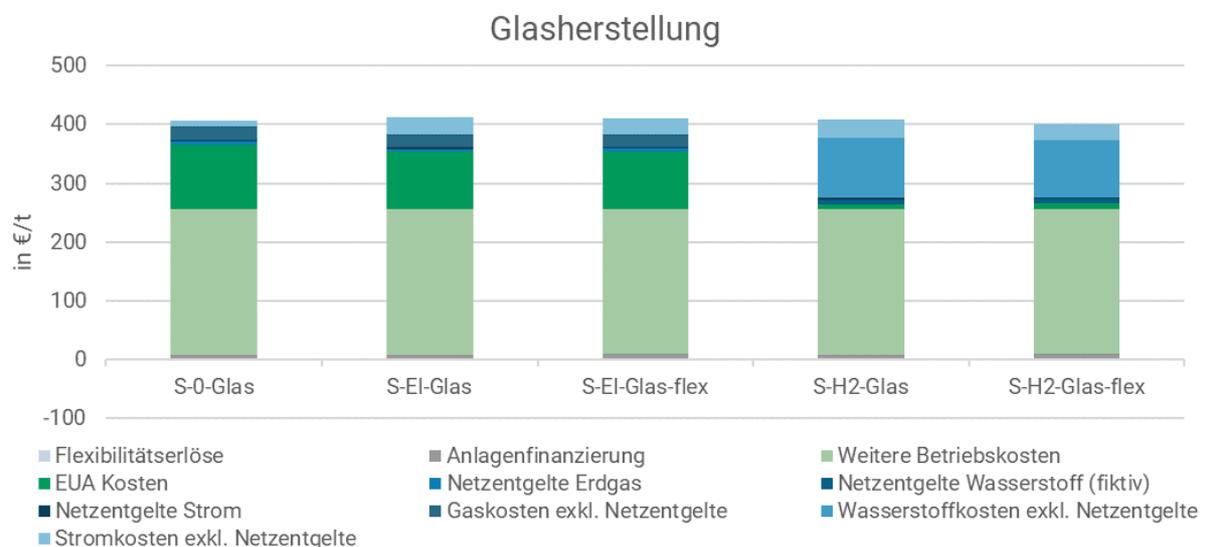


Abbildung 78: Produktionskosten einzelner Routen bei der Glasherstellung für das Jahr 2045 im Vergleich

6.2.7 Zementherstellung

Für die Zementherstellung wird für die verschiedenen Prozessvarianten auf der Fallstudie in Abschnitt 4.10 und 6.1.5 aufgebaut. Neben dem beschriebenen Referenzprozess wird eine Teilelektrifizierung betrachtet. Für eine vollständige Dekarbonisierung ist jedoch sowohl der Einsatz von Wasserstoff oder biogenen Energieträgern als auch eine Einspeicherung bzw. langfristige Bindung der prozessbedingten Emissionen erforderlich. Da es eine Vielzahl an Optionen nach einer Abscheidung der Kohlenstoffemissionen gibt, werden diese hier bei der ökonomischen Einordnung nicht detailliert betrachtet. Es wird vereinfacht von einer Einspeicherung ausgegangen mit Kosten von 110 €/tCO₂ (angelehnt an

(Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2024)). Die Flexibilität bei der Zementherstellung ist durch den diskontinuierlichen Prozess im Drehofen, besonders durch die Silogröße, bestimmt. Widerstandsheizungen können das Flexibilisierungspotential im elektrifizierten Fall weiter erhöhen.

Der Kostenvergleich in Abbildung 79 zeigt, dass bei den emissionsbehafteten Varianten ein Großteil der Gesamtkosten auf die CO₂-Emissionen zurückzuführen ist. Dies hat mehrere Gründe: Es fallen erstens zusätzliche prozessbedingte Emissionen an. Es werden zweitens spezielle Energieträger wie Abfallfraktionen und Ersatzbrennstoffe genutzt, die sehr niedrige Preise haben. Und drittens sind auch die Betriebskosten niedrig durch wenig Personal und geringe Rohstoffkosten. Die elektrifizierte Variante führt zu etwas geringeren Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzprozess. Hier überkompensiert die Einsparung bei den CO₂-Zertifikaten die zusätzlichen Kosten durch den teureren Energieträger Strom. Die günstigste Variante ist jedoch die Variante, bei der Wasserstoff zum Einsatz kommt und die prozessbedingten Emissionen abgeschieden werden. Während eine Flexibilisierung des Referenzprozesses keine spürbaren Auswirkungen hat, kann bei den beiden anderen Varianten eine kleine Kosteneinsparung von bis zu 6 % erreicht werden. Diese teilen sich zu gleichen Teilen auf Möglichkeiten der Erzielung von Flexibilitätserlösen am Regelleistungsmarkt und der Ausnutzung schwankender Energieträgerpreise auf.

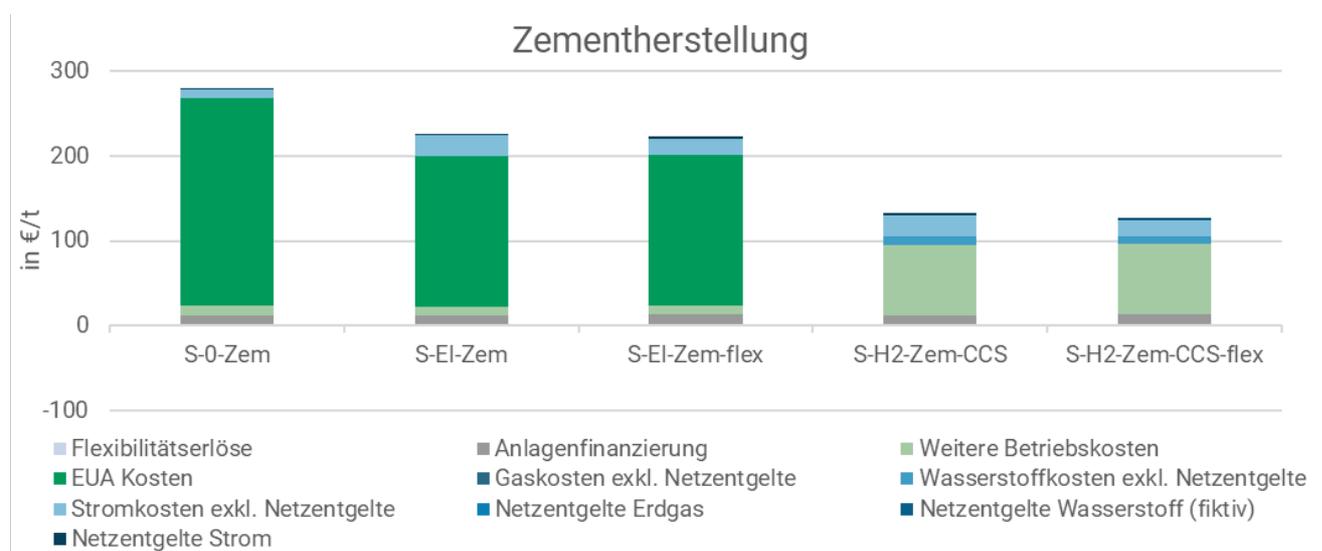


Abbildung 79: Produktionskosten einzelner Routen im Vergleich bei der Zementherstellung für das Jahr 2045 im Vergleich

6.2.8 Dampferzeugung

Dampf spielt insbesondere in der chemischen Industrie, aber auch in anderen Branchen wie der Papierherstellung oder der Nahrungsmittelindustrie eine große Bedeutung. Zudem sind verschiedene Technologien mit hoher Marktreife verfügbar, die eine klimaneutrale Dampferzeugung ermöglichen. Angelehnt an die Fallstudie in Abschnitt 6.1.6 sollen hier vier verschiedene Varianten zur Dampfbereitstellung ökonomisch eingeordnet werden. Im Gegensatz zur Fallstudie werden hier jedoch Erzeugungstechnologien für Dampf miteinander verglichen, die eine konstante Nachfrage bedienen sollen. Sofern eine Anlage im Teillastbetrieb gefahren oder zur Bereitstellung von Flexibilität abgeschaltet wird, muss immer ein Speicher zum Einsatz kommen, um die Dampfnachfrage weiterhin zu bedienen. Als Referenzprozess dient der Dampfkessel mit Erdgasbetrieb („Dampfkessel-

NG“). Als weitere Varianten werden der Betrieb mit Wasserstoff („Dampfkessel-H₂“) sowie zwei direktelektrische Varianten mit einem Elektrodenkessel („Elektrodenkessel“) und einer Hochtemperatur-Wärmepumpe („HT-WP“) betrachtet. Generell lassen sich diese Anlagen aufgrund der Möglichkeit einfacherer Anlagenregelungen und einer hohen Dynamik sehr gut flexibilisieren, mit leichten Einschränkungen bei der HT-WP, wobei für eine Prozessintegration in der Regel Speicher zum Einsatz kommen müssen, wenn keine genaue Abstimmung mit den vor- und nachgelagerten Prozessen möglich ist. Die Speicherkosten (siehe Abbildung 80) sind dabei sehr vom Einsatzfeld bzw. der Zykluszahl abhängig und bewegen sich in dieser Untersuchung mit angenommenen vier Zyklen pro Tag unterhalb von 10 €/kWh. Je nach Zykluszahl können diese Kosten jedoch auch deutlich ansteigen bzw. noch weiter reduziert werden.

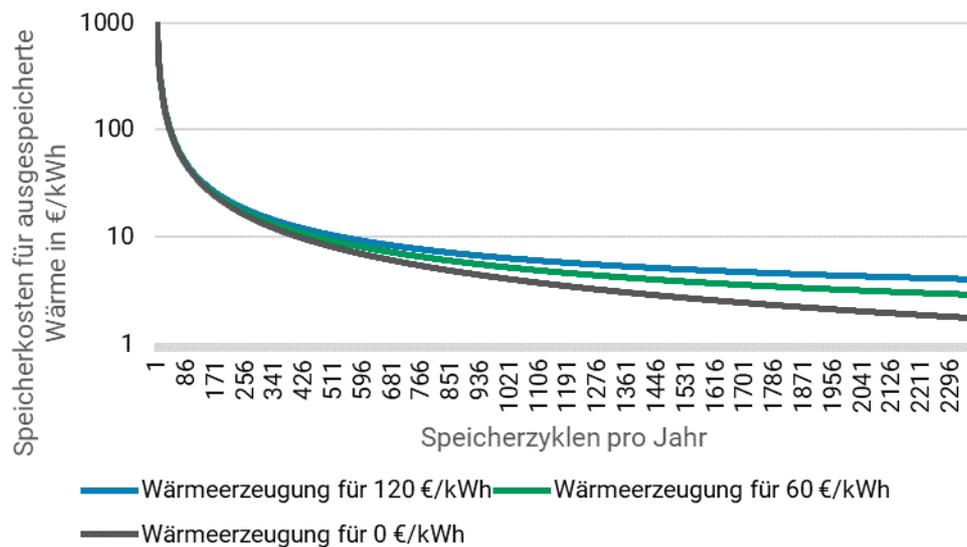


Abbildung 80: Speicherkosten für die ausgespeicherte Wärme in Abhängigkeit von der Zykluszahl und dem Preis der eingespeicherten Wärme

Der Kostenvergleich in Abbildung 81 zeigt deutlich größere Spannbreiten zwischen den einzelnen Varianten als bei den anderen betrachteten Branchen. Im Falle des Dampfkessels führt der Einsatz von Wasserstoff trotz Einsparungen bei den Kosten für CO₂-Zertifikate aufgrund des teureren Energieträgers Wasserstoff zu Mehrkosten im Vergleich zum Erdgasbetrieb. Die Kosten für den Elektrodenkessel steigen dann noch einmal deutlich an, da einerseits hohe Stromkosten anfallen und andererseits auch höhere Kosten für den Netzanschluss zu zahlen sind. Im Falle der Wärmepumpe können diese Kosten deutlich reduziert werden, da hohe Effizienzgewinne durch die Nutzung von Wärmequellen wie Umgebungsluft oder Abwärme erzielt werden können und so der Stromverbrauch deutlich niedriger ausfällt. Dies setzt jedoch voraus, dass eine Wärmequelle kosteneffizient verfügbar ist. In diesem Fall ist eine HT-WP die kostengünstigste Art der Dampfbereitstellung. Mit Ausnahme der HT-WP sind die Anteile an den Gesamtkosten für die Anlagenfinanzierung bei allen Varianten sehr niedrig. Entsprechend kann sich die Investition bereits bei niedrigen jährlichen Betriebsstunden lohnen, sofern die sonstige Infrastruktur vorhanden ist. Im Falle des flexiblen Betriebs zeigt sich, dass bei den Dampfkesseln die Kosteneinsparungen bei den schwankenden Energieträgerpreisen durch die Speicherkosten in etwa kompensiert werden. Erhöhungen der Produktionskapazitäten führen zu leicht erhöhten Kosten. Ähnlich ist es bei der HT-WP, welche jedoch stärker von den höheren Kosten der Anlagenfinanzierung zur Vorhaltung von Überkapazitäten betroffen ist. Am

meisten kann durch Flexibilisierung potenziell bei den Elektrodenkesseln eingespart werden. Ein Nachteil, der beim Elektrodenkessel aufkommt, ist jedoch der deutliche Anstieg der Netzentgelte. Kann der Betrieb jedoch verbrauchsseitig so angepasst werden, dass eine „atypische Netznutzung“ (siehe auch Abschnitt 6.2.3) möglich ist, können die Netzentgelte deutlich reduziert werden und ein flexibler Betrieb von Elektrodenkesseln würde sich noch mehr lohnen. Da sowohl der Elektrodenkessel als auch die Wärmepumpe am Regelleistungsmarkt teilnehmen könnten, bestehen hier zusätzliche Erlösmöglichkeiten. Je nach Marktsituation können sogar Situationen auftreten, in denen die Erlösmöglichkeiten die Dampfbereitstellungskosten beim Elektrodenkessel zu einem großen Anteil kompensieren. Sofern ausreichend Abwärme im richtigen Temperaturniveau verfügbar ist, ist jedoch eine HT-WP einem Elektrodenkessel vorzuziehen.

