

Dekarbonisierung von Prozesswärme: Kosten, Handlungsoptionen und Politikempfehlungen

Matthias Rehfeldt¹⁾, Christian Schwotzer²⁾, Felix Kaiser²⁾, Lisa Neusel¹⁾

1) Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe

2) Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik, RWTH Aachen University

Die Erzeugung von Prozesswärme in Industrieöfen der Metall- und Mineralindustrie ist in vielen Anwendungen fossil dominiert. Um bis 2045 einen hinreichenden Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten, ist ein Umstieg auf CO₂-neutrale Technologien notwendig, von denen hier die direkte Stromnutzung, die Nutzung von klimaneutral erzeugtem Wasserstoff und EE-Methan sowie deren jeweilige Hybridisierung untersucht werden. Diese werden in einem weiteren Beitrag zur AOTK 2021 aus technischer Sicht beleuchtet. Der hier vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit den wirtschaftlichen Aspekten dieser Technologien in ausgewählten Anwendungen der Umformtechnik, Härtereitechnik und Glasindustrie und leitet daraus Handlungsempfehlungen für Politik und Unternehmen ab. Die Ergebnisse zeigen, dass die Energieträgerkosten die Kostenstruktur oft dominieren und dass daher die Energieträgerpreisdifferenz zwischen z.B. Erdgas und Strom ein wichtiges politisches Handlungsfeld ist. Darüber hinaus sind frühe Preissignale und eine Verhaltensänderung der Investitionsentscheidung notwendig, um bis 2045 eine weitgehende Dekarbonisierung zu ermöglichen und ordnungsrechtliche Eingriffe zu vermeiden. Synthetische Energieträger und Wasserstoff sind nur in speziellen Konstellationen attraktiv.

Keywords: Modellierung, Klimakrise, Wirtschaftlichkeit, Elektrifizierung

1. Einleitung

Die Klimakrise ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Um die drastischsten Folgen der globalen Erwärmung abzumildern, haben Gesetzgeber:innen weltweit vielfältige nationale Ziele beschlossen. So will Deutschland bis 2045 treibhausgasneutral (BMU 2021) werden, Österreich bereits 2040 (DNV/Die Grünen 2020), die Europäische Union bis 2050 (EU Commission 2018).

Der Industriesektor bildet für das Erreichen dieser Ziele ein zentrales Handlungsfeld: In der EU27 ist er für gut 21 % der THG-Emissionen verantwortlich (European Energy Agency 2021). Im Fokus von Dekarbonisierungsbemühungen stehen emissionsintensive Prozesse wie Rohstahl-, Zement- und Kalkherstellung sowie ausgewählte Prozesse der Grundstoffchemie (z.B. Olefine, Ammoniak, Methanol). Diese Prozesse sind wichtig, machen zusammen aber dennoch nur etwa 50 % des Prozesswärmebedarfes aus. Der Rest verteilt sich auf andere, oft sehr heterogene Anlagen, Dampferzeuger und Industrieöfen, die meist nur stark aggregiert untersucht werden. Sowohl für den angestrebten Zielzustand einer vollständig dekarbonisierten Industrie als auch für schnelle THG-Minderungen und einen effizienten Pfad zur Einhaltung von Klimazielen ist die Betrachtung dieser Anwendungen notwendig.

In diesem Beitrag zum AOTK 2021 wird daher ein Ansatz zur anwendungsspezifischen Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen von Prozesswärmeerzeugung vorgestellt. Dafür wurde ein Modell entwickelt, das auf der Basis von ökonomischen und technischen Eigenschaften die Konkurrenz von fossilen Referenztechniken und CO₂-neutralen Alternativtechniken abbildet. Damit werden beispielhaft Politikmaßnahmen untersucht, die bis 2045 eine vollständig CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung ermöglichen könnten.

Es werden die ausgewählten Anwendungen Einsatzhärten (kontinuierliches Aufkohlen), Gesenkschmieden (kontinuierliches Erwärmen) und Behälterglasherstellung (kontinuierliches Schmelzen) betrachtet.

2. Methodik

Die hier dargestellte Modellierung baut auf umfangreichen, neu erstellten Datensätzen auf, die für 35 Anwendungen aus den Branchen Metallverarbeitung, Nicht-metallischen Mineralien und Dampferzeugung erstellt wurden¹. Zur Validierung der Datensätze wurden Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen, Hersteller:innen und Forschungsinstitutionen durchgeführt. Eine technische Beschreibung

¹ Diese und die Modellierung sind Teil eines Projekts für das Umweltbundesamt, das 2022 abgeschlossen wird.

der in diesem Beitrag untersuchten Anwendungen ist in einem weiteren Beitrag dieses Tagungsbandes zu finden². Der dort dargestellte Datensatz umfasst ökonomische und technische Daten und ermöglicht die Berechnung von Wärmegestehungskosten. Diese werden als maßgebliches Entscheidungskriterium für die Attraktivität der zur Verfügung stehenden Techniken verwendet, aus der in einem Diffusionsmodell der Anlagenbestand berechnet wird.

Die Untersuchung nutzt spezifische Terminologie, um die unterschiedlichen Ebenen zu definieren (**Abbildung 1**). Als "Branche" wird ein Bereich einander ähnlicher Produkte (Metalle, Mineralien, Dampf) bezeichnet. Diese unterteilt sich in konkretere "Anwendungen" (z.B. Erwärmung von Schmiedebauteilen oder Milchpulverherstellung), die jeweils definierte "Techniken" zur Erzeugung von Prozesswärme nutzen können. Diese "Techniken" basieren auf "Technologien" wie direkte Elektrifizierung oder Erdgas- oder Wasserstoffverbrennung. Innerhalb einer Branche stehen die Techniken in direkter Konkurrenz um Marktanteile. Sie sind so ausgewählt, dass sie stets dazu geeignet sind, die Anforderungen an die Prozesswärme zu erfüllen. Daher stellen Anwendungen unabhängig von der verwendeten Technik immer das gleiche Produkt her – nachgelagerte Einflüsse auf Verfahrensabläufe werden durch dieses Modelldesign als nicht vorhanden angenommen.

