

Gas Switch

Sondierung von Marktmodellen zur Reduktion des fossilen
Gasverbrauchs von kleinen und mittelgroßen Industriebetrieben

C. Bernsteiner, E. Hummer, I. Kolb-Stögerer, P. Muckenhuber

Berichte aus Energie.Frei.Raum

3. Ausschreibung

08/2025

Wichtige Hinweise für die Erstellung des publizierbaren Ergebnisberichts (in deutscher Sprache)

Der Ergebnisbericht ist als in sich geschlossener Bericht zu verfassen, welcher sinngemäß an eine **breite Öffentlichkeit** gerichtet ist. Der Ergebnisbericht wird auf der Website FFG <https://projekte.ffg.at/> publiziert.

Der Ergebnisbericht muss alle wesentlichen Informationen über Ziele, Inhalte, Ergebnisse, Schlussfolgerungen des Projektes darstellen. Der Umfang hat mindestens 15 Seiten (inklusive Deckblatt, Inhalts-, Abbildungs- und Tabellen-verzeichnis) zu betragen. Hier finden Sie eine Anleitung um ein Worddokument barrierefrei zu gestalten.

Dem BMLUK ist Gender Mainstreaming, die Gleichstellung der Geschlechter sowie das Fördern von Diversität ein wichtiges Anliegen. Die Verwendung gendergerechter Sprache ist ein wesentlicher und konsequenter Bestandteil der Gleichstellungsförderung und Sichtbarmachung aller Geschlechter. Aus diesem Grund bitten wir Sie, Ihren Bericht genderneutral bzw. -inklusiv zu formulieren, etwa durch die Verwendung des Gender-Doppelpunkts (z.B. Bürger:innen). Texte sind dann gendergerecht formuliert, wenn alle Geschlechter sprachlich sichtbar sind.

Checkliste für Barrierefreiheit

Der öffentliche Dienst hat die gesetzliche Verpflichtung, sein Angebot im Internet barrierefrei zu gestalten. Dazu gehören nicht nur die Internetseiten selbst, sondern auch alle Dokumente, die zum Download angeboten werden. Word/PDF-Dokumente müssen in Bedienbarkeit, Gestaltung, Inhalt und technischer Umsetzung barrierefrei sein nach WCAG 2.1. Als Mindestlevel gilt Konformitätslevel AA. Zur Umsetzung der Barrierefreiheit nach WCAG 2.1 für PDF-Dokumente ist der ISO-Standard PDF for Universal Access (PDF/UA-1, ISO 14289-1:2014) zu berücksichtigen.

Halten Sie beim Erstellen des Berichts bitte folgende Layout-Vorgaben ein:

- Bilder mit Alternativtexten versehen, die erklären, was auf den Abbildungen zu sehen ist (Rechtsklick auf Bild, „Alternativtext anzeigen“) und Diagramme im Fließtext gut beschreiben,
- Überschriftenzeilen und -spalten (Formatvorlagen „TH-Spalte“ bzw. „TH-Zeile“) bei Tabellen definieren, keine Zwischenüberschriften innerhalb einer Tabelle erstellen,
- auf hohen Farbkontrast bei Abbildungen und Diagrammen achten,
- Farben dürfen nicht als alleinige Informationsträger verwendet werden.

Checkliste für Urheberrecht

Die Autor:innen sind gefordert, in ihren Projektberichten das geltende Urheberrecht einzuhalten. Beim Einbinden fremder urheberrechtlich geschützter Werke (Texte, Bildmaterialien wie Grafiken, Karten, Fotos) in eigene Werke, kommen verstreute Abschnitte und Paragraphen des geltenden Urheberrechtsgesetzes zur Anwendung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt der:die Fördernehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	5
2	Abstract.....	7
3	Ausgangslage.....	9
4	Projekthalt.....	12
4.1.	Grundlagenaufbereitung und Analyse bestehender Rahmenbedingungen.....	12
4.2.	Qualitative Erhebung durch Interviews mit relevanten Akteur:innen	13
4.3.	Konzepterstellung und Definition von Use Cases	13
4.4.	Erarbeitung Bewertungsmodell und Evaluierung Use Cases anhand von Indikatoren	14
4.5.	Ableitung von Handlungsempfehlungen	16
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	17
5.1.	Bestehende übergeordnete Rahmenbedingungen	17
5.1.1.	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	17
5.1.2.	Österreichisches Gasmarktmodell.....	18
5.2.	Beschreibung Bewertungsmodell	19
5.2.1.	Aufbau und Funktion	19
5.2.2.	Datengrundlage	20
5.3.	Ergebnisse und deren Bewertung anhand der definierten KPIs.....	28
5.3.1.	Branche „Stein und Erden, Glas“	28
5.3.2.	Branche „Maschinenbau“	33
5.3.3.	Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“: Molkerei	35
5.3.4.	Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“: Sojabohnenbehandlung	38
5.4.	Erkenntnisse.....	40
5.4.1.	Biogene Energieträger	42
5.4.2.	Wasserstoff.....	45
5.4.3.	Elektrifizierung.....	45
6	Ausblick und Empfehlungen	46
6.1.	Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger:innen.....	46
6.2.	Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	47
7	Verzeichnisse.....	48