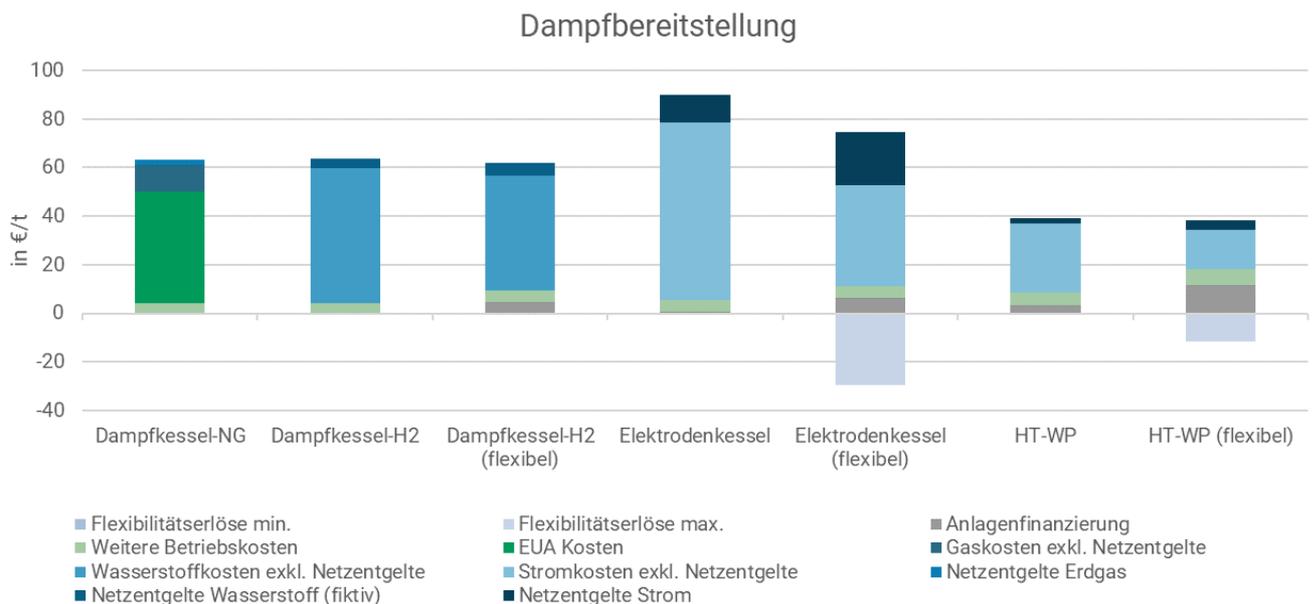


Abbildung 81: Produktionskosten einzelner Routen bei der Dampferzeugung für das Jahr 2045 im Vergleich

6.2.9 Zwischenfazit

Die Analysen der Fallbeispiele und der **betriebswirtschaftlichen Bewertung** zeigen, dass im Jahr 2035 die elektrifizierte sowie die dekarbonisierte Variante bei der Stahlherstellung, Glasherstellung und eingeschränkt bei der Dampfbereitstellung die höheren Gesamtkosten besitzen. Es können zwar insbesondere Einsparungen bei den Kosten für die Emissionen erzielt werden, diese können aber meist nicht die höheren Ausgaben für den alternativen Energieträger (meist Strom bzw. Wasserstoff) kompensieren. Bei den Varianten zur vollständigen Dekarbonisierung muss häufig Wasserstoff eingesetzt werden, wodurch der Effekt meist stärker ist als bei den elektrifizierten Varianten, die durch eine Elektrifizierung des Referenzfalls noch keine vollständige Dekarbonisierung erreichen. Für 2045 stellen die dekarbonisierten Varianten in der Regel die kostengünstigsten Optionen dar (siehe Abbildung 82). Sie profitieren hierbei insbesondere durch Einsparungen durch die nicht bzw. kaum anfallenden Emissionen. Dieses Ergebnis ist sehr stark von den hinterlegten Annahmen zu den CO₂-Kosten (EUAs) und den Energiepreisen abhängig, zeigt jedoch, dass unter den getätigten Annahmen langfristig die klimaneutrale Produktion wettbewerbsfähig werden kann.

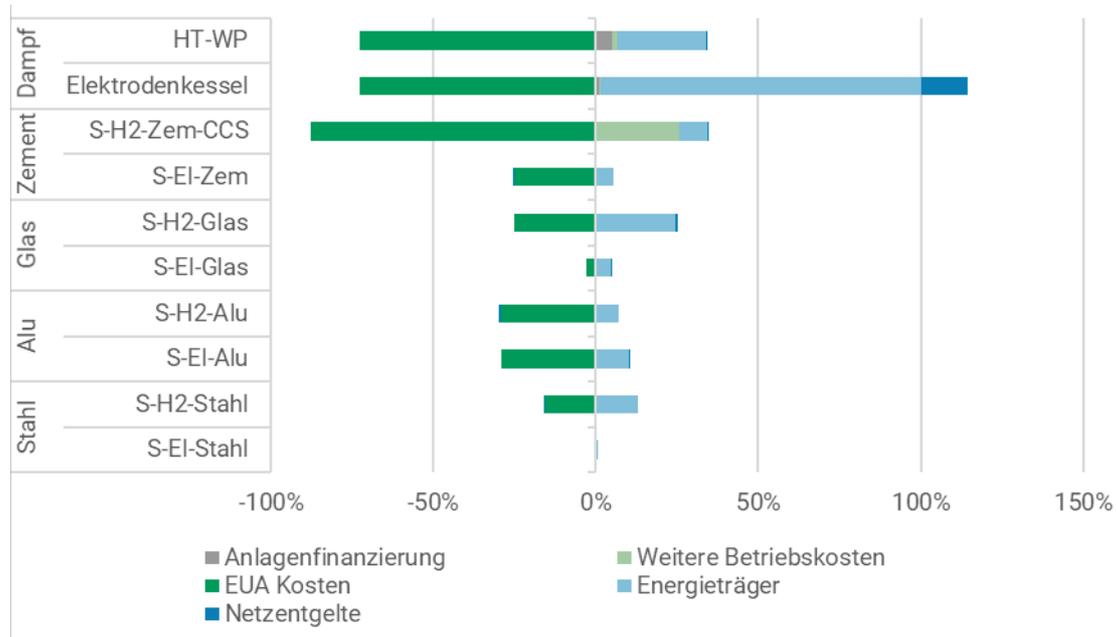


Abbildung 82: Relative Kostenveränderung der elektrifizierten („S-EL, Elektrodenkessel, HT-WP“) und der dekarbonisierten Varianten („S-H₂“) bezogen auf den Referenzfall „S-0“ ohne eine Flexibilisierung für das Jahr 2045 (CCS: Carbon Capture and Storage, EUA: EU-Allowances)

Die **Nettokosten des flexiblen Betriebs** von elektrifizierten Prozessen gegenüber einem inflexiblen Betrieb ergeben sich als Summe der einzelnen Kostenkomponenten. Mehrkosten entstehen durch höhere Wartungs- und Betriebskosten, höhere Kosten durch geringere Wirkungsgrade und zusätzliche Verluste als auch Kosten durch Investitionen in zusätzliche Produktions- und Lagerkapazitäten sowie durch Investitionen in zusätzliche Anlagen zur Energieerzeugung und Speicherung sowie in Infrastruktur für den Energietransport. Dem stehen Kosteneinsparungen durch einen flexibleren Energiebezug gegenüber bzw. zusätzliche Erlöse durch die Bereitstellung von Flexibilität.

Die **Kostenvorteile** bei einem **flexiblen Betrieb** unter den getroffenen Annahmen einer hohen Auslastung des Produktionsprozesses und einer Bedienung einer unveränderten Nachfrage durch günstigeren Energiebezug bzw. die Bereitstellung von Flexibilität wirken sich in den betrachteten Fallbeispielen unterschiedlich aus (siehe Abbildung 83). Die Kosteneinsparungen liegen für die meisten Fallbeispiele inklusive potenzieller Erlöse auf dem Flexibilitätsmarkt zwischen 0,3 und 2,5 % gegenüber den Produktionskosten der unflexiblen Variante für das Jahr 2035 und 0,1 bis 4 % für 2045. Sehr hohe Einsparungen sind hingegen bei der **Dampfbereitstellung** mit bis zu 43 % im Jahr 2045 möglich, da hier die Energieträgerkosten häufig einen Großteil der Gesamtkosten ausmachen. Generell ist es bei der Dampferzeugung so, dass aufgrund des hohen Flexibilitätspotentials sowohl große Einsparungen bei den Energieträgerkosten möglich sind als auch hohe Erlösmöglichkeiten am Flexibilitätsmarkt bestehen. Im Falle der **Hochtemperatur-Wärmepumpe** (HT-WP) stehen diesen Einsparungen aber deutliche höheren Ausgaben für die Erhöhung der Anlagenkapazitäten gegenüber. Die Elektrodenkessel profitieren von einem geringen Investitionsbedarf, haben dafür aber noch höhere Netzentgelte zu tragen, welche unter den getroffenen Annahmen durch die Kosteneinsparungen kompensiert werden können. Insgesamt sind Elektrodenkessel dennoch teurer als die HT-WP, sofern dieser eine kostengünstige Abwärmequelle zur Verfügung steht. Für die **Zementherstellung** und **Aluminiumherstellung/-verarbeitung** zeigt sich ein weniger stark ausgeprägtes Bild, das jedoch in den Grundstrukturen ähnlich ist. Beide Prozesse können von einer Flexibilisierung und

den Einsparungen durch geringere Beschaffungskosten der Energieträger profitieren. Dies ist auch recht unabhängig davon, ob der Prozess mit Wasserstoff oder Strom betrieben wird. Auch bestehen Potentiale Erlöse am Flexibilitätsmarkt zu erzielen, welche jedoch deutlich geringer ausfallen wie bei der Dampfbereitstellung. Den Kosteneinsparungen stehen auch hier insbesondere die Ausgaben für höhere Produktionskapazitäten gegenüber. Im Fall der **Stahl- und Glasherstellung** sind aufgrund eingeschränkter Elektrifizierungsmöglichkeiten, die Auswirkungen durch eine Flexibilisierung sehr gering. Wird hier Wasserstoff zur vollständigen Dekarbonisierung eingesetzt, sind geringe Kosteneinsparungen möglich, die sich analog zu den anderen Produktionsprozessen ergeben. Sollte Wasserstoff vor Ort produziert werden, können sich ggf. zusammen mit Speichern deutlich größere Flexibilisierungsmöglichkeiten ergeben. Hierbei sollte jedoch geprüft werden, ob eine lokale Wasserstoffproduktion wirtschaftlich umgesetzt werden kann im Vergleich zu einem Bezug aus dem Netz. Anzumerken ist darüber hinaus, dass im Falle der Verfügbarkeit von **Flexibilitäten durch eine zeitliche Verschiebung** oder einen **hybriden Energieeinsatz**, meist keine Kosten für höhere Produktionskapazitäten anfallen, wodurch die Kosteneinsparungspotentiale teils deutlich größer ausfallen können. Die meisten aktuellen Produktionsrouten unterliegen jedoch einer hohen Auslastung und können daher nur sehr wenig auf eine zeitliche Verschiebung oder einen Anlagenwechsel in einem hybriden Anlagenpark zurückgreifen.

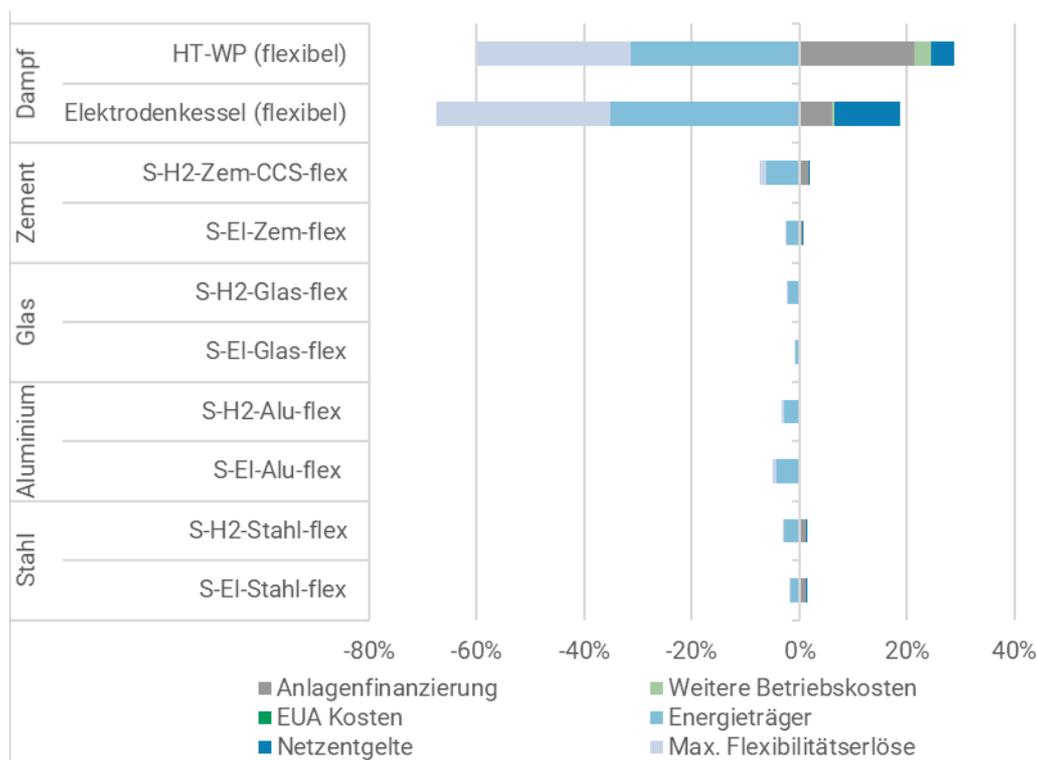


Abbildung 83: Relative Kostenveränderung durch eine Flexibilisierung der elektrifizierten und der dekarbonisierten Varianten bezogen auf die jeweilige inflexible Variante für das Jahr 2045

Beim **Einsatz von Wasserstoff** gilt es zu bedenken, dass die Verfügbarkeit sowie die sich einstellenden Preise mit großer Unsicherheit verbunden sind, sodass aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ein hybrider Einsatz der Energieträger Erdgas, Wasserstoff und Strom für die Unternehmen eine Absicherung gegen größere Preisschwankungen darstellt. Die Kosten für Wasserstoff werden maßgeblich von der Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien beeinflusst. Die Preise, die durch die Unternehmen für Was-

Wasserstoff bezahlt werden müssen, hängen auch an der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage. Ein hybrider Einsatz von Energieträgern ermöglicht eine flexiblere Transformationsphase, da die Verwendung von Wasserstoff an die Verfügbarkeit und Kosten angepasst werden kann. Dazu ist ein paralleler Betrieb notwendig, indem zunächst in Anlagen und Energieinfrastruktur für Strom bzw. Wasserstoff als Energieträger investiert werden muss, ohne die bestehende Infrastruktur stillzulegen. Bei einer ausreichenden Verfügbarkeit kann im weiteren Zeitverlauf eine vollständige Umstellung erfolgen. Bei Industrieprozessen, die keinen hybriden Einsatz erlauben, ist dagegen nur eine direkte Umstellung auf Wasserstoff möglich.