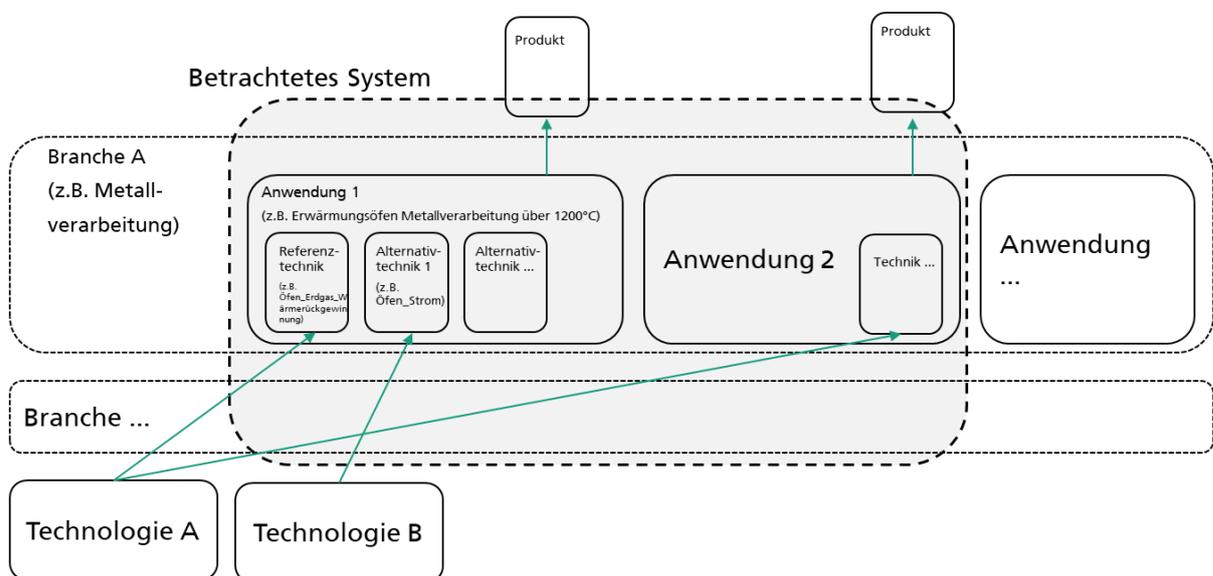


Abbildung 1: Terminologie der Untersuchung

² Schwotzer et al.: *Dekarbonisierung von Prozesswärme: Technisches Potential in der Metall- und Mineralindustrie*

2.1 Zielgröße: Diffusion CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung

Ziel dieser Untersuchung ist es, ausgehend von den jeweiligen technischen Ausgangssituationen der drei beschriebenen Anwendungen ein Paket von Politikmaßnahmen zu entwickeln, das zu einem vollständig dekarbonisierten Prozesswärmebestand in 2045 führt. Dazu wird ein Referenzfall definiert, der den aktuellen wirtschaftlich relevanten Rahmenbedingungen entspricht. Durch Anpassung der Modellparameter wird dann schrittweise die Attraktivität und Diffusion CO₂-neutraler Techniken gesteigert. Das Ziel gilt als erreicht, wenn im Zieljahr 2045 keine fossile Technik mehr in Betrieb ist. Aufgrund des großen für das Modell erreichbaren Lösungsraumes ist das entstehende Maßnahmenpaket nur eine von vielen Möglichkeiten.

2.2 Beschreibung des Maßnahmenpaketes

Für die Ergebniserstellung werden aus den zur Verfügung stehenden Modellparametern zunächst der **Referenzfall** definiert (**Tabelle 1**). Dieser stellt die Grundlage des Maßnahmenpaketes dar und erzeugt üblicherweise eine Situation, in der sich CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung nicht oder nur teilweise im Markt durchsetzen kann. Dieser Referenzfall bildet die 2020 vorherrschende Situation ab.

Die Maßnahmen werden stufenweise und aufeinander aufbauend zugeschaltet, um ein Szenario zu erschaffen, in dem eine Dekarbonisierung der Anwendung bis 2045 erreicht wird. In der **ersten Stufe** werden die angenommenen CO₂-Preispfade angehoben. Statt sich von heutigen (am EU-ETS-Preis orientierten) 55 €/tCO₂ auf 150 €/tCO₂ zu entwickeln, steigen sie bis 2050 auf 300 €/tCO₂. In der **zweiten Stufe** werden weitere Preissignale gesetzt: Der angesetzte Strompreis (**Tabelle 2**) wird von staatlichen Bestandteilen entlastet, so dass nur noch Erzeugung und Vertrieb als Kostenkomponenten übrigbleiben (~5 €/kWh). Zudem wird die Ausnahmeregelung der Energiesteuerbefreiung auf Erdgas abgeschafft, der Steuersatz steigt dadurch von 0 €/MWh auf 5,5 €/MWh³. Schließlich wird von einer Überwälzung der CO₂-Kosten der Stromerzeugung auf den Strompreis abgesehen. In der **dritten Stufe** werden weiche und oft nicht eindeutig quantifizierbare Modellparameter angepasst, die auf die Technikattraktivität und die Austauschgeschwindigkeit wirken.

³ Vgl. (Deutscher Bundestag (2006) §2 (3) 4 und §51, §54, §55.

Dazu gehört zunächst die Fähigkeit zu einer begrenzten Preisvoraussicht. Hinzu kommt, dass der Bestand schneller ausgetauscht wird, das mittlere Alter der installierten Anlagen sinkt auf etwa 65 % des Ausgangswertes. Schließlich wird von einer höheren Markthomogenität ausgegangen. Diese sorgt dafür, dass in einem von Konkurrenz getriebenen Markt die günstigste Technik als besonders attraktiv wahrgenommen wird.

Tabelle 1: Modellparameter im Referenzfall

Modellparameter	Referenz	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Reduktion Investition (jährlich)	Mittel 0,01- >0,01	Mittel 0.01- >0.01	Mittel 0.01- >0.01	Mittel 0.01- >0.01
Zinssatz	Mittel_0,05- >0,05	Mittel_0.05- >0.05	Mittel_0.05- >0.05	Mittel_0.05- >0.05
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005- >0,005	Mittel_0.005- >0.005	Mittel_0.005- >0.005	Mittel_0.005- >0.005
Preisfaktor Eigenversorgung Strom	100 %	100%	100%	100%
Kompensation von Strompreiskomponenten	Mittelwert Eurostat	Mittelwert Eurostat	EEG+Strom- steuer+Netz- entgelt+Wei- tere	EEG+Strom- steuer+Netz- entgelt+Wei- tere
Preiskomponenten Erdgas	Befreiung nach §51 (0EUR/MW h)	Befreiung nach §51 (0EUR/MW h)	Regulärer Satz (5.5EUR/MW h)	Regulärer Satz (5.5EUR/MW h)
Effektive CO₂-Preisüberwälzung Strom	100 %	100%	0%	0%
CO₂-Preise (EUR/tCO₂)	Mittel_55- >150	Hoch_55- >300	Hoch_55- >300	Hoch_55- >300
Preisvoraussicht	Keine 0->0	Keine 0->0	Keine 0->0	Gering 5->5
Energieträgerpreisentwicklung nach 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050
CO₂-Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050	Trend 2030- 2050
Diffusionsmodell				
Altersverteilung im Startjahr	Gleichver- teilung	Gleichver- teilung	Gleichvertei- lung	Gleichvertei- lung
Ausfallrate	Bestandser- haltend	Bestandser- haltend	Bestandser- haltend	Bestandser- neuerung
Markthomogenität	Mittel	Mittel	Mittel	Hoch
Anteil Modernisierung	50 %	50%	50%	50%
Ersatzrate Gesamtkapazität	Kapazitäts- erhaltung	Kapazitäts- erhaltung	Kapazitätser- haltung	Kapazitätser- haltung

Lesehinweis: Die Notation "Mittel 55 -> 150" beschreibt die Anfangs- und Endpunkte einer linearen Entwicklung des jeweiligen Wertes (hier: CO₂-Preis).