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage: Die Dekarbonisierung der Industrie stellt eine zentrale Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Während große Industrieunternehmen zunehmend im Fokus politischer Maßnahmen und infrastruktureller Planungen stehen, fehlt es kleinen und mittleren Industrieunternehmen (KMU) an konkreten Perspektiven zur Reduktion ihrer Abhängigkeit von fossilem Erdgas. Das Projekt *Gas Switch* ging daher der Frage nach, welche technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Möglichkeiten bestehen, um fossiles Erdgas in KMU durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen, insbesondere durch grüne Gase, Wasserstoff, Biomasse und Elektrifizierungsmaßnahmen.

Ausgangssituation: Der Anteil der Industrie am österreichischen Erdgasverbrauch liegt bei rund 60 %. Kleine und mittlere Industrieunternehmen verfügen jedoch oft nicht über die infrastrukturellen Voraussetzungen oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, um kurzfristig auf alternative Energieträger umzustellen. Während politische Maßnahmen zum einen die Erzeugerseite, u.a. durch das geplante Erneuerbare-Gase-Gesetz und zum anderen vor allem Großabnehmer, bspw. hinsichtlich des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes vor allem Großabnehmer adressieren, bleibt für KMU die Frage offen, wie eine wirtschaftliche, klimafreundliche Energieversorgung realisiert werden kann.

Projekthinhalte und Zielsetzungen: Ziel des Projekts *Gas Switch* war es, praxisnahe Optionen zur Reduktion des fossilen Erdgasverbrauchs in wertschöpfungsrelevanten Prozessen kleiner und mittlerer Industrieunternehmen (KMU) zu erarbeiten. Im Mittelpunkt stand die Einbindung erneuerbarer Energieträger, insbesondere grüner Gase, in bestehende betriebliche Energiesysteme. Dazu wurden verschiedene exemplarische Anwendungsszenarien (Use Cases) erarbeitet und anhand eines im Projekt entwickelten techno-ökonomischen Modells bewertet. Anhand der Use Cases wurde untersucht:

- welche technischen Integrations- und Marktmodelle für eine Dekarbonisierung von KMUs geeignet sind,
- welche regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden müssen,
- welcher technische sowie finanzielle Aufwand mit den jeweiligen Optionen verbunden ist,
- und welche ökonomischen Auswirkungen sich daraus für die Unternehmen ergeben.

Die daraus gewonnenen Erkenntnisse bildeten die Grundlage für konkrete Handlungsempfehlungen, die sowohl Unternehmen bei der schrittweisen Umstellung ihrer Energieversorgung unterstützen als auch politischen Entscheidungsträger:innen Impulse für eine zukunftsfähige Gestaltung von Markt- und Fördermechanismen geben.

Methodische Vorgehensweise: Das Projekt folgte einem interdisziplinären Ansatz:

- Analyse bestehender Rahmenbedingungen (rechtlich, infrastrukturell, ökonomisch)
- Stakeholder-Interviews mit Unternehmen, Netzbetreiber:innen, Interessenvertretungen
- Definition von Use Cases
- Entwicklung eines techno-ökonomischen Bewertungsmodells
- Bewertung der Use Cases anhand definierter Key Performance Indicators (KPIs)
- Ableitung von Handlungsempfehlungen für Unternehmen und Entscheidungsträger:innen