7 Schlussfolgerungen

- 1. Energieeinsatz und Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie sind bisher kaum flexibilisiert. Bestehende Produktionsanlagen sind hoch ausgelastet und auf einen kontinuierlichen Betrieb optimiert.** Die branchenspezifische Analyse zeigt, dass **industrielle Prozessketten** technisch und wirtschaftlich hoch optimiert sind. Viele der Prozessschritte folgen direkt aufeinander (z. B. Flachglasherstellung und Aluminiumverarbeitung) und bieten gegenwärtig kein oder nur sehr geringes Potential zur Lastverschiebung oder -reduktion. Dabei lassen sich viele der Prozesse nicht beliebig an- und abschalten, sondern sind durch eine oft sehr lange Prozessdauer von vielen Stunden mit einer charakteristischen Lastkurve gekennzeichnet. Einzelfälle zeigen, wie **Flexibilisierung** umsetzbar ist. Dazu zählen die Primäraluminiumelektrolyse oder der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Dampferzeugung der Papier- und Chemieindustrie. Die **Prozesswärmebereitstellung** ist nur in Einzelfällen elektrifiziert und nutzt in den meisten Fällen **Erdgas** als alleinigen Energieträger. Eine **Vollelektrifizierung** ist bei einigen der betrachteten Prozesse bereits technisch ausgereift und verfügbar (z. B. in der Aluminiumindustrie oder der Dampferzeugung), während sie bei anderen noch eine niedrige Technologiereife aufweist (z. B. Zement, Keramik oder einige Prozesse der Stahlindustrie) und für eine Elektrifizierung weiterhin erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig ist. Eine **Teilelektrifizierung** ist häufiger möglich und in Einzelfällen bereits umgesetzt (z. B. Glasherstellung), wird aber bei den aktuellen Strompreisen nur eingesetzt, wenn dadurch weitere Vorteile in Prozessführung oder Energieeffizienz erschlossen werden, da diese nur bedingt wirtschaftlich sind.
- 2. Eine stärkere Flexibilisierung heutiger Produktionsprozesse sowie zukünftig elektrifizierter Prozesswärmeanlagen ist technisch möglich, jedoch nicht ohne zusätzliche Kosten umsetzbar.** Zusatzkosten müssen durch günstigeren Energiebezug kompensiert werden und ergeben sich durch veränderte **Wartungs- und Betriebskosten, geringere Wirkungsgrade, Investitionen in zusätzliche Produktions- und Lagerkapazitäten sowie zusätzliche Anlagen zur Energieerzeugung oder Speicherung und für Energietransport und Anbindung**. Aufgrund hoher Anlagenauslastung sind größere Flexibilitätspotenziale nur über den gezielten Aufbau von Überkapazitäten erschließbar. Diese können mit einem flexiblen Betrieb gegenüber einer inflexiblen Betriebsweise und bei Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu Nettokosteneinsparungen von bis zu 2,5 % in 2035 und bis zu 4 % in 2045 führen, sofern Marktunsicherheiten unberücksichtigt bleiben. Unternehmen sollten daher bei der Planung von Neuanlagen prüfen, ob es lohnenswert sein kann, zusätzliche Produktionskapazitäten für einen flexibleren Betrieb vorzuhalten. Hinzu kommen **nichtmonetäre Hemmnisse** wie mögliche Auswirkungen auf die Produktqualität sowie Anlagenlebensdauer oder eine komplexere Produktionsplanung.

3. **Lastflexibilisierung in der Industrie kann einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten. Gleichzeitig sollten die Möglichkeiten realistisch eingeschätzt und Industrieflexibilitäten im Kontext mit anderen Optionen bewertet werden.** Dazu zählen steuerbare Erzeuger, Speichertechnologien, überregionaler Ausgleich über die Übertragungsnetze und diverse flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektromobilität. Die Literaturanalyse zeigt, dass die Möglichkeiten der Lastflexibilisierung vielfältig und sehr branchenspezifisch sind. Hochrechnungen sind großen Unsicherheiten unterworfen. Unter diesen Voraussetzungen wird für die Flexibilisierung heutiger Produktionsprozesse ein zukünftig **erschließbares Potential von etwa 5 GW Lastreduktion** für den mittleren Zeitraum von 4 Stunden ermittelt und in die Systemmodellierung aufgenommen. Diesen stehen im Jahr 2035 bereits über 500 GW installierter Leistung aus Strom und Windenergie gegenüber. Die **Ergebnisse** zeigen, dass die flexible Industrielast eine unterstützende Rolle bei der **Integration erneuerbarer Energien** spielen kann, indem sie die Schwankungen im Stromangebot über mehrere Stunden hinweg ausgleicht. Tagsüber, insbesondere zur Mittagszeit, wenn die PV-Einspeisung ihren Höhepunkt erreicht, wird die flexible Lasterhöhung genutzt, um den überschüssigen Solarstrom effizient zu verwenden. In den Abend- und Morgenstunden, wenn die Windverfügbarkeit gering ist und die PV-Einspeisung versiegt, wird die Lastverringerung aktiviert. Gleichzeitig ist eine realistische Einschätzung wichtig: Je länger die Verschiebezeiträume sein sollen, desto höhere Überkapazitäten sind nötig, was zusätzliche Investitionen verlangt und Kosten erhöht. Diese Einschätzung gilt sowohl für die meisten bereits elektrifizierten Prozesse wie auch für zukünftig elektrifizierte Prozesswärmeanlagen. Größeres Potential für Lastflexibilisierung wird in hybriden und flexiblen Prozesswärmeanlagen gesehen, welche zwischen unterschiedlichen Energieträgern, bspw. Strom und Gas, wechseln können
4. **Hybride Energieversorgung ist eine Schlüsseltechnik, welche die Flexibilität steigert und gleichzeitig die Transformation ermöglicht. Nötige Technologien sind in vielen Branchen verfügbar für den schnellen und breiten Einsatz, besonders für die Dampferzeugung. In der Stahlherstellung wird der flexible Einsatz von Wasserstoff von zentraler Bedeutung sein. In anderen Hochtemperaturprozessen ist zunächst noch Technologieentwicklung und Demonstration nötig.**
- Als kurzfristiger Einstieg in die Transformation ist die Investition in ergänzende elektrische **Dampferzeugung** an Standorten zentral, die aktuell erdgasbefeuerte Dampfkessel oder KWK-Anlagen nutzen. Die Ergebnisse der Systemmodellierung zeigen, dass Wärmepumpen aufgrund von Effizienzvorteilen eine wichtige Rolle im klimaneutralen System spielen sollten. Gleichzeitig sollte ihr Betrieb in der Übergangszeit möglichst flexibel sein, was durch flexible hybride Systeme ermöglicht wird, indem Wärmepumpen gasbefeuerte KWK-Anlagen oder Kessel ergänzen. Langfristig spielen KWK-Anlagen eine zunehmend geringere Rolle. Dennoch zeigt sich auch im Jahr 2045 eine gewisse Rolle für wasserstoffbefeuerte Dampferzeugung. Diese wird vornehmlich in Winterstunden mit geringer Windeinspeisung genutzt, wenn Wasserstoffkraftwerke den Strompreis setzen.

In der **Stahlherstellung** können die im Aufbau befindlichen Direktreduktionsanlagen Wasserstoff und Erdgas flexibel nutzen. Die Ergebnisse der Systemmodellierung zeigen, dass in der Übergangszeit eine Mischung aus Wasserstoff und Erdgas kostenoptimal ist. Dabei wird ein stark saisonales Einsatzprofil genutzt: Erdgas wird im Winter genutzt und Wasserstoff im Sommer, wenn Strompreise aufgrund von hoher PV-Einspeisung und geringeren Residuallasten niedriger sind. Durch den flexiblen Einsatz von Wasserstoff kann der Bedarf an saisonalen Wasserstoffspeichern im System im Jahr 2035 um etwa 23 % gesenkt werden. So kann der flexible Einsatz von Erdgas und Wasserstoff Resilienzen gegenüber Verzögerungen beim Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere Speichern, schaffen.

Bei **Hochtemperaturprozessen der Mineral- und Metallindustrie** ist eine Hybridisierung der Energieversorgung noch nicht Stand der Technik. Weitere Technologieentwicklung und Demonstration wie bspw. hybride Beheizungssysteme, die elektrische und gasbeheizte Komponenten kombinieren, sind notwendig, um branchenspezifische Lösungen zu erarbeiten.

5. **Der aktuelle regulatorische Rahmen hemmt die Flexibilisierung. Die Stromnetzentgelte sollten an den Anforderungen eines durch Wind und PV bestimmten Energiesystems ausgerichtet werden.** Die bisherigen Regelungen zu den Netzentgelten setzen Anreize für möglichst hohe Volllaststunden und einen kontinuierlichen Strombezug und stellen damit zentrale **Hemmnisse für flexible Lasten** dar. So führen **Leistungspreise** (im Gegensatz zu Arbeitspreisen) dazu, dass die Netzentgelte eines Unternehmens ggfs. deutlich steigen können, wenn höhere Kapazitäten oder hybride Versorgungssysteme aufgebaut werden, die in wenigen Lastspitzen resultieren. Ein weiteres zentrales Hemmnis stellen die Regelungen zur **Netzentgeltprivilegierung durch intensive Netznutzung** dar, weil diese Privilegierung eine hohe Benutzungsdauer des Netzanschlusses als Voraussetzung hat.⁴ Demnach erhalten Unternehmen hohe Vergünstigungen auf die regulären Entgelte, wenn sie mindestens 7.000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. Für Standorte, die diese Privilegierung in Anspruch nehmen, sind dann zwar zusätzliche spezifische Regelungen geschaffen worden, damit die Privilegierung nicht durch den Einsatz von Flexibilität gefährdet wird, der Anreiz aus dieser Privilegierung wirkt aber weiterhin einer Flexibilisierung entgegen.

Die Netzentgelte sollten daher in die Richtung angepasst werden, dass technisch verfügbare Netzkapazitäten auch wirtschaftlich genutzt werden können. Im Falle eines erforderlichen Netzausbaus, verursacht durch Flexibilisierung, sollte jedoch sichergestellt werden, dass dies die wirtschaftlichste Option ist. Eine stärkere zeitliche und örtliche Dynamisierung der Netzentgelte erscheint daher sinnvoll zu sein. Das aktuelle Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich⁵ kann dazu einen Rahmen bieten, wobei es auf die genaue Ausgestaltung der Netzentgelte ankommt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die reale Belastungssituation im Netz sich nicht in den Entgelten widerspiegelt. Zukünftig sollten Netzentgelte einen flexiblen netz- und systemdienlichen Strombezug anreizen. Kapazitätsentgelte in Kombination mit dynamischen zeitvariablen Netzentgelten können einen geeigneten Anreiz bieten.

⁴ Siehe „Bandlastprivilegierung“ nach § 19 Abs. 2 StromNEV.

⁵ Siehe Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) 2024b.

- 6. Eine Erschließung des Flexibilitätspotentials in der Industrie verlangt eine klare Strategie der Politik und Investitionen der Wirtschaft. Eine Strategie zur Steigerung der Energieflexibilität sollte Synergien mit anderen Politikfeldern erschließen.** Dazu zählen die Transformation zur klimaneutralen Produktion, die Resilienz der Energieversorgung oder die Absicherung gegen Preisschwankungen.