Konkret bedeutet das, dass eine Technik mit 10 % geringeren Wärmegestehungskosten als die Konkurrenz doppelt so oft gewählt wird (67 % zu 33 %). In der Referenzeinstellung "mittel" ist die Aufteilung bei sonst gleichen Bedingungen 55 % zu 45 %.

In einer **vierten Stufe** werden ordnungsrechtliche Maßnahmen eingeführt, um verbleibende fossile Anlagen aus dem Markt zu entfernen. Diese beinhalten ein Neubauverbot für fossile Anlagen ab 2035 und ein Betriebsverbot fossiler Anlagen ab 2045.

Die Eskalation der Maßnahmenstufen ist willkürlich und kann auch anders gewählt werden. Sie ist daher als Beispiel der Modellfähigkeiten zu sehen. Grundsätzlicher Gedanke ist aber, Maßnahmen geringer Eingriffstiefe zunächst auszuschöpfen und durch die Stufung deren Wirkung abschätzen zu können. Entsprechend ist die Darstellung der Ergebnisse konzipiert. Das vollständige Maßnahmenpaket ändert die Modellparameter entsprechend **Tabelle 1** (weitere Spalten). Der Emissionsfaktor des angelegten Strommixes startet 2020 mit 0,43 tCO₂/MWh, erreicht 2030 0,11 tCO₂/MWh, 2040 0,03 tCO₂/MWh und kurz darauf 0 tCO₂/MWh⁴.

Tabelle 2: Energieträgerpreispfade

Energieträger	Einheit	2020	2030	2040	2050
Strom		125,34	126,63	131,46	130,97
Erdgas		27,40	27,07	26,78	26,53
Steinkohlen		15,44	15,44	15,44	15,44
Biomasse		24,95	26,96	27,58	29,56
Heizöl	€ ₂₀₂₀ /MWh	49,50	58,18	65,70	69,26
Abfall, erneuerbar		15,08	15,08	15,08	15,08
Abfall, nicht erneuerbar		7,70	7,70	7,70	7,70
Andere fossile		19,80	19,80	19,80	19,80
EE-Methan ¹		Funktion der Stromkosten (:0,7 ²)			
EE-Wasserstoff ²	Funktion der Stromkosten (:0,7)				
Braunkohle		10,01	10,01	10,01	10,01

1: Annahme: Basierend auf Elektrolysewasserstoff, hergestellt aus angegebenem Strommix mit einer Elektrolyseeffizienz von 70 % und Methanisierungseffizienz von 70 %.

2: Annahme: Elektrolysewasserstoff, hergestellt aus angegebenem Strommix mit einer Elektrolyseeffizienz von 70 %.

⁴ Dekarbonisierungsszenario "TN-Strom" der Langfristszenarien 3 (Fraunhofer ISI 2021)

3. Ergebnisse

Zur Darstellung der Modellergebnisse werden zwei Diagrammtypen genutzt. Zunächst werden die Wärmegestehungskosten 2020 und 2050 dargestellt, um die Konkurrenzsituation der Techniken zu erläutern (gestapeltes Säulendiagramm). Anschließend wird die sich daraus abgeleitete Diffusion der Techniken im Zeitverlauf und unter dem Einfluss der gestuften Maßnahmen präsentiert (gestapeltes Flächen-diagramm).

Das **kontinuierliche Aufkohlen** in der Härtereitechnik (**Abbildung 2, Abbildung 3**) zeichnet sich durch einen relativ hohen Anteil nicht-energetisch bedingter Betriebskosten und deutlich höherer Investitionen der CO₂-neutralen Alternativtechniken (Elektrifizierung in kleinen Anlagen, Elektrifizierung in großen Anlagen, Wasserstoffbeheizung) im Vergleich zur Referenz aus. Die Referenztechnik Erdgasbeheizung ist dadurch deutlich günstiger (etwa Faktor 2-3). Somit genügen auch hohe CO₂-Preise allein (**Stufe 1**) nicht, um erdgasbasierte Prozesswärmeerzeugung aus dem Markt zu verdrängen: die Erdgasbeheizung ist auch nach 2045 noch die günstigere Technik. Erst mit weiteren Preissignalen – insbesondere der Reduktion der Strompreise – werden Alternativtechniken deutlich konkurrenzfähiger (**Stufe 2**) und die alternative Elektrifizierung (in mit der Referenztechnik vergleichbaren Kapazitäten) erreicht geringere Wärmegestehungskosten als die Referenz. Verhaltensänderungen auf **Stufe 3** verstärken diese Wirkung, allerdings bleibt die Referenztechnik deutlich nach 2045 im Markt. Ein **Zubauverbot** ab 2035 (nicht dargestellt) kann die 2045 installierte Produktionskapazität auf unter 5 % drücken, wodurch ein Betriebsverbot ab 2045 kaum noch Auswirkungen hat und nicht benötigt wird.

Das **kontinuierliche Erwärmen** mit fossil beheizten Anlagen⁵ in Gesenkschmieden (**Abbildung 4, Abbildung 5**) wird durch lange Modernisierungszyklen von 30 Jahren charakterisiert. Dadurch wirken auch starke Preissignale nur verzögert. Zudem wird aus technischen Gründen Alternativtechniken mit Wasserstoffeinsatz (vollständig oder mit Strom hybridisiert) erst ab 2030 als verfügbar angesehen. Dies führt

⁵ Die in dieser Anwendung bereits relevant eingesetzten induktiv beheizten Anlagen werden nicht betrachtet. Siehe dazu auch den inhaltlich verwandten anderen Beitrag in diesem Tagungsband: Schwotzer et al.: *Dekarbonisierung von Prozesswärme: Technisches Potential in der Metall- und Mineralindustrie*

dazu, dass sowohl in der Referenz als auch in **Stufe 1** nur geringe Marktanteile für Alternativtechniken entstehen (bis 2050 < 30%). Mit den erweiterten Preissignalen in **Stufe 2** werden insbesondere die teilelektrifizierten Alternativtechniken attraktiver. Die Diffusion aller Techniken wird durch die langen Modernisierungszyklen gehemmt – pro Jahr werden im Mittel nur zwischen 3 und 4 % der Produktionskapazität ausgetauscht. Die Anpassung des Investitionsverhaltens in **Stufe 3** ist daher besonders relevant. Sie erhöht die jährliche Austauschrate auf 5 %. Techniken der CO₂-neutralen Prozesswärmerzeugung können dadurch bis 2045 gut 80 % der Produktionskapazität stellen, mit klarer Perspektive auf weitere Diffusion (2050: 90 %). Für die ambitionierten Klimaziele ist dies jedoch nicht schnell genug. Ein **Neubauverbot** ab 2034 zeigt aufgrund der großen Trägheit des Bestandes nur geringe Wirkung (erhöht Marktanteil 2045 auf 83%), so dass in dieser Anwendung ein **Betriebsverbot** bestehender Anlagen (20 % der Kapazität) ab 2045 unausweichlich erscheint⁶. Dies betrifft dann vor allem Anlagen, die in den 2020ern gebaut wurden (60 % der stillgelegten Anlagen). Vor 2020 gebaute Anlagen sind nur geringfügig betroffen (10 %).