Bewertet wurden unter anderem Energieeffizienz, Betriebskosten (Status Quo und 2040), Treibhausgasemissionen, Infrastruktur- und Regionalabhängigkeiten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen: Die im Projekt *Gas Switch* durchgeführte Analyse zeigt deutlich, dass die Wahl geeigneter Alternativen zum fossilen Erdgas stark von den spezifischen Rahmenbedingungen jedes Unternehmens abhängt, etwa vom Produktionsprozess, dem Temperaturniveau, der Standortinfrastruktur sowie den regional verfügbaren erneuerbaren Energieträgern. Biomethan erweist sich in vielen Fällen als vielversprechende Übergangslösung. Aufgrund seiner Kompatibilität mit bestehender Infrastruktur können damit fossile Gase, mitvergleichsweise geringem technischem Aufwand substituiert werden. Voraussetzung ist jedoch, dass ein ausreichendes regionales Erzeugungspotenzial vorhanden ist. In vielen Regionen besteht hier noch ein deutlicher Ausbau- und Förderbedarf. Wasserstoff weist langfristig großes Potenzial auf, ist derzeit jedoch aufgrund hoher Kosten und infrastruktureller Hürden nur begrenzt als Ersatz für Erdgas einsetzbar. Elektrifizierungsmaßnahmen – insbesondere durch Wärmepumpen oder elektrische Prozesswärme-erzeugung – können in bestimmten Anwendungsfällen ökologisch und ökonomisch sinnvoll sein, insbesondere wenn auf erneuerbaren Strom zurückgegriffen werden kann. Allerdings sind diese Lösungen investitionsintensiv und setzen oftmals tiefgreifende Änderungen an der Prozessführung voraus. Biomassebasierte Systeme wiederum bieten in mehreren Use Cases niedrige Betriebskosten, stoßen jedoch auf praktische Einschränkungen hinsichtlich z.B. Platzbedarf oder Genehmigungsauflagen. Zudem ist die langfristige Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse nicht gesichert. Insgesamt zeigt das Projekt, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit alternativer Technologien – insbesondere gegenüber dem Referenzenergieträger Erdgas maßgeblich von der Entwicklung politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen abhängt. So verändern steigende CO₂-Preise und gezielte Förderinstrumente die betriebswirtschaftlichen Vergleichswerte erheblich.

Ausblick: Aus den im Projekt abgeleiteten Handlungsempfehlungen ergibt sich ein klarer Handlungsbedarf auf mehreren Ebenen:

- Regulatorische Hemmnisse, etwa in Bezug auf die Einspeisung und Nutzung erneuerbarer Gase, rasch abgebaut und Rechtsklarheit geschaffen werden.
- Es braucht gezielte Förderprogramme für den Umbau energieintensiver Prozesse sowie für die Erschließung regional verfügbarer erneuerbarer Energieträger.
- Schließlich sind Informations- und Beratungsangebote notwendig, die KMU bei der Auswahl und Umsetzung geeigneter Technologien und Modelle unterstützen.

Das Projekt *Gas Switch* zeigt, dass eine praxistaugliche und klimafreundliche Umstellung der Energieversorgung in mittelständischen Unternehmen möglich ist, vorausgesetzt, sie wird durch kohärente politische Maßnahmen, ausreichende Förderungen und strategische Infrastrukturplanung unterstützt. Das entwickelte Bewertungsmodell bietet eine fundierte Grundlage für betriebliche Entscheidungen und sollte auf weitere Branchen ausgeweitet werden. Ergänzend wird empfohlen, sektorübergreifende Synergien zu nutzen und regionale Leuchtturmprojekte als Vorbilder für eine nachhaltige industrielle Transformation zu schaffen.

2 Abstract

Motivation and research question: Decarbonizing industry is a key challenge on the path to climate neutrality. While large industrial companies are increasingly the focus of political measures and infrastructure planning, small and medium-sized industrial enterprises (SMEs) lack concrete prospects for reducing their dependence on fossil natural gas. The *Gas Switch* project therefore investigated the technical, economic, and regulatory options for replacing fossil natural gas in SMEs with renewable energy sources, in particular green gases, hydrogen, biomass, and electrification.

Initial situation: Industry accounts for around 60% of natural gas consumption in Austria. However, small and medium-sized industrial companies often lack the infrastructure or economic conditions to switch to alternative energy sources at short notice. While political measures address producers on the one hand, for example through the planned Renewable Gases Act, and large consumers on the other, for example with regards to the development of a hydrogen network, the question of how an economical, climate-friendly energy supply can be achieved remains open for SMEs.