8 Anhang

8.1 Zusammenfassung typischer Prozesskennzahlen Industrie (Bottom-up-Analyse)

Prozesskette	Prozess	Anlagentyp	Produktionsmenge in t/a	Energie-träger	Energiebedarf in kWh/t	Betriebszeit in h/a	Auslastung in %	Elektrifizierungspotential	Quellen
Primärstahlherstellung	Sintern	Sinterofen	3.650.000	Koks, Kuppelgas, Erdgas	ca. 385	8.640	99	gering	[1]
Primärstahlherstellung	Koksherstellung	Kokereiofen	1.500.000	Kuppelgas	ca. 1.000	8.640	99	gering	[1]
Primärstahlherstellung	Schmelzen	Hochofen	4.100.000	Kohle, Erdgas	ca. 4.500	ca. 8.300	95	gering	[1, 2, 3]
Primärstahlherstellung	Erwärmen	Hubbalkenofen	1.400.000	Erdgas	ca. 390	ca. 7.900	90	gering	[4, 5]
Primärstahlherstellung	Wärmebehandlung	Durchlaufglühofen	530.000	Erdgas	ca. 280	ca. 8.300	95	gering	[5, 6]
Sekundärstahlherstellung	Schmelzen	Elektrolichtbogenofen	900.000–1.100.000	Strom, Erdgas	ca. 450	ca. 7.800–8.000	88-90	SdT	[7–10]
Herstellung Eisenguss	Schmelzen	Heißwind-Kupolofen (fossil)	120.000–530.000	Koks	765–1.148	n. a.	70–95	SdT	[11,12]

Prozesskette	Prozess	Anlagentyp	Produktionsmenge in t/a	Energieträger	Energiebedarf in kWh/t	Betriebszeit in h/a	Auslastung in %	Elektrifizierungspotential	Quellen
Herstellung Eisen-guss	Schmelzen	Kaltwind-Kupolofen (fossil)	30.000–150.000	Koks	893–1.275	n. a.	70–95	SdT.	[11,12]
Herstellung Eisen-guss	Schmelzen	Induktionstiegelofen (elektrisch)	30.000–210.000	Strom	530–627	n. a.	80–85	SdT	[11,12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Kammerherdofen	50.000	Erdgas	575–1.222	7.900	90	hoch, teilweise SdT	[5, 13, 14]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Schachtofen (fossil)	2.650–36.000	Erdgas	600–900	5.300–7.200	70–95	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Tiegelofen (fossil)	1.520–15.900	Erdgas; Erdöl	900–1.700	3.800–5.300	50–70	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Tiegelofen (elektrisch)	494–7.950	Strom	530–750	3.800–5.300	50–70	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Drehtrommelofen (fossil)	4.560–13.250	Erdgas; Erdöl	600–1.250	3.800–5.300	50–70	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Herdofen (fossil)	848–216.000	Erdgas	700–1.200	5.300–7.200	70–95	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Induktionstiegelofen	30.000–210.000	Strom	530–627	6.000–6.400	80–85	SdT	[11, 12]

Prozesskette	Prozess	Anlagentyp	Produktionsmenge in t/a	Energieträger	Energiebedarf in kWh/t	Betriebszeit in h/a	Auslastung in %	Elektrifizierungspotential	Quellen
Aluminiumherstellung	Schmelzen	Induktionsrinnenofen	1.800–102.400	Strom	530–627	6.000–6.400	80–85	SdT	[11, 12]
Aluminiumherstellung	Erwärmen	Stoßofen	20.000	Erdgas	200–220	7.000	80	hoch/SdT	[14-17]
Aluminiumherstellung	Wärmebehandlung	Durchlauf-/Schwebebandofen	20.000	Erdgas	240–260	7.900	90	hoch/SdT	[14–18]
Aluminiumherstellung	Wärmebehandlung	Kammerofen	20.000	Erdgas	180–200	7.900	90	hoch/SdT	[14,16,17, 19, 20]
Messingherstellung	Schmelzen	Induktions-tiegel, -rinnenofen	10.000–80.000	Strom	250–380	n. a.	80–100	SdT	[11]
Messingherstellung	Erwärmen	Hubbalken-, Rollenherdofen (fossil)	10.000–490.000	Erdgas	190–225	n. a.	80–100	SdT	[21, 22]
Messingherstellung	Wärmebehandlung	Haubenofen (fossil)	10.000–40.000	Erdgas	80–220	n. a.	70–100	SdT	[21, 22]
Schmieden und Härten	Erwärmen	Kammer-/Herdwagenofen	14.000–15.000	Erdgas	650–750	7.000	80	n. a.	[9, 11, 23]
Schmieden und Härten	Aufkohlen/Austenitisieren	Kammerofen	1.900–2.000	Erdgas	500–600	7.500	85	n. a.	[11]
Keramikherstellung	Brennen (Sanitärkeramik)	Tunnelofen	ca. 14.000	Erdgas	1.389–2.500t	ca. 8.000	90	TRL < 4	[9, 11, 24–26]

Prozesskette	Prozess	Anlagentyp	Produktionsmenge in t/a	Energieträger	Energiebedarf in kWh/t	Betriebszeit in h/a	Auslastung in %	Elektrifizierungspotential	Quellen
Keramikherstellung	Brennen (Sanitärkeramik)	Rollenofen	–	Erdgas	1.177–1.297	n. a.	90	TRL < 4	[9, 11, 24–26]
Keramikherstellung	Brennen (Ziegel)	Tunnelofen	ca. 28.000	Erdgas	525	n. a.	90	TRL < 4	[9, 11, 24–29]
Keramikherstellung	Brenner (Feuerfeststeine)	Tunnelofen	ca. 28.000	Erdgas	1.525	n. a.	90	TRL < 4	[9, 11, 24–26]
Keramikherstellung	Brenner (Feuerfeststeine)	Herdwagenofen	ca. 9.000	Erdgas	1.600	n. a.	90	TRL < 4	[9, 11, 24–26]
Glasherstellung	Schmelzen (Behälterglas)	U-Flammenwanne	70.000–90.000	Erdgas	1.100–1.300	8.000	90	niedrig, evtl. EZH	[28–33]
Glasherstellung	Schmelzen (Flachglas)	Querbrennerwanne	210.000–230.000	Erdgas	2.100–2.200	8.000	90	Niedrig, evtl. EZH	[28, 30, 33]
Kalkherstellung	Brennen	Normalschachtofen	40.000	Koks	1.250	n. a.	85	TRL < 2	[11, 34]
Kalkherstellung	Brennen	GGR-Ofen	130.000	Erdgas	1.050	n. a.	75	TRL < 3	[11, 34]
Kalkherstellung	Brennen	Drehrohrofen	300.000	Braunkohle, Reststoffe	1.170	n. a.	70	TRL < 3	[11, 34]
Zementherstellung	Brennen	Drehrohrofensystem	930.000	Abfall, Braunkohle	1.110	n. a.	70	TRL < 3, Hybrid TRL < 5	[11, 35–39]
Chemieindustrie	Dampfspaltung	Dampfspaltungsanlagen	620.000 (Ethylen), 350.000 (Propylen)	Naphtha, Wasserdampf	3.333–4.722	n. a.	n. a.	n. a.	[40, 41]

Prozesskette	Prozess	Anlagentyp	Produktionsmenge in t/a	Energieträger	Energiebedarf in kWh/t	Betriebszeit in h/a	Auslastung in %	Elektrifizierungspotential	Quellen
Chemieindustrie	Dampfreformierung	Dampfreformierungsanlage	1.640.675	Erdgas	320	n. a.	n. a.	n. a.	[41,42]
Chemieindustrie	Ammoniaksynthese	Ammoniaksyntheseanlagen	1.204.500	n. a.	2.500–4.611	n. a.	n. a.	n. a.	[41]
Chemieindustrie	Chlor-Alkali-Elektrolyse	Chlor-Alkali-Elektrolyseure	15.000–1.600.000	Strom	1.800–2.600	n. a.	74–80	n. a.	[43]
Dampferzeugung Papierindustrie	Dampferzeugung/Trocknung	Dampfkessel, erdgasbeheizt	ca. 450.000–490.000 (Dampf), ca. 240.000–280.000 (Papier)	Erdgas	544–660 (pro t_{Dampf}), 1000–1100 (pro t_{Papier})	6.300	72	SdT	[11, 44–48]

Quellen: [1] (European Commission 2013), [2] (Stahlinstitut VDEh 2023), [3] (Pulm und Raupenstrauch 2014), [4] (Langer 2011), [5] (Stephan et al. 2005), [6] (Raick und Chalh-Andreas 2011), [7] (Schlemme et al. 2019) [8] (Sauer et al. 2019), [9] (Pfeifer et al. 2011b), [10] (Hölling et al. 2021), [11] (Fleiter et al. 2023a) [12] (Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) 2008), [13] (Valder 2011), [14] (European Commission 2017), [15] (Pfeifer et al. 2011a), [16] (Drossel et al. 2018), [17] (Valder 2010a), [18] (SMS group GmbH 2019), [19] (Menzler 2011), [20] (tenova LOI THERMPROCESS 2021), [21] (Köhlhofer und Leutloff 2011), [22] (Wendt und Hautkappe 2011), [23] (Schmidt et al. 2004), [24] (Specht 2014), [25] (VDI 2585:2018-12), [26] (Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 2020), [27] (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. 2020), [28] (Gitzhofer 2007), [29] (VDI 2578: 2017-05), [30] (Fleischmann et al. 2019), [31] (Nikolaus SORG GmbH & Co. KG 2020), [32] (Reynolds 2018), [33] (Brunke 2017), [34] (Expert:inneninterview 2023), [35] (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2019a), [36] (Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 2020), [37] (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019), [38] (Wilhelmsson et al. 2018), [39] (Mineral Products Association et al. 2019), [40] (Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) 2014), [41] (Bazzanella und Ausfelder 2017), [42] (Verband der Chemischen Industrie e.V. 2020), [43] (Schimmel 2019), [44] (Treppe et al. 2012), [45] (Suhr et al. 2015), [46] (Die Papierindustrie e.V. 2022), [47] (Prognos AG 2019), [48] (Blum et al. 2009)

8.2 Priorisierung und Auswahl der vertieften Analyse der Fallbeispiele

Fallbeispiel	Besonderheit in der Prozesskette	Grad der Elektrifizierung (aktuell)	Potential zur Elektrifizierung (zukünftig)	Relevanz für Fallbeispiele Teil II	Schwerpunkt Flexibilitätsanalysen	Weitere Betrachtung
Stahl Primärroute	überwiegend kontinuierliche Anlagen, hohe Leistung der Anlagen	gering	mittelmäßig	mittelmäßig (vgl. Erkenntnisse EAF-Route)	Lastverschiebung (large scale)	ja*
Stahl Sekundärroute (EAF)	dis- und kontinuierliche Anlagen, hohe Leistung der Anlagen	hoch	hoch	hoch	Lastverschiebung (large scale)	ja*
Gießerei Eisen	dis- und kontinuierliche Anlagen, leicht zu elektrifizierende Prozesse	mittelmäßig	hoch	gering	hybride Anlagentechnik (Strom, CCS, CCU)	nein
Aluminiumherstellung und -verarbeitung	dis- und kontinuierliche Anlagen, leicht zu elektrifizierende Prozesse	gering	hoch	gering	Lastverschiebung (small scale)	ja
Aluminiumherstellung und -verarbeitung	dis- und kontinuierliche Anlagen, leicht zu elektrifizierende Prozesse	gering	hoch	hoch	Lastverschiebung (medium scale)	nein
NE-Metall Messing	dis- und kontinuierliche Anlagen, leicht zu elektrifizierende Prozesse	mittelmäßig	hoch	hoch	Lastverschiebung (small scale)	nein
Schmiedeindustrie Stahl	diskontinuierliche Anlagen (ca. 50)	gering (< 90 %)	ca. 50 % oder mehr	hoch	hybride Anlagenpark (Strom, H ₂)	nein
Keramikherstellung	dis- und kontinuierliche Anlagen, schwer zu elektrifizierende Prozesse	gering	mittelmäßig	hoch	hybride Anlagentechnik (Strom, H ₂) (medium scale)	nein

Fallbeispiel	Besonderheit in der Prozesskette	Grad der Elektrifizierung (aktuell)	Potential zur Elektrifizierung (zukünftig)	Relevanz für Fallbeispiele Teil II	Schwerpunkt Flexibilitätsanalysen	Weitere Betrachtung
Glaserherstellung	kontinuierliche Anlagen, schwer zu elektrifizierende Prozesse	gering	mittelmäßig, (anteilige Elektrifizierung)	hoch	hybride Anlagentechnik (Strom, H ₂) (1 Prozess, large scale)	ja
Kalkherstellung	kontinuierliche Anlagen, schwer zu elektrifizierende Prozesse	gering	gering	gering	hybride Anlagentechnik (Strom, diverse, CCS, CCU)	nein
Zementherstellung	kontinuierliche Anlagen, schwer zu elektrifizierende Prozesse	gering	gering	gering	hybride Anlagentechnik (Strom, diverse, CCS, CCU)	ja
Chemie (Dampf)	Fokus Wärme-/Dampfbereitstellung	gering	hoch	hoch	hybride Anlagentechnik, hoher TRL	ja
Papier (Dampf)	Fokus Dampferzeugung	gering	hoch	hoch	hybride Anlagentechnik/ -park, hoher TRL	nein

Anmerkungen: Grün markiert: Auswahl für die detaillierte Analyse der Fallbeispiele; *Stahl Primär- und Sekundärroute werden in einem Beispiel zusammengefasst.

8.3 CAPEX-Annahmen für die Fallstudien

Fallbeispiel	Prozess	Einheit	Kosten	Quelle
Stahlherstellung/-verarbeitung	Schachtofen	€/ton	414,00	(Agora Energiewende et al. 2021b)
Stahlherstellung/-verarbeitung	Elektrolichtbogenofen	€/ton	331,20	(Agora Energiewende et al. 2021b)
Stahlherstellung/-verarbeitung	Hubbalkenofen	€/ton	21,40	Abschätzung nach (Fleiter et al. 2023a)
Stahlherstellung/-verarbeitung	Wärmebehandlung (kontinuierlich)	€/ton	190,30	Abschätzung nach (Fleiter et al. 2023a)
Stahlherstellung/-verarbeitung	Wärmebehandlung (diskontinuierlich)	€/ton	500,00	Abschätzung nach (Fleiter et al. 2023a)
Aluminiumherstellung/-verarbeitung	Lösungsglühofen	€/ton	28,60	(Fleiter et al. 2023a)
Aluminiumherstellung/-verarbeitung	Warmauslagerungssofen	€/ton	28,60	(Fleiter et al. 2023a)
Flachglasherstellung	Schmelzofen (Glas)	€/ton	205,50	(Fleiter et al. 2023a)
Zementherstellung	Drehrohrofensystem	€/ton	86,00	(Fleiter et al. 2023a)
Zementherstellung	Schmelzofen (Zement)	€/ton	86,00	(Fleiter et al. 2023a)
Dampfbereitstellung	Dampfkessel	€/ton	40,03	(Pezzutto et al. 2019)
Dampfbereitstellung	Elektrodenkessel	€/ton	243,80	(Pezzutto et al. 2019)
Dampfbereitstellung	HT-WP	€/ton	925,00	(Pezzutto et al. 2019)
Dampfbereitstellung	Dampfspeicher	€/m³	2.000,00	(Saini et al. 2023)

Literaturverzeichnis

Ade, H. (2017): Massivumformung in Deutschland. Eine energieintensive energieeffiziente Branche. Hg. v. Industrieverband Massivumformung e. V. Hagen.

AGC Glass Europe (2024): Design of a hybrid mid-sized pilot furnace for flat glass (Volta project). Online. Online verfügbar unter <https://www.agc-glass.eu/en/sustainability/hybrid-mid-sized-pilot-furnace-for-flat-glass>, zuletzt geprüft am 17.05.2024.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Fraunhofer IWES. Berlin.

Agora Energiewende; Consentec; Regulatory Assistance Project (2021a): Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Unter Mitarbeit von Wolfgang Fritz, Christoph Maurer und Andreas Jahn. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/zukuenftige-anforderungen-an-eine-energiewendegerechte-netzkostenallokation/>.