Das **kontinuierliche Schmelzen** für Behälterglas (**Abbildung 6, Abbildung 7**) bietet neben der durch elektrische Zusatzheizungen (EZH) unterstützte Erdgasbeheizung viele Alternativtechniken: vollständige Elektrifizierung, Wasserstoffbeheizung sowie eine Hybridisierung jeweils mit Wasserstoff oder Erdgas/EE-Methan. Die direkte Elektrifizierung des gesamten Schmelzvorganges weicht dabei in der erwarteten Lebensdauer der Anlage (7 Jahre gegenüber 15 Jahren) ab. Dadurch sind die annuisierten Investitionen relevant erhöht und die Technik weniger attraktiv⁷. In der Referenz ist Erdgasbeheizung die günstigste Technik, allerdings verhältnismäßig dicht gefolgt von direkter Elektrifizierung und Wasserstoffhybridisierung (Wärmegehungsfaktor etwa 1,5). Auf **Stufe 1** sind bereits mehrere Alternativtechniken konkurrenzfähig. Die starken Preissignale auf **Stufe 2** kehren bis 2045 das Wärmegehungskostenverhältnis um – die Erdgasbeheizung ist nun deutlich die teuerste Technik. Mit schnellerem Austausch auf **Stufe 3** - unterstützt durch die sowieso

⁶ Wenn die in dieser Berechnung bereits massiven Preissignale nicht noch deutlich gesteigert werden.

⁷ Falls die Lebensdauer auf die der anderen Anlagen gesteigert werden kann, dominiert die direkte Elektrifizierung auf Stufe 3 klar.

geringen Modernisierungszyklen - sind 2045 nur noch etwa 3% der Anlagen erdgasbasiert⁸. **Ordnungsrechtliche** Maßnahmen scheinen nicht notwendig.

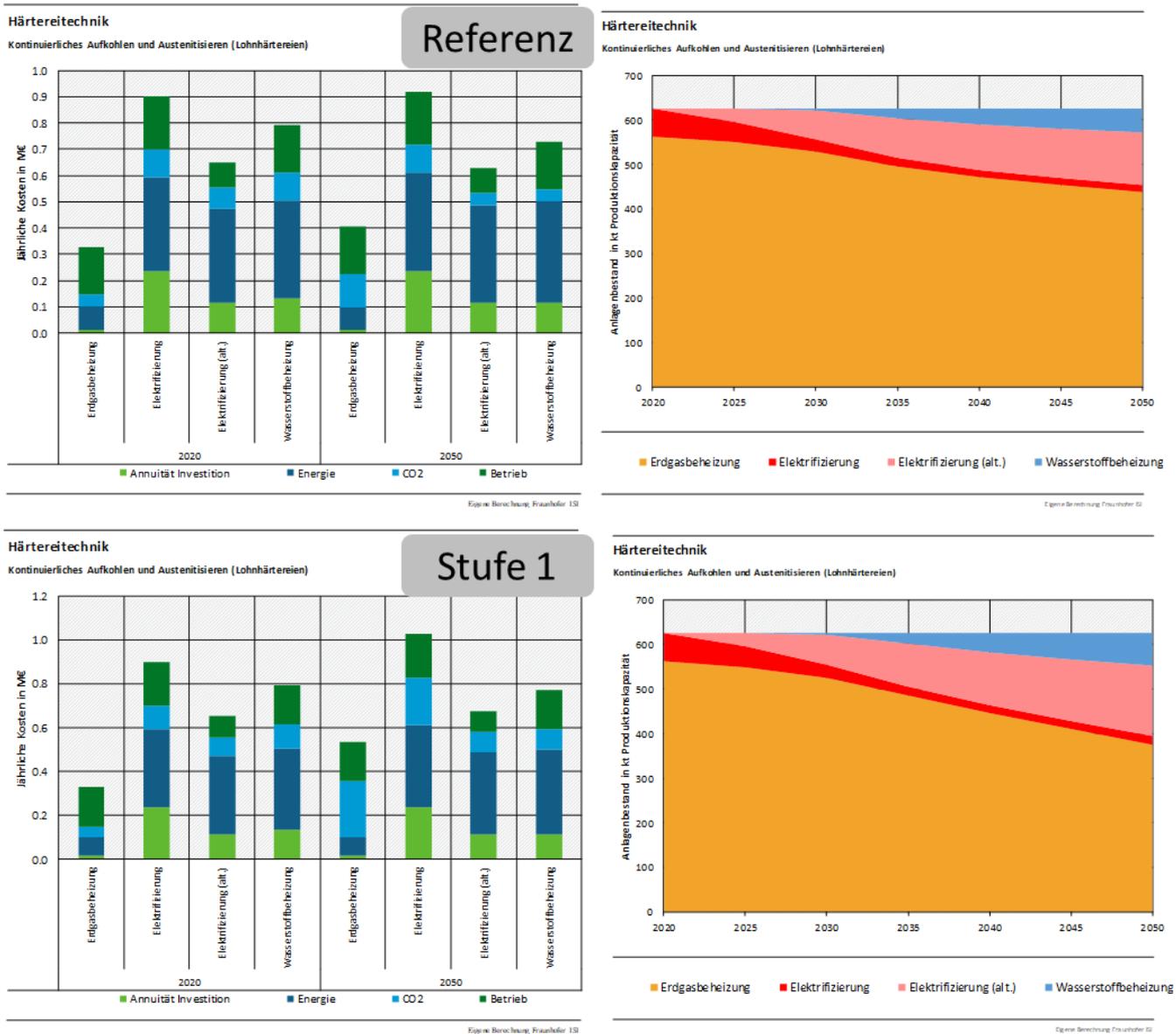


Abbildung 2: Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion für die Anwendung kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Einsatzhärten (Beispiel Lohnhärtereien), Teil 1

⁸ Die hybriden elektrisch/EE-Methan-Anlagen nutzen spätestens 2045 kein fossiles Gas mehr.