Project content and objectives: The aim of the *Gas Switch* project was to develop practical options for reducing fossil natural gas consumption in value-added processes in small and medium-sized industrial enterprises (SMEs). The focus was on integrating renewable energy sources, especially green gases, into existing operational energy systems. To this end, various exemplary application scenarios (use cases) were developed and evaluated using a techno-economic model developed in the project. The use cases were used to investigate:

- which technical integration and market models are suitable for decarbonizing SMEs,
- which regulatory framework conditions must be taken into account,
- what technical and financial costs are associated with the respective options,
- and what economic effects this will have on companies.

The findings formed the basis for concrete recommendations for action that both support companies in the gradual conversion of their energy supply and provide political decision-makers with impetus for the sustainable design of market and funding mechanisms.

Methodological approach: The project followed an interdisciplinary approach:

- Analysis of existing framework conditions (legal, infrastructural, economic)
- Stakeholder interviews with companies, network operators, interest groups
- Definition of use cases
- Development of a techno-economic evaluation model
- Evaluation of use cases based on defined key performance indicators (KPIs)
- Derivation of recommendations for action for companies and decision-makers

Among other things, energy efficiency, operating costs (status quo and 2040), greenhouse gas emissions, infrastructure, and regional dependencies were evaluated.

Results and conclusions: The analysis carried out in the *Gas Switch* project clearly shows that the choice of suitable alternatives to fossil natural gas depends heavily on the specific conditions of each

company, such as the production process, temperature level, site infrastructure, and regionally available renewable energy sources.

In many cases, biomethane proves to be a promising transitional solution. Due to its compatibility with existing infrastructure, it can be used to substitute fossil gases with comparatively little technical effort. However, this requires sufficient regional production potential. In many regions, there is still a significant need for expansion and promotion in this area. Hydrogen has great long-term potential but is currently only of limited use as a substitute for natural gas due to high costs and infrastructural hurdles. Electrification measures – particularly through heat pumps or electric process heat generation – can be ecologically and economically sensible in certain applications, especially when renewable electricity is available. However, these solutions require significant investment and often necessitate profound changes to process management. Biomass-based systems, on the other hand, offer low operating costs in several use cases, but encounter practical limitations in terms of space requirements or licensing requirements, for example. In addition, the long-term availability of sustainable biomass is not guaranteed.

Overall, the project shows that the economic advantages of alternative technologies, especially compared to the reference energy source natural gas, depend significantly on the development of political and regulatory framework conditions. Rising CO₂ prices and targeted support instruments, for example, significantly change the economic comparison values.

Outlook: The recommendations for action derived from the project indicate a clear need for action on several levels:

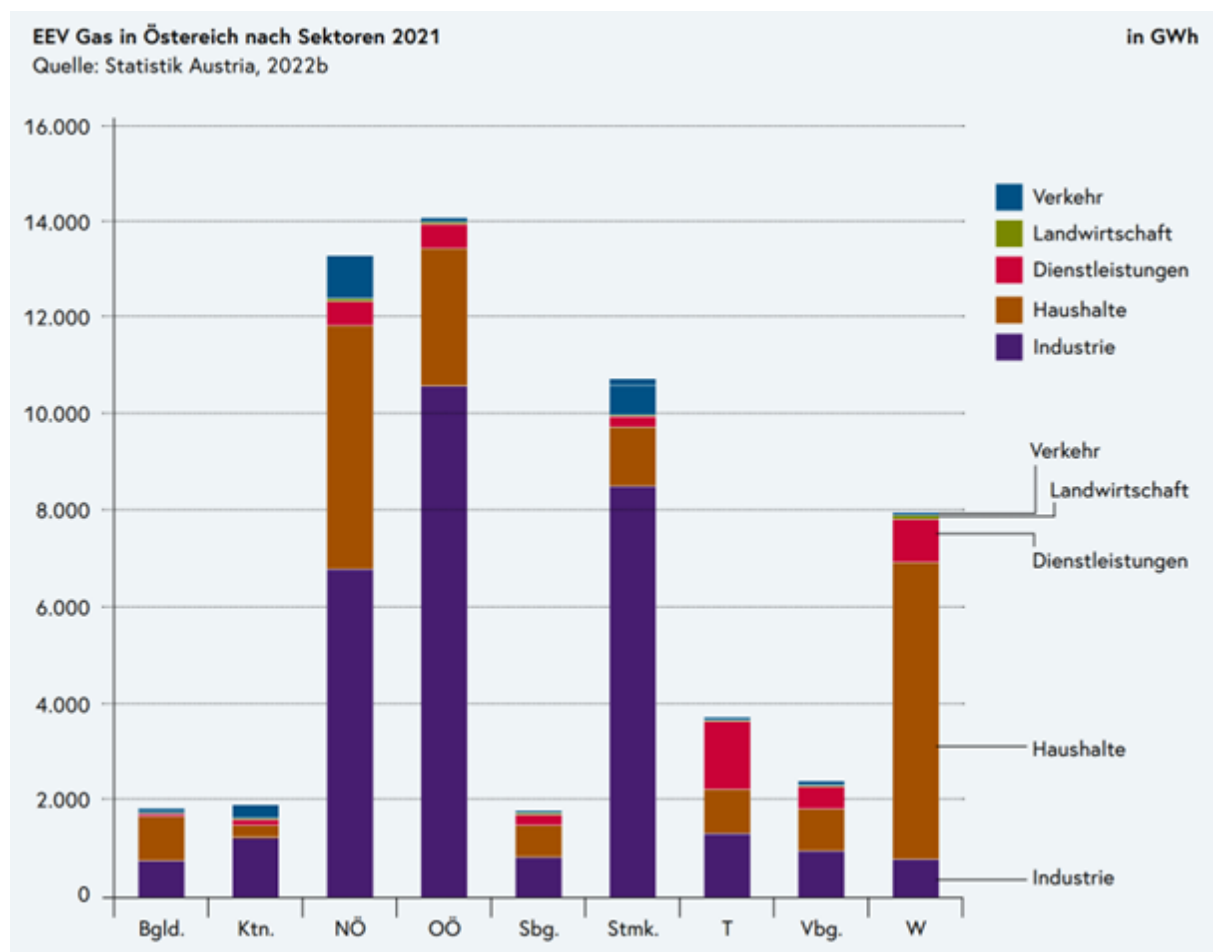
- Regulatory barriers, for example with regards to the feed-in and use of renewable gases, must be quickly removed and legal clarity created.
- Targeted support programs are needed for the conversion of energy-intensive processes and for the development of regionally available renewable energy sources.
- Finally, information and advisory services are needed to support SMEs in selecting and implementing suitable technologies and models.

Gas Switch project shows that a practical and climate-friendly transition of energy supply in medium-sized companies is possible, provided it is supported by coherent political measures, sufficient subsidies, and strategic infrastructure planning. The evaluation model developed provides a sound basis for operational decisions and should be extended to other industries. In addition, it is recommended to exploit cross-sector synergies and create regional flagship projects as models for sustainable industrial transformation.

3 Ausgangslage

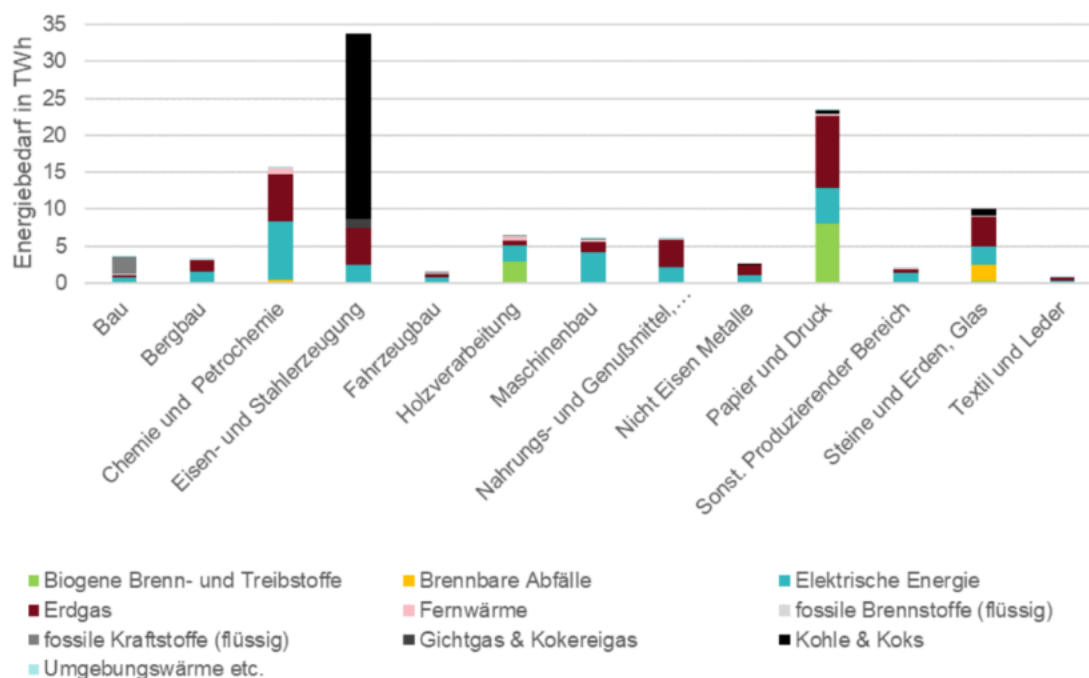
In Österreich entfielen in den Jahren 2021 - 2024 durchschnittlich 60 % des energetischen Endverbrauchs an Gas auf den produzierenden Bereich (Statistik Austria, 2025). Abbildung 1 zeigt den energetischen Endverbrauch an Gas im Jahr 2021 nach Sektoren und Bundesländern. Darin ist klar ersichtlich, dass die größten Verbräuche auf industrielle Großabnehmer (in den Bundesländern Oberösterreich, Steiermark und Niederösterreich) im produzierenden Bereich entfallen.