Agora Energiewende; Future Camp; Wuppertal Institut (Hg.) (2021b): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Rechner für die Abschätzung der Transformationskosten einer klimafreundlichen Primärstahlproduktion. Modellversion V1.1. Online verfügbar unter <https://www.agora-industrie.de/daten-tools/transformationskostenrechner-stahl>.

Agora Energiewende; Prognos AG; Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>.

Agora Energiewende; Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2020.

Agora Industrie; FutureCamp; Wuppertal Institut; Ecologic Institut (Hg.) (2021): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie. Gesamtstudie. Online verfügbar unter <https://www.agora-industrie.de/publikationen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-gesamtstudie>.

Agora Industrie; FutureCamp Climate (2022): Power-2-Heat. Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-2-heat-1/>.

Agora Industrie; FutureCamp Climate; Wuppertal Institut; Ecologic Institut (2022): Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Aktualisierte Analyse zur Stahlbranche. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-stahl-update/>.

American Foundry Society (Hg.) (2019): Woodland/Alloy and Its Promising Future. Schaumburg.

Andritz AG (2023): Neuland entdecken - Weltweit modernstes Forschungszentrum für Hygienepapiere - PrimeLineTIAC. Online verfügbar unter www.andritz.com/newsroom-de/erfolgsgeschichten/breaking-new-ground, zuletzt geprüft am 05.01.23.

Ariadne (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>.

Arnold, Karin (2016): Flexibilisation of industries enables sustainable energy systems : FlexInd - final report.

Arnold, Karin; Janssen, Tomke (2016): Demand side management in industry. -necessary for a sustainable energy system or a backward step in terms of improving efficiency?

Aura GmbH & Co. KG (2023): Dampferzeuger, rauchgasbeheizt. Online. Online verfügbar unter auragmbh.com/aura_products/rauchgasbeheizter-dampferzeuger/, zuletzt geprüft am 05.01.23.

Bansal, Akshay; Chapelle, Pierre; Delannoy, Yves; Waz, Emmanuel; Le Brun, Pierre; Bellot, Jean Pierre (2015): Deformation of the Aluminum Bath Surface in an Induction Melting Furnace. In: TMS (The Minerals, Metals S Materials Society), S. 999–1004.

Barati, Mansoor (2010): Energy intensity and greenhouse gases footprint of metallurgical processes: A continuous steelmaking case study. In: Energy 35 (9), S. 3731–3737. DOI: 10.1016/j.energy.2010.05.022.

Bauer, Thomas; Prenzel, Marco; Klasing, Freerk; Franck, Rüdiger; Lützwow, Julian; Perrey, Karen et al. (2022): Ideal-Typical Utility Infrastructure at Chemical Sites – Definition, Operation and Defossilization. In: Chemie Ingenieur Technik 94 (6), S. 840–851. DOI: 10.1002/cite.202100164.

Bauknecht, Dierk; Heinemann, Chrisoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Sachs, Anja; Vogen, Moritz (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen.

Bazzanella, A.; Ausfelder, F. (2017): Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry. Hg. v. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

BCG (2021): Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Hg. v. BDI.

Becker, F. (2011): Brennstoff beheizte Keramiköfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 518–571.

Benndorf et al., R. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf, zuletzt geprüft am 26.07.2024.

Berger, H.; Eisenhut, T.; Polar, S.; Hinterberger, R. (2011): Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. BMVIT. Online verfügbar unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/endbericht_201165_demand_response_potential_of_austrian_industrial_and_commerce_sector.pdf, zuletzt geprüft am 06.06.2024.

Berger, H.; Hoenig, V.; Aslan, Z.; Bachmann, G.; Eisenhut, T.; Knöpfelmacher, O. et al. (2010): Energieeffizienz der österreichischen Zementindustrie. Hg. v. Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie. Wien. Online verfügbar unter <https://www.zement.at/downloads/energieeffizienzanalyse.pdf>, zuletzt geprüft am 20.06.2024.

Blum, O.; Maur, B.; Öller, H.-J. (2009): Revision of best available technique reference document for the pulp & paper industry. Use of energy saving techniques. Hg. v. PTS München. Umweltbundesamt (UBA); TU Darmstadt - Fachgebiet Papierfabrikation und Mechanische Verfahrenstechnik. München (Report Nr. 2).

Böhm, Christian; Friesinger, Will (2024): Shaping the future of direct reduction and green iron-making. Steeltimes international direct reduced iron webinar. Primetals Technologies, 23.05.2024.

Boldrini, Annika; Koolen, Derck; Crijns-Graus, Wina; Worrell, Ernst; van den Broek, Machteld (2024): Flexibility options in a decarbonising iron and steel industry. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 189, S. 113988. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113988.

Bons, M.; Creutzburg, P.; Schlemme, J. (2020): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Identifikation neuer Anforderungen aus zukünftigem Strommarktdesign – Flexibilität und Eigenerzeugung. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Bosse, M.; Frost, E.; Hazrat, M.; Rhiemeier, J.-M.; Wolff, H. (2013): Ermittlung von branchenspezifischen Potentialen zum Einsatz von erneuerbaren Energien in besonders energieintensiven Industriesektoren am Beispiel der Gießerei-Industrie. Hg. v. IfG Institut für Gießereitechnik gGmbH und Ecofys Germany GmbH.

Brunke, J. C. U. (2017): Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland. Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart.

Bruns, Bastian; Di Pretoro, Alessandro; Grünewald, Marcus; Riese, Julia (2021): Flexibility analysis for demand-side management in large-scale chemical processes: An ethylene oxide production case study. In: Chemical Engineering Science 243, S. 116779. DOI: 10.1016/j.ces.2021.116779.

Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; Roon, Serafin von (2013): Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast. In: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 82 (3), S. 89–106. DOI: 10.3790/vjh.82.3.89.

Bültmann, J.; Hof, J.; Prahl, U. (2017): Wärmebehandlung von Stählen. In: W. Bleck und E. Moeller (Hg.): Handbuch Stahl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, S. 272–319.

Bundesministerium der Justiz (2024): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023). EEG 2023. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2023): Monitoringbericht 2023.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (Hg.) (2024): BK4-22-089. Festlegung zur Anpassung und Ergänzung von Voraussetzungen für die Vereinbarung individueller Netzentgelte für den Netzzugang.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.): Wie wird gegossen? Online verfügbar unter <https://www.guss.de/index.php/guss-und-giessen/wie-wird-gegossen>, zuletzt geprüft am 18.04.2020.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.) (2019a): Branchenkenzzahlen 2018 - Deutsche Gießerei-Industrie. Online verfügbar unter https://www.bdguss.de/fileadmin/content_bdguss/Branche/Die_Branche_in_Zahlen/Branche_in_Zahlen_kompl.pdf, zuletzt geprüft am 18.04.2020.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (Hg.) (2019b): Die Gießerei-Industrie. Eine starke Branche in Zahlen. Düsseldorf.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK) (Hg.) (2017): Bericht zu den 7 Leitlinien der Deutschen Kalkindustrie. Kalk – die nachhaltige Lebensgrundlage.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK); Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. (FG Kalk); Institut für Kalk- und Mörtelforschung e. V. (IKM) (Hg.) (2019): Geschäftsbericht 2018/2019. Köln.

Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e. V. (BVK); Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. (FG Kalk); Institut für Kalk- und Mörtelforschung e. V. (IKM) (Hg.) (2020): Geschäftsbericht 2019/2020 des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie e. V., der Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e. V. und des Instituts für Kalk- und Mörtelforschung e. V. Köln.

Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V. (Hg.) (2020): Jahresbericht 2020. Online verfügbar unter https://ziegel.de/sites/default/files/2020-06/199-02_05_Jahresbericht_2020_RZ2%5B10424%5D.pdf, zuletzt geprüft am 26.04.2021.

Bundesverband Glasindustrie e. V. (2022): Jahresbericht 2021. Online. Online verfügbar unter <https://www.bvglas.de/>.

Calix Europe Ltd. (Hg.) (2024): The LEILAC2 project. Project LEILAC. Online verfügbar unter <https://www.leilac.com/project-leilac-2/>, zuletzt geprüft am 28.06.2024.

Carbon Tracker (Hg.) (2021): The sky's the limit.

Cavaliere, Pasquale (2019): Clean ironmaking and steelmaking processes. Efficient technologies for greenhouse emissions abatement. Cham: Springer.

Danish Energy Agency; Energinet (Hg.) (2020): Technology Data. Industrial process heat. Technology descriptions and projections for long-term energy system planning. Online verfügbar unter <http://www.ens.dk/teknologikatalog>.

Dannert, C.; Fischer, J.; Krause, O.; Wuthnow, H. (2019): Flexibilisierung gasbefuerter Sinter- und Brennöfen, in: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoff-industrie II, Bundesministerium für Bildung und Forschung. In: Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II,

Del Río, Pablo; Kiefer, Christoph P. (2022): Which policy instruments promote innovation in renewable electricity technologies? A critical review of the literature with a focus on auctions. In: Energy Research & Social Science 89, S. 102501. DOI: 10.1016/j.erss.2022.102501.

Dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Hg. v. Deutsche Energieagentur. Berlin.

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (Hg.) (2020): Treibhausgasemissionen 2019. Emissionshandlungspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Berlin.

Deutsche Massivumformung (Hg.) (2020): Hersteller von Gesenkschmiedeteilen. Online verfügbar unter https://www.massivumformung.de/fileadmin/user_upload/3_Branche/Hersteller/Gesenkschmiedeteile.pdf.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2019a): Halbzeug-Herstellung. Online verfügbar unter <https://www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/kupfer/produktionsprozesse/halbzeug/>.

Deutsches Kupferinstitut Berufsverband e.V. (DKI) (Hg.) (2019b): Kupfer-Legierungen. Online verfügbar unter <https://www.kupferinstitut.de/kupferwerkstoffe/kupfer-legierungen/>, zuletzt geprüft am 29.01.2021.

Die Papierindustrie e.V. (2022): Papier 2022 - Ein Leistungsbericht. Hg. v. DIE PAPIERINDUSTRIE e. V. Berlin. Online verfügbar unter www.papierindustrie.de, zuletzt geprüft am 05.01.2023.

Dirk Uwe Sauer; Zbigniew A. Styczynski; Thomas Aundrup; Krzysztof Rudion; Matthias Merzkirch; Jutta Hanson et al. (2015): Demand-Side-Management im Strommarkt - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“.

DIW (2016): Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges.

DNV (2022): Demand side flexibility. Quantification of benefits in the EU.

Dock, Johannes; Janz, Daniel; Kienberger, Thomas (Hg.) (2020): Modellierung des Lastprofils eines Elektrolichtbogenofens mittels Markov-Ketten. 16. Symposium Energieinnovation. Graz, Österreich, 12-14.02. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik.

Dötsch, E. (2018): Induktives Schmelzen und Warmhalten. 3. Aufl.: Vulkan Verlag.

Drossel et al., G. (2018): Aluminium-Taschenbuch 2. 17. Aufl. Berlin, Wien, Zürich: Beuth Verlag GmbH (Praxis).

Ebner Hicon (2023): HICON Schwebebandofen. Wärmebehandlungsanlagen für die Aluminiumindustrie. Hg. v. Ebner Hicon. Online. Online verfügbar unter <https://www.ebner.cc/schwebebandofen-baender-alu-de>, zuletzt geprüft am 04.01.2023.

VDI 2585:2018-12, Dezember 2018: Emissionsminderung - Keramikindustrie (Emission control - Ceramic industry).

VDI 2578: 2017-05, Mai 2017: Emissionsminderung Glashütten - (Emission control - Glassworks).

European Cement Research Academy, ECRA; Cement Sustainability Initiative (CSI) (Hg.) (2017): Development of State of the Art-Techniques in Cement Manufacturing: Trying to Look Ahead. Online verfügbar unter https://docs.wbcsd.org/2017/06/CSI_ECRA_Technology_Papers_2017.pdf, zuletzt geprüft am 22.12.2022.

European Cement Research Academy, Ed. (2022): The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing. Current Technologies and their Future Development. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://ecra-online.org/research/technology-papers>, zuletzt geprüft am 20.06.2024.

European Commission (Hg.) (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau. Online verfügbar unter <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference>, zuletzt geprüft am 04.01.2023.

European Commission (Hg.) (2017): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Non-Ferrous Metals Industries. Joint Research Centre (JRC); European IPPC Bureau.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign.

Expert:inneninterview (2023): Forschungsgemeinschaft Kalk und Mörtel e.V. 2023, 22.11.2023.

Fleischmann, B. (2019): Flexibilitätspotential und Perspektiven der Glasindustrie bezüglich des Einsatzes erneuerbarer elektrischer Energie. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 108–113.

Fleischmann, B.; Arnold, K.; Holtz, G.; Dietrich, R.-U.; Estelmann, S. (2019): Behälterglasherstellung. In: F. Ausfelder, A. Seitz und S. von Roon (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik | Potenziale | Hemmnisse. Frankfurt am Main, S. 73–95.

Fleiter, T.; Schломann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Herbst, Andrea; Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Manz, Pia; Eidelloth, Stefan (2018): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model. In: Energy Strategy Reviews 22, S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Hirzel, Simon; Neusel, Lisa; Aydemir, Ali; Schwotzer, Christian et al. (2023a): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. ReFoPlan-Projekt 3718410030. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung; Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik der RWTH Aachen University. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/CO2-neutrale-prozesswaermeerzeugung>.

Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Manz, Pia; Neuwirth, Marius; Herbst, Andrea (2023b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. T45 Welten Modul Industriesektor. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.

Forouli, Aikaterini; Bakirtzis, Emmanouil A.; Papazoglou, Georgios; Oureilidis, Konstantinos; Gkontis, Vasileios; Candido, Luisa et al. (2021): Assessment of Demand Side Flexibility in European Electricity Markets: A Country Level Review. In: *Energies* 14 (8), S. 2324. DOI: 10.3390/en14082324.

Franke, Katja; Garcia, Joshua Fragoso; Kleinschmitt, Christoph; Sensfuß, Frank (2024): Assessing worldwide future potentials of renewable electricity generation: Installable capacity, full load hours and costs. In: *Renewable Energy* 226, S. 120376. DOI: 10.1016/j.renene.2024.120376.