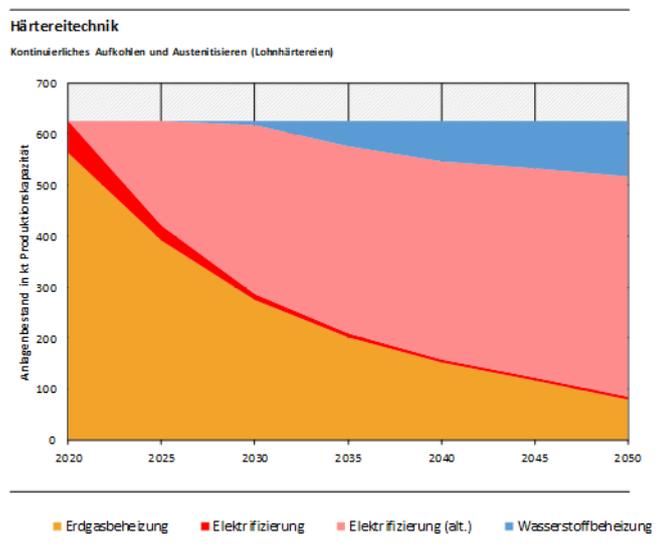
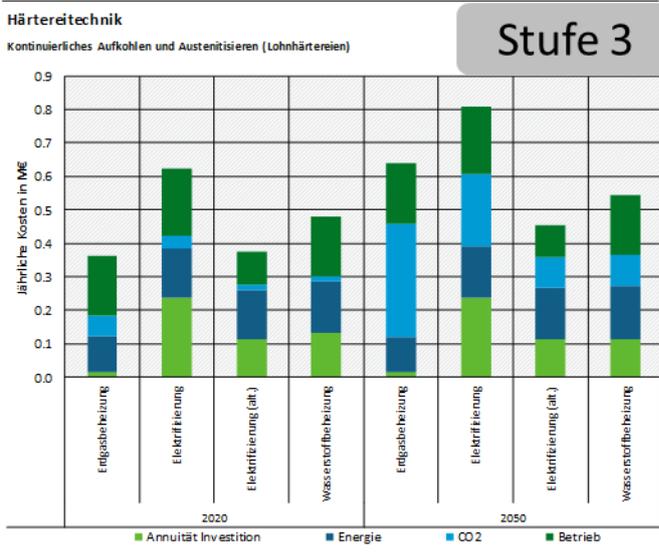
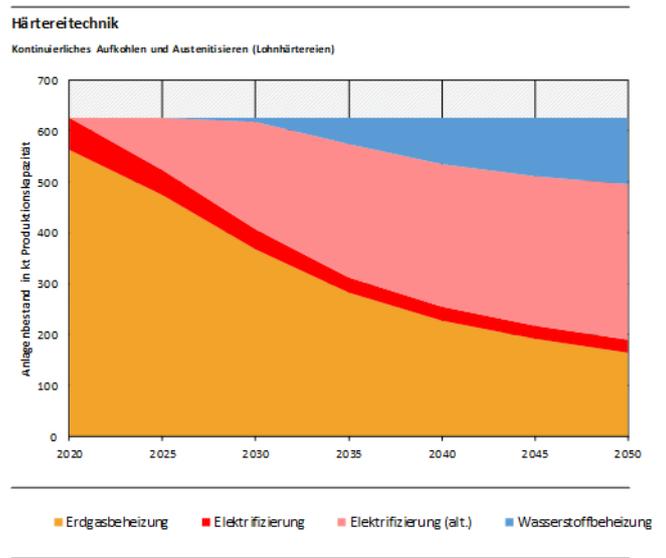
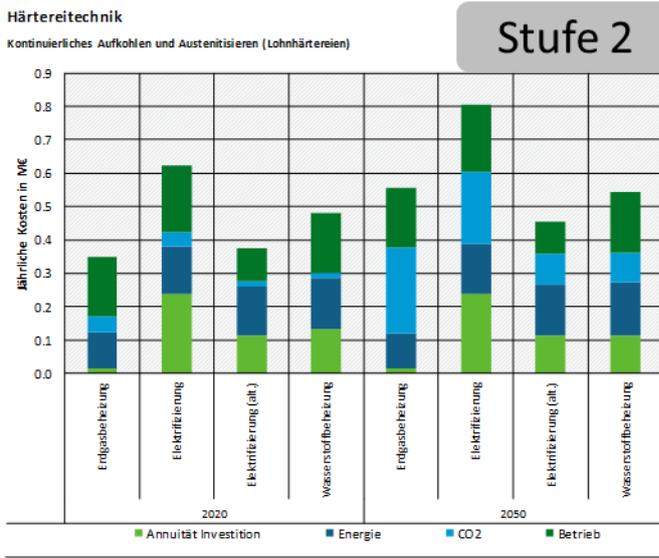


Abbildung 3: Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion für die Anwendung Kontinuierliches Aufkohlen und Austenitisieren Einsatzhärten (Beispiel Lohnhärtereien), Teil 2