Abbildung 1: Energetischer Endverbrauch Gas 2021 nach Sektoren je Bundesland (BMK, 2024)



In Abbildung 2 findet sich der sektorspezifische Energieverbrauch nach Energieträgern für unterschiedliche Branchen. Hier gilt es zu betonen, dass der Fokus des Projektes *Gas Switch* vor allem auf der Suche nach Alternativen zum Einsatz von Erdgas liegt, weswegen an dieser Stelle Erdgas (braun) im besonderen Fokus steht. Industrien mit besonders hohem Erdgasverbrauch sind Chemie und Petrochemie, Eisen- und Stahlerzeugung, und Papier und Druck. Diese Industrien bestehen auf Grund der erforderlichen Infrastruktur aber größtenteils aus großen Konzernen, die nicht die Fokusgruppe des Projektes *Gas Switch* darstellen. Für das Projekt besonders relevant scheint die Nahrungsmittelindustrie, die sich aus einer Vielzahl von österreichischen mittelständischen Unternehmen zusammensetzt (Molkereien, Bäckereien, etc.), die Branche Steine, Erden und Glas mit einem besonderen Fokus auf Ziegeleien und Unternehmen der Branche Maschinenbau.

Abbildung 2: Energiebedarf der unterschiedlichen Branchen nach Energieträger (Austrian Institute of Technology, Montanuniversität Leoben, Energieinstitut der Johannes Kepler Universität, Austrian Energy Agency, 2019)



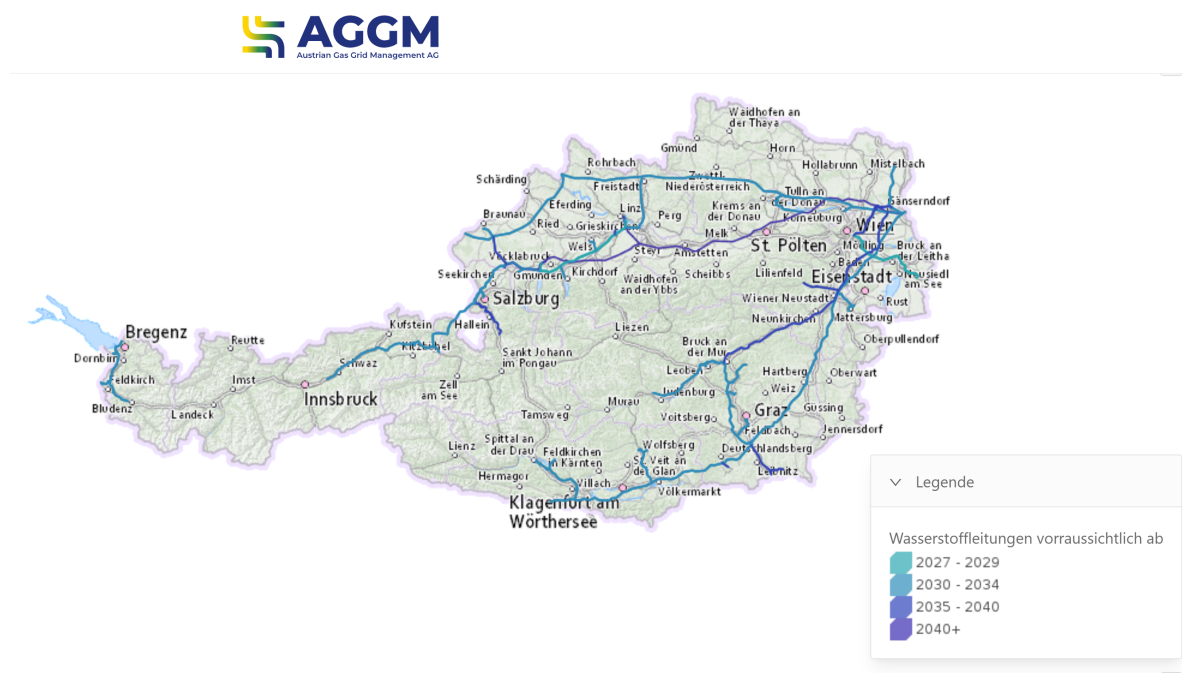
Steigende Gaspreise, das Ende 2022 drohende Schreckgespenst von Versorgungsengpässen sowie ein steigendes Bewusstsein für Nachhaltigkeit haben in vielen Unternehmen den Wunsch befeuert, ihre Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdgas zu reduzieren.