Fraunhofer ISI (Hg.) (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. BMWK Langfristszenarien 3. Online verfügbar unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>, zuletzt geprüft am 26.07.2024.

Georgsmarienhütte Holding GmbH (2023): Elektrolichtbogenofen: neue Wege gehen. Hg. v. GMH Gruppe. Online. Online verfügbar unter <https://www.gmh-gruppe.de/de-de/green-steel/elektrostahl-unsere-leittechnologie/elektrolichtbogenofen-neue-wege-gehen.html>, zuletzt geprüft am 05.01.23.

Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, Sebastian C.; Ausfelder, F.; Bazzanella, A.; Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Gesamtverband der Aluminiumindustrie (GDA) (2019): Jahresbericht 2019. Online verfügbar unter <http://www.aluinfo.de/downloads-jahresberichte.html>, zuletzt geprüft am 08.07.2019.

Gils, Hans Christian (2013): Abschätzung des möglichen Lastmanagementesinsatzes in Europa.

Gils, Hans Christian (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: *Energy* 67, S. 1–18. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.019.

Gils, Hans Christian (2015a): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage.

Gils, Hans Christian (2015b): Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. In: *Applied Energy* 162, S. 401–415. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.083.

Gitzhofer, K. (2007): BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Immissionschutzrechtlicher Anforderungen. Teilvorhaben 02: Erarbeitung eines deutschen Beitrages zur Revision des BVT Merkblattes für die Glas- und Mineralfaserindustrie. Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

Golmohamadi, Hessam (2022): Demand-side management in industrial sector: A review of heavy industries. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 156, S. 111963. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111963.

GrInHy 2.0: Green Industrial Hydrogen 2.0 (2020): GrInHy2.0 - Green Industrial Hydrogen via steam electrolysis. Hg. v. Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH. Online verfügbar unter <https://www.green-industrial-hydrogen.com/>, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; Roon, Serafin von (2015): Industrielles Power-to-Heat Potenzial. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Wien, 2015.

Gruber, Anna-Maria (2017): Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien. Dissertation. Technische Universität München.

Guidehouse; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Universität Stuttgart (2022): Energiewende in der Industrie. Abschlussveranstaltung. BMWK, 16.02.2022. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiewende-in-der-industrie.html>.

Guidehouse Germany GmbH; Öko-Institut e.V. (2023): Überblick zu nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie Flexibilitätshemmnissen. Guidehouse Germany GmbH; Öko-Institut e.V.

Guminski, A.; Hübner, T.; Roon, S. von (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der NE-Metallindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Haasz, Thomas (2017): Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell. Dissertation.

Hoening, V.; Hoppe, Helmut; Koring, Kristina; Lemke, Jost (2012): ECRA CCS Project: Report on Phase III. Hg. v. European Cement Research Academy. Düsseldorf (Technical Report, TR-ECRA 119/2012).

Hoening, V.; Seiler, C.; Bodendiek, N.; Hoppe, H. (2015): Technischer Bericht A-2015/0117-2: Einsatz alternativer Rohstoffe im Zementherstellungsprozess - Hintergrundwissen, technische Möglichkeiten und Handlungsempfehlungen. Hg. v. Verein Deutscher Zementwerke e.V. Düsseldorf.

Hölling, Marc; Schäfers, Hans; Gellert, Sebastian; Grasenack, Martin; Jürgens, Lucas; Tedjosantoso, Nicholas; Schüttler, Samuel (2021): WiSaNo - Windstahl aus Norddeutschland. Hg. v. ArcelorMittal Hamburg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Hamburg, Online. Online verfügbar unter germany.arcelormittal.com, zuletzt geprüft am 06.01.23.

Horn Glass Industries AG (2020): Schmelzwannen & Ausrüstung. Online verfügbar unter <https://www.hornglass.com/de/produkte/schmelzwannen-und-ausruestung>, zuletzt geprüft am 01.11.2023.

Hübner, T.; Guminski, A.; Roon, S. von; Rouyrre, E. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Zementindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Hübner, T.; Guminski, A.; Roon, S. von; Rouyrre, E. (2020): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Zement- und Kalkindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

IEA (2003): The power to choose. Demand response in liberalised electricity markets. IEA. France.

IEA, International Energy Agency (Hg.) (2021): Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.

IEAGHG (Hg.) (2013): Deployment of CSS in the cement industry. Cheltenham (Report 2013/19).

Institut für Gießereitechnik gGmbH (IfG) (2008): Energieeffizienter Gießereibetrieb. (Version 1.0). Hg. v. Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie e.V. (BDG). Düsseldorf.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (Hg.) (2019): Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050 (2019 Edition).

Ipsen International GmbH: Energiewunder. Das Ipsen-ECOFIRE-System verbrennt Erdgas wie Schutzgas. Für hocheffiziente Energienutzung – nahezu ohne Verluste. Hg. v. Ipsen International GmbH. Online verfügbar unter <https://www.ipsen.de/documents/Ipsen-Europe/Ipsen-ECOFIRE.pdf>, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Jetter, Fabian; Veitengruber, Frank; Schmid, Tobias; Guminski, ndreh; Roon, Serafin von; Hübner, Tobias (2021): Regionale Lastmanagementpotenziale. Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland. FfE; Guidehouse Germany GmbH.

Katja Purr; Jens Günther; Harry Lehmann; Philip Nuss (2021): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. Hg. v. Umweltbundesamt.

Kiefer, Christoph P.; Caldés, Natalia; Del Río, Pablo (2021): Will dispatchability be a main driver to the European Union cooperation mechanisms for concentrated solar power? In: Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy 16 (1), S. 42–54. DOI: 10.1080/15567249.2021.1885526.

Kiefer, Christoph P.; Del Río, Pablo (2020): Analysing the barriers and drivers to concentrating solar power in the European Union. Policy implications. In: Journal of Cleaner Production 251, S. 119400. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119400.

Kirschen, Marcus; Badr, Karim; Pfeifer, Herbert (2011): Influence of direct reduced iron on the energy balance of the electric arc furnace in steel industry. In: Energy 36 (10), S. 6146–6155. DOI: 10.1016/j.energy.2011.07.050.

Klaucke, Franziska; Karsten, Tim; Holtrup, Frank; Esche, Erik; Morosuk, Tatiana; Tsatsaronis, George; Repke, Jens-Uwe (2017): Demand Response Potenziale in der chemischen Industrie. In: Chemie Ingenieur Technik 89 (9), S. 1133–1141. DOI: 10.1002/cite.201600073.

Klauke, F.; Karsten, T.; HOLTRUP, F.; Esche, E.; Morosuk, T.; Tsatsaronis, G.; Repke, J.-U. (2017): Demand Response Potenziale in der chemischen Industrie. In: Chemie Ingenieur Technik (89), 1133-1141. DOI: 10.1002/cite.201600073.

Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. ETH Zurich.

Klobasa, Marian; Angerer, Gerhard; Lüllmann, Arne; Schleich, Joachim; Buber, Tim; Gruber, Anna et al. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Agora Energiewende.

Klobasa, M. & Focken, U (2011): Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Online verfügbar unter [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Fraunhofer-Institut%20f%C3%BCr%20System-%20und%20Innovationsforschung%20\(ISI\)&v=10&p=2&id=631966](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=Fraunhofer-Institut%20f%C3%BCr%20System-%20und%20Innovationsforschung%20(ISI)&v=10&p=2&id=631966), zuletzt geprüft am 29.12.2022.

Köhlhofer, J.; Leutloff, W. (2011): Schmelz- und Raffinationsöfen für Kupfer. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 161–176.

Kopernikus Projekt SynErgie (2018): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie. Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Hg. v. Florian Ausfelder, Antje Seitz und Serafin von Roon. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Online verfügbar unter <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/synergie-flexibilitaetsoptionen-in-der-grundstoffindustrie-abschlussbericht-teil-i-und-ii>.

Kraftblock GmbH (2023): Waste-Heat Recycling System. Hg. v. Kraftblock GmbH. Online. Online verfügbar unter kraftblock.com/de/anwendungen/waste-heat.html, zuletzt geprüft am 06.01.23.

Krüger, K.; Pfeifer, H. (2011): Lichtbogenöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 43–80.

Ladwig, Theresa (2021): A Techno-Economic Comparison of Demand Side Management with Other Flexibility Options. In: Dominik Möst, Steffi Schreiber, Andrea Herbst, Martin Jakob, Angelo Martino und Witold-Roger Pogonietz (Hg.): The Future European Energy System. Cham: Springer International Publishing, S. 155–173.

Langer, M. (2011): Anlagen zum Erwärmen von Halbzeugen vor dem Walzen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 214–228.

Leisin, M. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Glasindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Leisin, M. (2020): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Glasindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Leisin, Matthias; Radgen, Peter (2022): Glas 2045. Roadmap zur Dekarbonisierung der deutschen Glasindustrie.

Lemperle, M.; Rachner, H. (2011): Kupolöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 3–25.

Lux, Benjamin (2023): Supplying Europe with Hydrogen and Negative Emissions - A Model-Based Assessment. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.

Lux, Benjamin; Deac, Gerda; Kiefer, Christoph P.; Kleinschmitt, Christoph; Bernath, Christiane; Franke, Katja et al. (2022): The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. In: Energy conversion and management 270, S. 116188. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116188.

Maerz Ofenbau AG (2023): Abbildungen Anlagen Kalkindustrie (intern), 2023.

Mario Grosso; Laura Biganzoli; Francesco Pietro Campo (2020): Literature review on the assessment of the carbonation potential of lime in different markets and beyond. Department of civil and environmental engineering - Environmental Section (845.0202.70.02). Online verfügbar unter https://www.kalk.de/fileadmin/Home/Wissensportal/Pressemitteilungen/2021/EuLA_Carbonation_Report_2020_PoIMI__01.pdf, zuletzt geprüft am 07.06.2024.

Martin, Steurer; Nikolai, Klemp; de, Kai, Hufendiek (2015): Identifikation und Realisierung von wirtschaftlichen Potenzialen für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland.

Menzler, D. (2011): Kammeröfen für Flachprodukte. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 481–485.

MIDREX (Hg.) (2023): Ironmaking technology for a sustainable steel industry.

Milanzi, Sarah; Spiller, Carla; Grosse, Benjamin; Hermann, Lisa; Kochems, Johannes; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2018): Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens. In: Technische Universität Berlin: Berlin, Germany.

Millner, Robert; Rothberger, Johannes; Rammer, Barbara; Boehm, Christian; Sterrer, Wolfgang; Ofiner, Hanspeter; Chevrier, Vincent (2021): MIDREX H2 – The Road to CO2-free Direct Reduction. Hg. v. Primetals Technologies Austria GmbH. Online verfügbar unter https://www.primetals.com/fileadmin/user_upload/landing_pages/2021/Green_Steel/Publications/downloads/AISTech_2021_MIDREX_H2_Final.pdf.

Mineral Products Association; Cinar Ltd; VDZ gGmbH (2019): Options for switching UK cement production sites to near zero CO2 emission fuel. Technical and financial feasibility. Summary Report Feasibility Study for the Department for Business Energy and Industrial Strategy. London.

Misonel, Steffi; Zöphel, Christoph; Möst, Dominik (2021): Assessing the value of demand response in a decarbonized energy system – A large-scale model application. In: Applied Energy 299, S. 117326. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117326.

Moya, J. A.; Pavel, C. C. (2018): Energy efficiency and GHG emissions. Prospective scenarios for the pulp and paper industry. Luxembourg: Publications Office of the European Union (EUR, Scientific and technical research series, 29280).

Müller, Theresa; Möst, Dominik (2018): Demand Response Potential: Available when Needed? In: Energy Policy 115, S. 181–198. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.12.025.

Nikolaus SORG GmbH & Co. KG (2020): It's time for a clean start. Introducing CLEAN Melter@The world's first hybrid glass furnace. Online verfügbar unter <https://sustainablemelting.sorg.de/hybrid-melting/>, zuletzt geprüft am 27.12.2020.

Odenthal, H.-J.; Hornig, K.; Pfeifer, H.; Berns, K. (2003): DPIV-Messungen am Kaltmodell eines Schwebebandofens für die Herstellung von NE-Metallband. In: GASWÄRME International 2003 (5). Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Hans-Juergen-Odenthal-2/publication/279259816_Stromungssimulation_eines_Schwebebandofens_fur_NE-Metallbander/links/5594ed9e08ae21086d1efa51/Stromungssimulation-eines-Schwebebandofens-fuer-NE-Metallbaender.pdf.

Ostermann, F. (2014): Anwendungstechnologie Aluminium. 3. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (VDI-Buch).

Otashu, J.; Baldea, M. (2019): Demand response-oriented dynamic modeling and operational optimization of membrane-based chlor-alkali plants. In: Computers & Chemical Engineering (121), S. 396–408. DOI: 10.1016/j.compchemeng.2018.08.030.

packaging journal (2022): BV Glas: Glasindustrie soll bis 2045 klimaneutral produzieren. Online. Online verfügbar unter <https://packaging-journal.de/bv-glas-roadmap-zur-klimaneutralitaet/>.

PARAT Halvorsen AS (Hg.) (2021): Hochspannungs Elektrodenkessel. POWER to HEAT für Dampf und Heißwasser. Flekkefjord.

Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. In: Applied Energy 88 (2), S. 432–441. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.

Pezzutto, Simon; Zambotti, Stefano; Croce, Silvia; Zambelli, Pietro; Garegnani, Giulia (2019): Hotmaps. D2.3 WP2 Report – Open Data Set for the EU28.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (Hg.) (2010): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 1: Grundlagen, Prozesse, Verfahren. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (2011a): Durchlauföfen für Langprodukte. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 492–496.

Pfeifer, H.; Nacke, B.; Beneke, F. (Hg.) (2011b): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag.

Pilkington AG (18.04.2022): Glas ist Zukunft. Online. Online verfügbar unter <https://www.pilkington.com/de-de/de/presse/presseinformationen/glas-ist-zukunft>, zuletzt geprüft am 17.05.2024.

Pixabay GmbH (2023): Stahl Hochofen. Berlin, Online. Online verfügbar unter <https://pixabay.com/de/photos/industrie-ofen-stahl-fabrik-eisen-1365011/>, zuletzt geprüft am 02.01.2023.