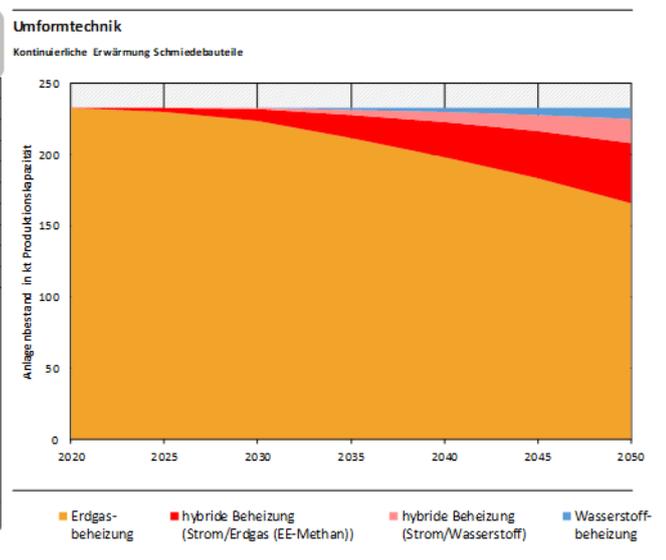
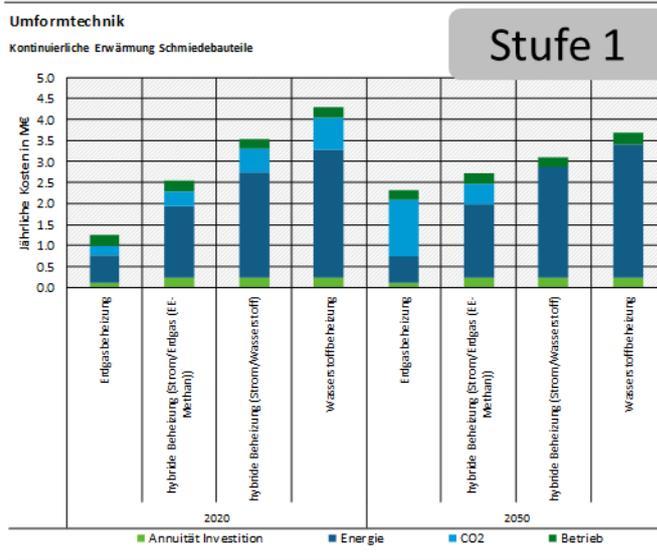
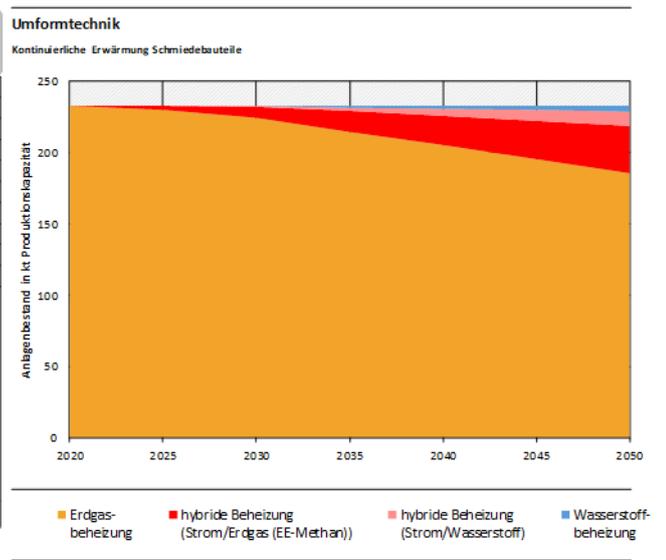
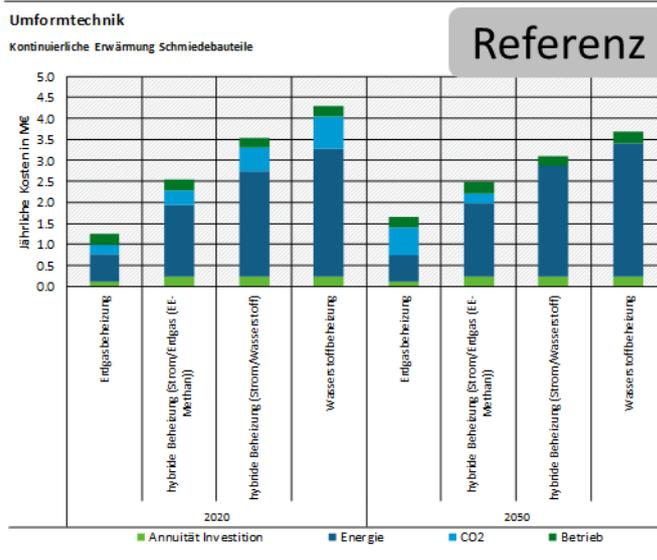
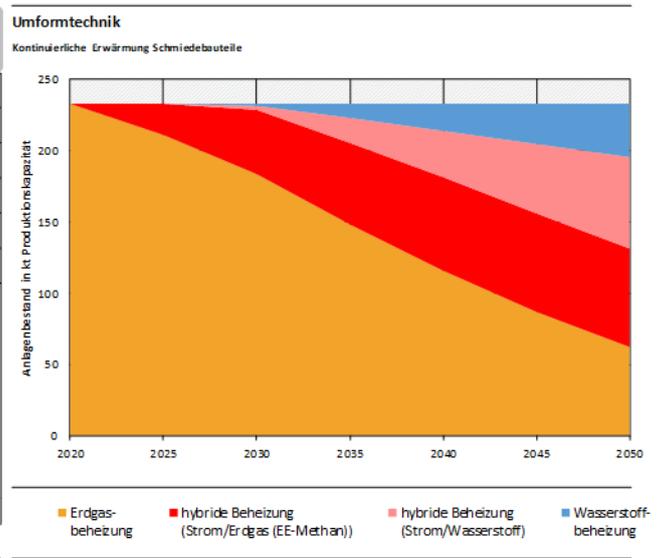
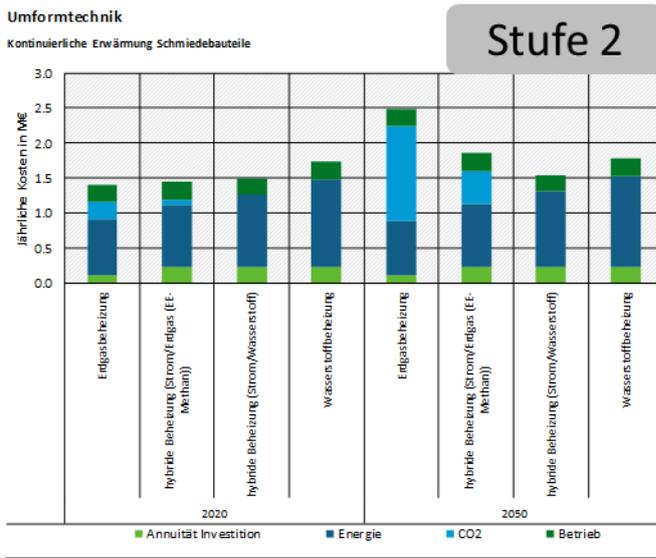
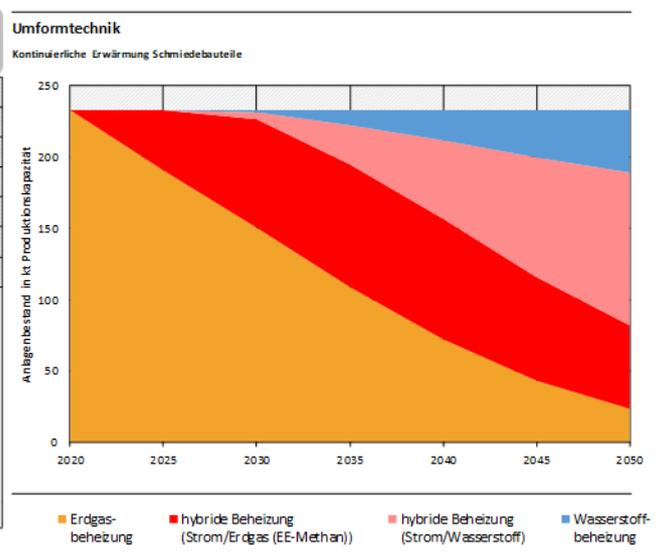
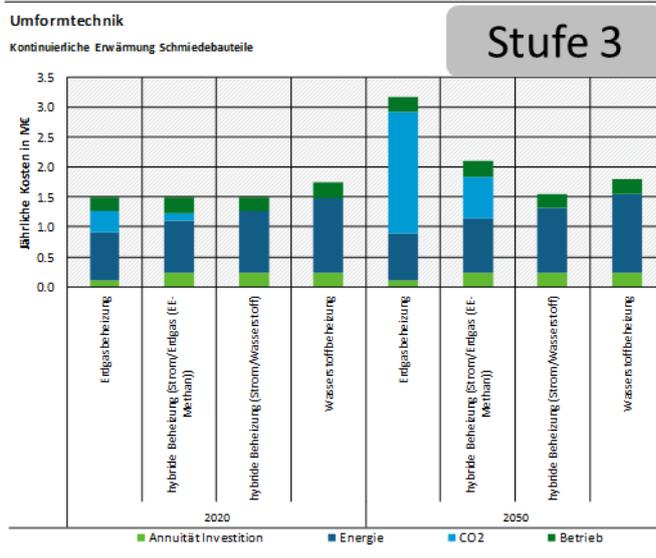