Politische Maßnahmen wie das geplante Erneuerbare-Gase-Gesetz (EGG) sollen diesen Wandel unterstützen. Der Gesetzesentwurf, der am 15. Februar 2023 in Begutachtung ging, war jedoch bis zum Projektende (Juni 2025) noch nicht beschlossen. Das EGG sieht unter anderem vor, dass bis 2030 jährlich mindestens 7,5 TWh an heimischem Biogas produziert werden und Energieversorger ihre Kund:innen zu mindestens 7,7 % mit grünem Gas versorgen.

Parallel dazu wird in den nächsten Jahren der Aufbau eines eigenen Wasserstoffnetzes in Österreich forciert. Im ersten Schritt (Zeitraum 2027 – 2029) sollen damit vor allem industrielle Großabnehmer in Niederösterreich und Wien versorgt werden. Langfristig, wie in Abbildung 3 ersichtlich, ist eine schrittweise Erweiterung (Ausbaupläne bis 2040) angedacht. Das Wasserstoffnetz orientiert sich dabei weitgehend an der bestehenden Erdgasinfrastruktur, da neben Leitungsneubauten auch die Umrüstungen bestehender Erdgaspipelines für den Transport von Wasserstoff erfolgen sollen.

Für kleine und mittelgroße Industrieunternehmen gibt es derzeit hingegen kaum konkrete Perspektiven. Ein Anschluss an das Wasserstoffnetz oder eine vollständige Versorgung mit nachhaltigem Biomethan ist, wenn überhaupt, erst langfristig denkbar und hängt stark von den betrieblichen Rahmenbedingungen ab. Die bestehenden Versorgungsinfrastrukturen (Netzebenen 2 und 3) sind derzeit nicht für eine Umrüstung auf Wasserstoff vorgesehen.

Abbildung 3: H2 Roadmap - Wasserstoffinfrastruktur nach 2040 (AGGM, 2024)



Damit stellt sich insbesondere für jene Industrieunternehmen, die nicht im Zentrum der politischen und infrastrukturellen Planungen stehen, also kleine und mittelgroße Unternehmen im Sinne ihrer Energieabnahme, die Frage, wie sie ihre Energieversorgung in Zukunft effizient, wirtschaftlich und klimafreundlich umgestalten können. Diese Herausforderung bildete die zentrale Motivation für das vorliegende Forschungs- und Entwicklungsprojekt.

Das Projekt *Gas Switch* verfolgte das übergeordnete Ziel, Optionen aufzuzeigen, wie kleine und mittelgroße Industrieunternehmen mittelfristig ihre Abhängigkeit von fossilem Erdgas in ihren wertschöpfungsrelevanten Prozessen deutlich reduzieren können. Im Fokus stand dabei insbesondere die Integration alternativer Energieträger, mit einem Schwerpunkt auf grünen Gasen, in bestehende betriebliche Energiesysteme.

Zu diesem Zweck wurden verschiedene Use Cases definiert, anhand derer exemplarisch untersucht wurde:

- welche Integrations- und Marktmodelle sich für die Dekarbonisierung kleiner und mittelgroßer Industrieunternehmen eignen,
- welche rechtlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind,
- welcher technische und finanzielle Aufwand mit deren Umsetzung verbunden ist,
- und welche wirtschaftlichen Auswirkungen auf die jeweiligen Unternehmensgruppen zu erwarten sind.