Prenzel, Marco; Klasing, Freerk; Franck, Rüdiger; Perrey, Karen; Trautmann, Juliane; Reimer, Andreas et al. (2023): The Potential of Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Supply at Chemical Sites. In: Peter Schossig, Peter Droege, Antonia Riemer und Martin Speer (Hg.): Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022), Bd. 16. Dordrecht: Atlantis Press International BV (Atlantis Highlights in Engineering), S. 383–400.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin.

Prognos AG (2019): EVALUIERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Unter Mitarbeit von Marco Wunsch, Bernd Eikmeier, Sabine Gores, Markus Gailfuß und Oliver Antoni. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Prognos AG, Fraunhofer IFAM, Öko-Institut e.V., BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 25.11.2020.

Pulm, Peter; Raupenstrauch, Harald (2014): Roadmap Industrie - F&E-Fahrplan Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie. Energieeffizienz in der Eisen- und Stahlindustrie. Diskussionspapier – April 2014. Hg. v. Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik. Wien.

Raick, J. M.; Chalh-Andreas, B. (2011): Feuerverzinkungsanlagen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 642–651.

Rechberger, Katharina; Conde, Amaia Sasiain (2021): Report on exploitation of the results for the steel industry in EU28. Deliverable D9.1. Hg. v. European Union's Horizon 2020. K1-MET GmbH. Online.

REFLEX project (2019): Analysis of the European energy system under the aspects of flexibility and technological progress, European Union's Horizon 2020 research and innovation programme. Online verfügbar unter <https://reflex-project.eu/>, zuletzt aktualisiert am 29.12.2019, zuletzt geprüft am 29.12.2022.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Worrell, Ernst (2018): Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: Journal of Cleaner Production 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

Reynolds, A. (2018): Electric Boosting and Melting Technology. Overview of developments and current work programs at FSL. Hg. v. Glassman. Online verfügbar unter <https://www.glassman-events.com/content-images/speakers/Andy-Reynolds-Fives.pdf>.

Richstein, Joern Constantin; Hosseinioun, Seyed Saeed (2020): Industrial Demand Response: How Network Tariffs and Regulation Do (Not) Impact Flexibility Provision in Electricity Markets and Reserves. In: SSRN Journal. DOI: 10.2139/ssrn.3556394.

Ripke, Jayson; Kopfle, John (2017): MIDREX H2: Ultimate Low CO2 Ironmaking and its place in the new Hydrogen Economy. Hg. v. Midrex Technologies, Inc. Online verfügbar unter <https://www.midrex.com/tech-article/midrex-h2-ultimate-low-co2-ironmaking-and-its-place-in-the-new-hydrogen-economy>, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Ruppert, J.; TREIBER, K. (2018): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie : Methodik, Potenziale, Hemmnisse. Flexibilitätspotentiale und -perspektiven in der Roh- und Zementmahlung. Düsseldorf.

Ruppert, Johannes; Wagener, Carina; Palm, Sebastian; Scheuer, Wilfried; Hoenig, Volker (2020): Prozesskettenorientierte Ermittlung der Material- und Energieeffizienzpotentiale in der Zementindustrie. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>, zuletzt geprüft am 05.04.2021.

Sahm, P.; Moeinipour, K.; Zimmermann, G.; Laakmann, J.; Wan, G.; Ma, D. et al. (1998): Gießereikunde: G.d. RWTH, Editor.

Saini, Puneet; Kivioja, Ville; Naskali, Liisa; Byström, Joakim; Semeraro, Carlo; Gambardella, Andrea; Zhang, Xingxing (2023): Techno-economic assessment of a novel hybrid system of solar thermal and photovoltaic driven sand storage for sustainable industrial steam production. In: Energy conversion and management 292, S. 117414. DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117414.

Salzgitter AG (Hg.) (2024): mDral Hydrogen Direct Reduction. Online verfügbar unter <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/mydral.html>, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Santecchia, Alessio; Kantor, Ivan; Castro-Amoedo, Rafael; Maréchal, François (2022): Industrial Flexibility as Demand Side Response for Electrical Grid Stability. In: Front. Energy Res. 10, Artikel 831462. DOI: 10.3389/fenrg.2022.831462.

Sauer, Alexander; Abele, Eberhard; Buhl, Hans Ulrich (2019): Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung | SynErgie. Stuttgart: Fraunhofer-Verl.

Scalet, B. M.; Roudier, S.; Garcia M., Marcos; D.; Sancho, L.; Sissa, A. Q. (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). Luxemburg: Publications Office of the European Union (25786).

Schaeffer, H. A.; Langfeld, R. (2020): Herstellung – Schmelzen und Formgebung von Glas. In: H. A. Schaeffer und R. Langfeld (Hg.): Werkstoff Glas, Bd. 12. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Technik im Fokus), S. 151–197.

Schimmel, M. (2019): Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Grundstoffchemie. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-chemie.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 30.09.2020.

Schlemme, J.; Bons, M. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Navigant Energy Germany GmbH; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online.

Schlemme, J.; Schimmel, M.; Achtelik, C. (2019): Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Branchensteckbrief der Eisen- und Stahlindustrie. Hg. v. Navigant Energy Germany GmbH.

Schmidt et al., R. (2004): Weiterentwicklung und Betriebseinführung von Verfahren zur Umweltentlastung am Beispiel Schmiedeöfen durch Einsatz neuartiger Beheizungs- und Prozesstechnologien bei Hochtemperatur. Abschlussbericht über ein Forschungsvorhaben gefördert von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt Förderkennzeichen 14292. Hg. v. Betriebsforschungsinstitut (BFI) und VDEh-Institut für angewandte Forschung GmbH. Wiehl/Düsseldorf.

Schwich, H.; Engineer, S.; Prah, U. (2017): Herstellung und Lieferformen von Stahl. In: W. Bleck und E. Moeller (Hg.): Handbuch Stahl. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, S. 77–102.

SMS Elotherm GmbH (Hg.) (2021): ELO-FORGE. Online verfügbar unter <https://www.sms-elotherm.com/induktives-erwaermen/bloেকে/>, zuletzt geprüft am 05.03.2021.

SMS group GmbH (2019): Ma'aden-Alcoa 3: Aluminium-Glüh- und Beschichtungslinie für Automobil-Qualitäten. In: Newsletter der SMS group 19 (2), S. 19.

SMS Meer GmbH (Hg.): Die modernste Drahtstrasse der Welt. ArcelorMittal Duisburg, zuletzt geprüft am 19.11.2021.

Specht, E. (2014): Wärme- und Stoffübertragung in der Thermoprozesstechnik. Grundlagen, Berechnungen, Prozesse. 1. Aufl. Essen: Vulkan-Verlag (Edition GWI - EWI International).

Sprung, C. (2011): Hubherdöfen für Kupferbrammen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 259–265.

Stadler, Ingo (2006): Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Stahleisen GmbH (2021): Auftragseingang bei Tenova Italimpianti: Der italienische Anlagenbauer soll dem indischen Stahlerzeuger Jindal United Steel Limited (JUSL) einen neuen Hubbalkenofen liefern. Stahleisen GmbH; tenova Italimpianti. Online. Online verfügbar unter <https://www.stahleisen.de/2021/10/07/tenova-hubbalkenofen-fuer-jusl-indien/>, zuletzt geprüft am 02.01.2023.

Stahlinstitut VDEh (2023): Kohlenstoffbasierte Stahlerzeugung. Roheisen- und Rohstahlerzeugung. Stahlinstitut VDEh. Online. Online verfügbar unter www.vdeh.de/stahlherstellung/kohlenstoffbasierte-stahlerzeugung/, zuletzt geprüft am 04.01.2023.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2019): Produktionserhebung 2019 quartalsweise. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html, zuletzt geprüft am 01.01.2021.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (Hg.) (2020): Produzierendes Gewerbe. Beschäftigte, Umsatz und Investitionen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (Fachserie 4 Reihe 4.2.1). Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Publikationen/Downloads-Struktur/beschaefigte-umsatz-investitionen-2040421197004.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 14.09.21.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022): Jahrerhebung über die Energieverwendung im Verarbeitenden Gewerbe, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden. Tabelle 3: Energieverbrauch nach Energieträgern. Berichtszeitraum 2021, Deutschland, Endgültige Ergebnisse. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online. Online verfügbar unter www.destatis.de.

Stede, Jan (2020): The Role of Aggregators in facilitating industrial demand response- evidence from germany. DIW Berlin.

Stephan, W.; Zitzmann, K.; Pröbstle, G.; Kapischke, J. (2005): Effiziente Energieverwendung in der Industrie - Teilprojekt "Metallschmelzbetriebe". Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umweltschutz. Augsburg.

Steurer, M. (2017a): Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Steurer, Martin (2017b): Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart. Universität Stuttgart.

Suhr, M.; Klein, G.; Kourti, I.; Rodrigo Gonzalo, M.; Giner Santonja, G.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2015): Best Available Techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board. Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 27235).

SynErgie (2021): Whitepaper-Industrial-Flexibility-Options and their applications in a future energy system.

SynErgie (2022): Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. BMBF.

tenova LOI THERMPROCESS (2021): Aluminium Thermprozesse. Für optimierte Materialeigenschaften. Online verfügbar unter https://www.loi.tenova.com/fileadmin/user_upload/loi_news/Alu_prospekt_DE.pdf, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Thyssenkrupp Rasselstein GmbH (Hg.): Weg der Produktion - Process Routes - Packaging Steel. Online verfügbar unter https://www.thyssenkrupp-steel.com/media/content_1/publikationen/packaging_steel_1/wege_der_production_process_routes_thyssenkrupp_packaging_steel.pdf, zuletzt geprüft am 12.01.2021.

Trauzeddel, D.; Schmitz, W. (2011): Induktionsöfen für Kupfer, Aluminium, Zink, Magnesium, Silizium. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 97–128.

Treppe, K.; Zelm, R.; Schinke, L.; Kuitunen, S.; Pinnau, S.; Kamischke, R.; Dixit, O. (2012): Energetische Optimierung der Trockenpartie. Wärmetechnische Bewertung zur Steigerung der Energieeffizienz. Hg. v. GWT-TUD. Technische Universität Dresden; Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme. Dresden (INFOR-Projekt Nr. 117).

UBA (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Unter Mitarbeit von Thomas Langrock, Siggie Achner, Christian Jungbluth, Constanze Marambio, Armin Michels, Paul Weinhard, Bastian Baumgart, Achim Otto.

Umweltbundesamt (UBA) (Hg.) (2019): Messing Factsheet. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/3521/dokumente/factsheet-messing_fi_barrierefrei.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2023.

Valder, G. (2010a): Bolzenhomogenisierung – Batch oder Konti? In: International Aluminium Journal (11).

Valder, G. (2010b): Technologie brennstoffbeheizter Schmelzöfen bei Otto Junker. Otto Junker GmbH. Online verfügbar unter www.otto-junker.de.

Valder, G. (2011): Ein- und Zweikammerherdöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 146–156.

Valdes, Javier; Masip Macia, Yunesky; Dorner, Wolfgang; Ramirez Camargo, Luis (2021): Unsupervised grouping of industrial electricity demand profiles: Synthetic profiles for demand-side management applications. In: Energy 215, S. 118962. DOI: 10.1016/j.energy.2020.118962.

VDE (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.

Veitengruber, F.; Dufter, C.; Gruber, A.; Hübner, T.; Guminski, A. (2019): Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 2–19.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2020): Chemiewirtschaft in Zahlen 2020. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf>, zuletzt geprüft am 04.11.2020.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI) (Hg.) (2014): Standorte der Chemieparcs im Überblick. Frankfurt/Main.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (Hg.) (2020): Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien. Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf. Online verfügbar unter www.vdz-online.de/dekarbonisierung, zuletzt geprüft am 05.04.2021.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2002): Zement-Taschenbuch 2002. 50. Ausgabe. Düsseldorf: Verlag Bau+Technik.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019a): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2018. Düsseldorf.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2019b): Zementindustrie im Überblick 2019/2020. Berlin.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2020): Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2019.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (2023): Ergebnisse aus den Experteninterviews im Rahmen einer Branchenbefragung für diese Studie, 2023.

Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) (Hg.) (2024): Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland. Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung.

Viessmann Industriekessel (2018): Technologie-Broschüre: Dampferzeuger – Effiziente Anlagen bis 31,5 t/h. Hg. v. Viessmann GmbH. Online. Online verfügbar unter www.viessmann.de.

Wang, X.; El-Farra, N.; Palazoglu, A. (2012): Determination of market potential for selected platform chemicals. Hg. v. Waestra. Online verfügbar unter https://www.igb.fraunhofer.de/content/dam/cbp/documents/berichte/BioConSepT_Market-potential-for-selected-platform-chemicals_report11.pdf, zuletzt aktualisiert am 22.12.2022.

Wendt, P.; Hautkappe, C. (2011): Haubenöfen. In: H. Pfeifer, B. Nacke und F. Beneke (Hg.): Praxishandbuch Thermoprozesstechnik Band 2: Anlagen, Komponenten, Sicherheit. 2. Aufl. Essen: Vulkan Verlag, S. 479–481.

Westnetz (Hg.) (2024a): Preisblätter Westnetz Gas 2024. Online verfügbar unter <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-gas/westnetz-preisblaetter-gas-2024.pdf>.

Westnetz (Hg.) (2024b): Preisblätter Westnetz Strom 2024. Online verfügbar unter <https://www.westnetz.de/content/dam/revu-global/westnetz/documents/ueber-westnetz/unser-netz/netzentgelte-strom/preisblaetter-westnetz-strom-01-01-2024.pdf>.

Wilhelmsson, B.; Kollberg, C.; Larsson, J.; Eriksson, J.; Eriksson, M. (2018): Cemzero. A feasibility study evaluating ways to reach sustainable cement production via the use of electricity. Hg. v. Vattenfall und Cementa. Schweden.

Winter, Wilhelm; Neddermann, Bernd; Knorr, Kaspar; Grave, Katharina; Lindenberger, Dietmar (2011): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025. In: Z Energiewirtschaft 35 (2), S. 139–153. DOI: 10.1007/s12398-011-0054-0.

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland. Hg. v. Wirtschaftsvereinigung Stahl.