Abbildung 4: Wärmegestehungskosten und Technikediffusion für die Anwendung kontinuierliches Erwärmen Gesenkschmieden (Betrachtung der mit Erdgas beheizten Anlagentypen im Anlagenpark in Deutschland), Teil 1



Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI



Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

Eigene Berechnung, Fraunhofer ISI

Abbildung 5: Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion für die Anwendung kontinuierliches Erwärmen Gesenkschmieden (Betrachtung der mit Erdgas beheizten Anlagentypen im Anlagenpark in Deutschland), Teil 2

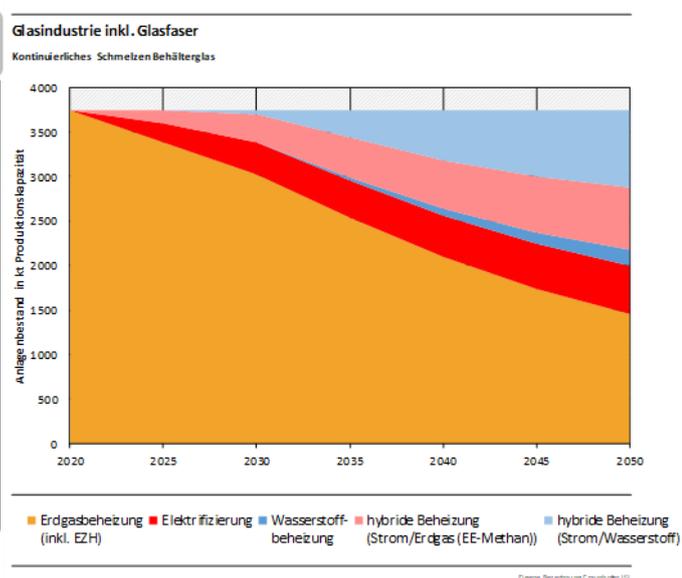
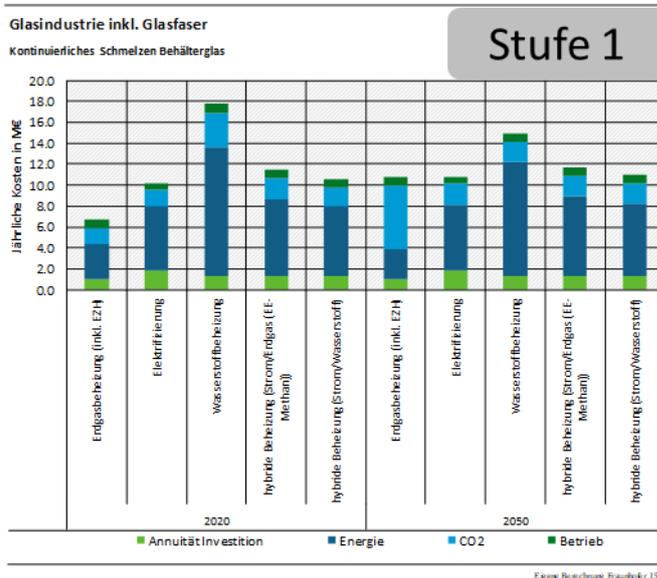
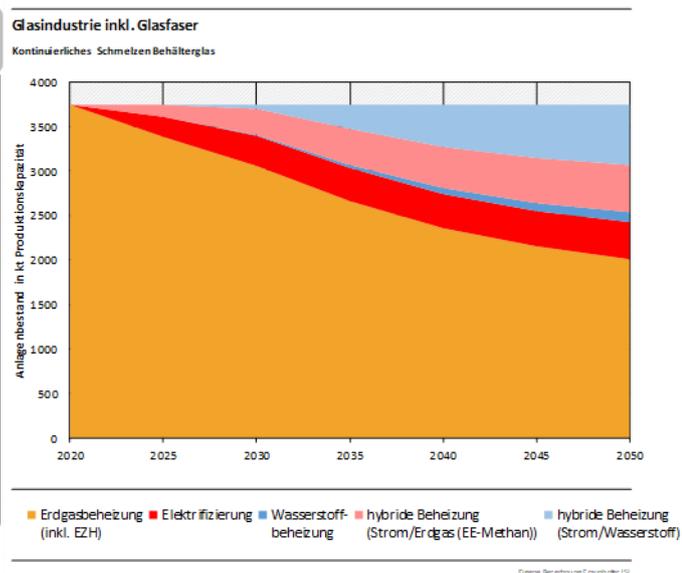
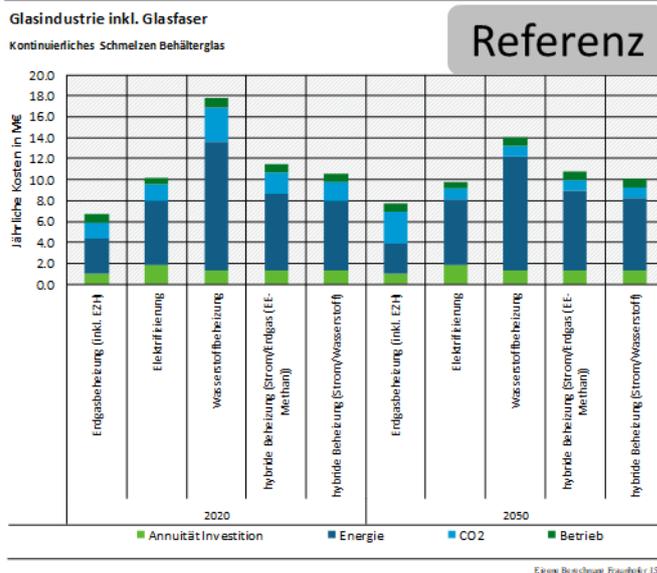


Abbildung 6: Wärmegestehungskosten und Technikediffusion für die Anwendung kontinuierliches Schmelzen Behälterglasherstellung, Teil 1