Wohlfarth, Katharina; Klobasa, Marian; Gutknecht, Ralph (2020): Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials. In: Applied Energy 258, S. 114089. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114089.

Wolff, H. (2014): Innovative Techniken: Beste verfügbare Techniken (BVT) in ausgewählten industriellen Bereichen. Teilvorhaben 3: Gießereien. Volume 3: Technikerhebung 2012. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (82/2014).

Zoglauer, Daniel (2014): Wärmetechnische Untersuchungen und Aufzeigen von Energieeinsparpotenzialen an einem Hubbalkenofen der voestalpine Stahl GmbH Linz. Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik. Online.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und -nachfragetechnologien (oben) sowie der Verlauf der Lastverschiebung von flexiblen Industrieprozessen (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045	11
Abbildung 2: Energiebezug und stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf dem Temperaturniveau 100–200 °C in der Systemkostenminimierung für Deutschland.....	13
Abbildung 3: Dekarbonisierungs- und Flexibilitätspotential der Fallbeispiele (eigene Darstellung).....	14
Abbildung 4: Kostenvergleich des Referenzfalls „S-0“ mit der elektrifizierten („S-EL, Elektrodenkessel, HT-WP“) und der dekarbonisierten („S-H ₂ “) Variante ohne Flexibilisierung und Indikation von Kosteneinsparungspotentialen durch Flexibilisierung für das Jahr 2045 (Punkte bei den elektrifizierten und dekarbonisierten Variante; Sekundärachse), (CCS: Carbon Capture and Storage, EUA: EU-Allowances für CO ₂ -Emissionen)	16
Abbildung 5: Änderung der Produktionskapazitäten bzw. der Speichermöglichkeiten bei flexiblerer Produktionsweise zur Vermeidung von hohen Stromkosten im Fall mit a) hoher Auslastung und b) mittlerer Auslastung.....	21
Abbildung 6: Überblick der inhaltlichen Schwerpunkte.....	22
Abbildung 7: Einbindung und Fokus der Fallbeispiele im Kontext der Studie.....	23
Abbildung 8: Industriesteckbrief Primärstahlherstellung/-verarbeitung	42
Abbildung 9: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Primärstahlherstellung/-verarbeitung	45
Abbildung 10: Industriesteckbrief Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung	46
Abbildung 11: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Sekundärstahlherstellung/-verarbeitung	48
Abbildung 12: Industriesteckbrief Eisenguss-Produktion	50
Abbildung 13: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Eisenguss-Produktion	51
Abbildung 14: Industriesteckbrief Aluminiumherstellung/-verarbeitung.....	53
Abbildung 15: Industriesteckbrief Aluminiumguss-Produktion.....	54
Abbildung 16: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Aluminiumherstellung/-verarbeitung I	56
Abbildung 17: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Aluminiumherstellung/-verarbeitung II	57
Abbildung 18: Industriesteckbrief Kupfer- und Messingherstellung/-verarbeitung	59
Abbildung 19: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Messingherstellung/-verarbeitung	60
Abbildung 20: Industriesteckbrief Schmieden und Härten	62
Abbildung 21: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Schmieden und Härten	64
Abbildung 22: Industriesteckbrief Keramikherstellung.....	65

Abbildung 23: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Keramikherstellung	66
Abbildung 24: Industriesteckbrief Glasindustrie	68
Abbildung 25: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Glasindustrie.....	70
Abbildung 26: Industriesteckbrief Kalkherstellung.....	72
Abbildung 27: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Kalkherstellung	73
Abbildung 28: Industriesteckbrief Zementherstellung.....	75
Abbildung 29: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Zementherstellung.....	76
Abbildung 30: Industriesteckbrief Chemieindustrie	78
Abbildung 31: Prozesskette und Flexibilisierungspotential für die Dampferzeugung in der Chemieindustrie	80
Abbildung 32: Industriesteckbrief Papierindustrie	82
Abbildung 33: Prozesskette und Flexibilisierungspotential Papierindustrie.....	84
Abbildung 34: Überblick der Modellstruktur von FORECAST	90
Abbildung 35: Vereinfachte Übersicht der Systemgrenzen und Wechselwirkungen des Energiesystemmodells Enertile.....	91
Abbildung 36: Energieverbrauch der Industrie im Jahr 2019 nach Anwendungsbereichen und Branchen	93
Abbildung 37: Energiebedarf für die Bereitstellung von Prozesswärme nach Temperaturniveau und Branche im Jahr 2019 (Fleiter et al. 2023b).....	96
Abbildung 38: Resultierende Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie (links) sowie der rohstofflichen Verwendung von Energieträgern (rechts) bis zum Jahr 2045 im Basisszenario	97
Abbildung 39: Ergebnisse des Basisszenarios – Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Industriesektor nach Anwendungen (links) und des Strombedarfs nach Anwendungen (rechts)	98
Abbildung 40: Im Basisszenario angenommene Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO ₂	99
Abbildung 41: Basisszenario für die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem.....	100
Abbildung 42: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und -nachfragetechnologien (oben) sowie der Verlauf der Lastverschiebung von flexiblen Industrieprozessen (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045.....	104
Abbildung 43: Technologiesplit der Dampfbereitstellung auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland in den Jahren 2035 und 2045 (links). Energiebezug der eingesetzten Dampftechnologien (rechts)....	107
Abbildung 44: Stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2035 ...	108
Abbildung 45: Stündlicher Einsatz der Dampftechnologien auf unterschiedlichen Temperaturniveaus in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2045 ...	108

Abbildung 46: Stündlicher Dispatch flexibler und inflexibler Strombereitstellungs- und Nachfragetechnologien (oben) sowie Dampf- und Wärmebereitstellungstechnologien für das Temperaturniveau 100–200 °C (unten) in der Systemkostenminimierung für eine Winter- (KW 6) und eine Sommerwoche (KW 26) in Deutschland im Jahr 2045.....	109
Abbildung 47: Angenommener Ausbau der DRI-Kapazität zur Stahlherstellung Deutschland, basierend auf (Fleiter et al. 2023b)	110
Abbildung 48: Energiebezug von DRI-Anlagen in Deutschland für die Jahre 2035 und 2045.....	111
Abbildung 49: Stündliche Wasserstoff- und Erdgasnachfrage in hybriden DRI-Anlagen in der Systemkostenminimierung für Deutschland im Jahr 2035 (oben). Vergleich der stündlichen Speicherstände in Wasserstoffspeichern beim Einsatz hybrider und dedizierter DRI-Anlagen (unten).....	112
Abbildung 50: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „konventionell“ (S-0-Stahl)	118
Abbildung 51: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „teilelektrifiziert“ (S-EI-Stahl)	119
Abbildung 52: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Stahl „CO ₂ -neutral“ (S-H ₂ -Stahl)	120
Abbildung 53: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „konventionell“ (S-0-Alu).....	123
Abbildung 54: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „elektrifiziert“ (S-EI-Alu).....	124
Abbildung 55: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Aluminium „CO ₂ -neutral“ (S-H ₂ -Alu).....	125
Abbildung 56: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „konventionell“ (S-0-Glas)	127
Abbildung 57: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „elektrifiziert“ (S-EI-Glas)	128
Abbildung 58: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Glas „CO ₂ -neutral“ (S-H ₂ -Glas)	129
Abbildung 59: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „konventionell“ (S-0-Zem)	131
Abbildung 60: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „elektrifiziert“ (S-EI-Zem)	133
Abbildung 61: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Zement „CO ₂ -neutral“ (S-H ₂ -Zem-CCS).....	134
Abbildung 62: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „konventionell“ (S-0-Chemie)	137
Abbildung 63: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „elektrifiziert“ (S-EI-Chemie)	138
Abbildung 64: Energiebilanzen und Lastzyklen zum Fallbeispiel Chemie „CO ₂ -neutral“ (S-H ₂ -Chemie).....	139

Abbildung 65: Anteil der Energieträger am Gesamtenergieeinsatz der Prozessketten in den Fallbeispielen.....	140
Abbildung 66: Systematische Darstellung der Prozessketten der Fallbeispiele (eigene Darstellung)	141
Abbildung 67:Flexibilitätspotential der Prozessketten für die Varianten der fünf betrachteten Fallbeispiele	141
Abbildung 68:Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Stahlerzeugung (exemplarisch)	143
Abbildung 69:Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Aluminiumverarbeitung (exemplarisch)	144
Abbildung 70:Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Flachglasherstellung (exemplarisch)	145
Abbildung 71:Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Zementherstellung (exemplarisch)	147
Abbildung 72:Lastprofile und Flexibilitätspotential für das Fallbeispiel Dampferzeugung (exemplarisch).....	148
Abbildung 73: Schattenpreise für Strom und Wasserstoff für 2035 und 2045.....	154
Abbildung 74: Kosten durch Netzentgelte bezogen auf eine MWh Dampf in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer des Netzanschlusses bei regulärem Netzentgeltregime (Netzentgelte auf Basis von Preisblatt Westnetz (Westnetz 2024b))	160
Abbildung 75: Kosten durch Netzentgelte bei atypischer Netznutzung bezogen auf eine MWh Dampf in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer des Netzanschlusses (Netzentgelte auf Basis Preisblatt Westnetz (Westnetz 2024b)).....	161
Abbildung 76: Produktionskosten einzelner Routen bei der Stahlherstellung/-verarbeitung für das Jahr 2045 (S-Hybrid-Stahl-flex: Flexibler Hybridbetrieb der Direktreduktionsanlage mit Wasserstoff und Erdgas) im Vergleich.....	163
Abbildung 77: Produktionskosten einzelner Routen bei der Aluminiumherstellung/-verarbeitung für das Jahr 2045 im Vergleich	164
Abbildung 78: Produktionskosten einzelner Routen bei der Glasherstellung für das Jahr 2045 im Vergleich.....	165
Abbildung 79: Produktionskosten einzelner Routen bei der Zementherstellung für das Jahr 2045 im Vergleich	166
Abbildung 80: Speicherkosten für die ausgespeicherte Wärme in Abhängigkeit von der Zykluszahl und dem Preis der eingespeicherten Wärme	167
Abbildung 81: Produktionskosten einzelner Routen bei der Dampferzeugung für das Jahr 2045 im Vergleich	168
Abbildung 82: Relative Kostenveränderung der elektrifizierten („S-EL, Elektrodenkessel, HT-WP“) und der dekarbonisierten Variante („S-H ₂ “) bezogen auf den Referenzfall „S-0“ ohne eine Flexibilisierung für das Jahr 2045 (CCS: Carbon Capture and Storage, EUA: EU-Allowances)	169
Abbildung 83: Relative Kostenveränderung durch eine Flexibilisierung der elektrifizierten und der dekarbonisierten Variante bezogen auf die jeweilige inflexible Variante für das Jahr 2045	170

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Flexibilitätsoptionen aus der Literaturanalyse existierender Energiesystemstudien	28
Tabelle 2: DR-Potential für die Industrie in Deutschland.....	31
Tabelle 3: Methoden und Schwerpunkte der DR-Potentialliteratur.....	35
Tabelle 4: Kennzahlen zu DR-Potentialen aus der Literatur	37
Tabelle 5: Im Literaturvergleich berücksichtigte Studien und Szenarien der Transformation des Industriesektors zur Treibhausgasneutralität	38
Tabelle 6: Vergleich der Bedeutung verschiedener Minderungsstrategien in Szenarien zur nahezu THG-neutralen Industrie	39
Tabelle 7: Stand der Forschung und Untersuchungsbedarf aus der Literaturrecherche...	40
Tabelle 8: Erkenntnisse und Untersuchungsbedarf zum Stand der Technik.....	86
Tabelle 9: Übersicht zentraler Annahmen des Basisszenarios für den Industriesektor....	94
Tabelle 10: Annahmen zu Prozess- und Brennstoffwechsel	95
Tabelle 11: Deutsche Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß den Plänen der Bundesregierung (Bundesministerium der Justiz 2024)	99
Tabelle 12: Betrachtete Technologieoptionen zur Dampfbereitstellung basierend auf (Pezzutto et al. 2019)	106
Tabelle 13: Betrachtete technische Varianten der Fallbeispielanalyse	116
Tabelle 14: Herausforderungen und potenzielle Lösungsansätze für den Einsatz flexibler Industrieprozesse.....	149
Tabelle 15: Potenzielle Beispiele zur Erhöhung der Flexibilität und Forschungs- und Entwicklungsbedarf.....	150
Tabelle 16: Fixe und variable Kostenarten bei der betriebswirtschaftlichen Analyse.....	152
Tabelle 17: Erkenntnisse der Literaturrecherche und Untersuchungsbedarf Markt und Regulatorik.....	158
Tabelle 18: Höhe der Stromnetzentgelte in Netzebene 4 (Umspannung Hochspannung/Mittelspannung) der Westnetz GmbH.....	159

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung der Abkürzung
ASU	Luftzerlegungsanlage
Alu	Aluminium
BVT	beste verfügbare Techniken
CAPEX	Capital Expenditures oder Capital Expenses
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CO ₂	Kohlendioxid
COP	Leistungszahl
CPU	CO ₂ -Abscheidungsanlage
CSP	Concentrated Solar Power
CCS	Carbon Capture and Storage
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DR	Demand Response
DRI	Direct Reduced Iron
DSM	Demand-Side-Management
EE	erneuerbare Energien
EL	elektrisch
EUA	EU-Allowances
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem
flex	flexibel
GDA	Gesamtverband der Aluminiumindustrie
GH ₂	grüner Wasserstoff
H ₂	Wasserstoff
HT-WP	Hochtemperatur-Wärmepumpe
HVC	High value chemicals
IEA	Internationale Energieagentur
KEI	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien
KW	Kalenderwoche

Abkürzung	Bedeutung der Abkürzung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
OPEX	Operational Expenditures
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RET	Renewable Energy Technology
SdT	Stand der Technik
TES-System	Thermisches Energiespeichersystem
TRL	Technology Readiness Level
VtG	Vehicle-to-Grid
Zem	Zement

Ihr Kontakt zu uns



www.klimaschutz-industrie.de



Das KEI auf LinkedIn



Druckprodukt mit finanziellem
Klimabeitrag
ClimatePartner.com/13795-2309-1114

Diese Broschüre wurde auf
Recyclingpapier und
Klimaneutral gedruckt