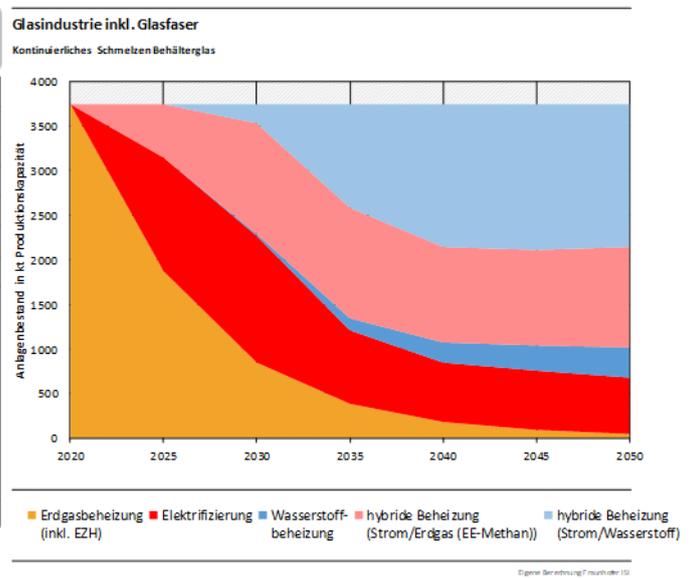
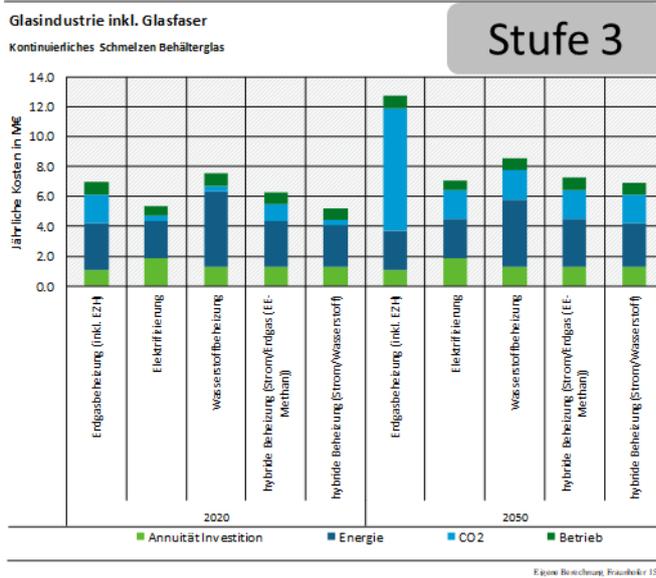
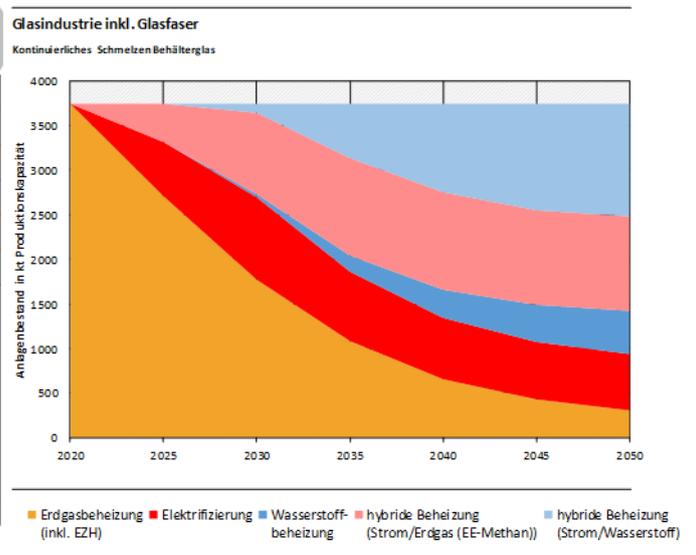
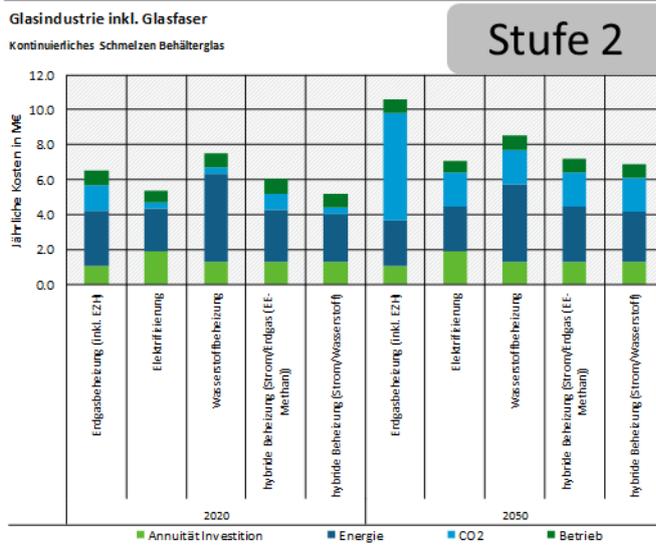


Abbildung 7: Wärmegestehungskosten und Technikdiffusion für die Anwendung kontinuierliches Schmelzen Behälterglasherstellung, Teil 2

4. Schlussfolgerung

Die Untersuchung der drei Anwendungen aus unterschiedlichen Branchen und Technikkontexten zeigt ein sehr heterogenes Bild. Sowohl die Ausgangssituation als auch die durch die Maßnahmen modellierte Zielerreichung einer Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung bis 2045 variieren stark. Während in der Anwendung des Schmelzens von Behälterglas starke Preissignale und Verhaltensänderung (im Rahmen der Modellgenauigkeit) für eine weitgehende Dekarbonisierung hinreichen, wird beim Aufkohlen beim Einsatzhärten ein Neubauverbot und beim kontinuierlichen Erwärmen in Gesenkschmieden gar ein Betriebsverbot notwendig, um im Modell dieses Ziel zu erreichen. Allen Anwendungen ist hingegen gemein, dass erst die **Kombination aus starken Preissignalen** – CO₂-Preis über 200€/t in 2040, maximal entlastete Strompreise – **und schnellerem Anlagenaustausch** – etwa 65% der bisher beobachteten mittleren Anlagenlebensdauer – eine Situation erzeugen können, in der etwaige **ordnungsrechtlichen Eingriffe** nicht mehr den Großteil des Marktes betreffen.

Einschränkend ist zu bemerken, dass die hier durchgeführten Rechnungen mittlere Anlagen der jeweiligen Anwendungen betreffen. Trotz umfangreicher und Recherche und Einbindung von Unternehmen und Verbänden ist davon auszugehen, dass die Modellergebnisse nicht auf einzelne Standort oder Anlagen zu übertragen sind. Zudem besitzen die Technologien unterschiedliche Technologiereifegrade und sind nicht gleichermaßen am Markt verfügbar. Die Ergebnisse können aber benötigte politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen annähern. Wir leiten folgende Politikempfehlungen ab:

- Fokus auf Betriebskosten:
 - Reform der Industriestrompreise, um möglichst geringe Differenz zum Erdgaspreis zu erzeugen
 - Ambitionierte Minderungsziele im EU-ETS unterstützen, um den dort entstehenden Preis zu heben (oder direkt Mindestpreise einführen)
- Neubau fossiler Anlagen ab sofort vermeiden
- Synthetische Energieträger nur gezielt einsetzen
- Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen noch nicht verfügbarer Techniken

Literatur

European Energy Agency (2021): Greenhouse Gases Data Viewer. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer> .

Deutscher Bundestag (2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 30.03.2021. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/BJNR153410006.html#BJNR153410006BJNG000100000> .

Fraunhofer ISI (2021): Langfristszenarien III data explorer. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> .

EU Commission 2018: 2050 long-term strategy. Online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en#tab-0-1 .

BMU 2021: Klimaschutzgesetz 2021. Online verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_a-endg_2021_3_bf.pdf .

DNV/Die Grünen 2020: Regierungsprogramm 2020-2024. Online verfügbar unter: <https://www.bundestkanzleramt.gv.at/bundestkanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html> .