Auf Basis dieser Analysen wurden konkrete Handlungsempfehlungen sowohl für kleine und mittelgroße Unternehmen als auch für nationale Entscheidungsträger:innen abgeleitet, um eine praxistaugliche und zukunftsfähige Transformation der Energieversorgung zu unterstützen.

4 Projekthalt

Die Projekthalte gliederten sich in mehrere aufeinander aufbauenden Arbeitsschritte (siehe Abbildung 4), die sowohl qualitative als auch quantitative Methoden kombinierten.

Abbildung 4: Vorgangsweise im Rahmen von Gas Switch



Grundlage bildeten umfassende Literaturrecherchen, gesetzliche Analysen, Expert:inneninterviews sowie die Entwicklung und Bewertung konkreter Use Cases anhand eines techno-ökonomischen Modells. In der Folge wird die methodische Vorgangsweise samt verwendeter Datenquellen und Erhebungsverfahren näher erläutert.

4.1. Grundlagenaufbereitung und Analyse bestehender Rahmenbedingungen

Zu Beginn des Projektes wurde eine umfassende Analyse der Ausgangssituation in Österreich durchgeführt. Dabei wurden nationale Strategien sowie bestehende und geplante Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Gasversorgung untersucht. Aufgrund der hohen Relevanz erneuerbarer Gase für die zukünftige Energieversorgung wurden in den letzten Jahren in Österreich zahlreiche Studien und Strategien zu diesem Thema erstellt, welche als Grundlage für die weiteren Überlegungen im Projekt herangezogen wurden (siehe nachfolgende Auflistung in Tabelle 1).

Im Fokus standen aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen und regulatorische Vorgaben zur Nutzung erneuerbarer Gase wie Biomethan und Wasserstoff. Die Analyse basierte auf öffentlich zugänglichen Studien, Strategiepapieren sowie relevanten Rechtsquellen und ermöglichte eine fundierte Einordnung des Status quo.

Tabelle 1: Projektrelevante Studien und Strategien

Titel der Publikation	Jahr	Autor / Herausgeber
Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan - (ÖNIP)	2024	BMK
Entwurf zum nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich - Periode 2021-2030 (NEKP)	2023	BMK
Rolle der Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Österreich	2023	Frontier Economics, TU Wien
Das volkswirtschaftlich optimierte Energiesystem für ein klimaneutrales Österreich (ONE100)	2023	AGGM
Energie- und Treibhausgasszenarien 2023	2023	UBA
Pathway to Industrial Decarbonisation – Scenarios for	2022	AIT & MUL
Erneuerbare Gase in Österreich 2040	2021	AEA, EVT, EIJKU
Wasserstoffstrategie für Österreich	2021	BMK

4.2. Qualitative Erhebung durch Interviews mit relevanten Akteur:innen

Um unterschiedliche Perspektiven in das Projekt einfließen zu lassen, wurden wesentliche Stakeholder:innen wie Vertreter:innen von Behörden, Interessenvertretungen und betroffene Unternehmen identifiziert und im Rahmen leitfadengestützter Interviews befragt. Diese qualitativen Erhebungen dienten der Einbindung praxisrelevanten Wissens und ergänzten die rein datenbasierte Analyse um kontextbezogene Einschätzungen zur Umsetzbarkeit und Akzeptanz neuer Versorgungsmodelle.

4.3. Konzepterstellung und Definition von Use Cases

In Hinblick auf die Erarbeitung von Konzepten für Integrations- und Marktmodelle für die Versorgung von kleinen und mittleren Industriebetrieben, wurde unterschiedliche Use Cases definiert:

- Versorgung über bestehende / zukünftige Energienetze
 - Biomethan
 - Grüner Wasserstoff
 - Elektrifizierung durch Nutzung unterschiedlicher Technologien
- Vor Ort Erzeugung der notwendigen Prozessenergie
 - Biomasse-Verbrennung

- Holzgas
- Anlieferung von Wasserstoff durch Trailer

Es wurden Daten von unterschiedlichen Unternehmen aus den Branchen ("Steine, Erden und Glas", "Maschinenbau" und "Nahrung- und Genussmittel, Tabak") durch Interviews und Befragungen erhoben. Die definierten Use Case lassen sich grundsätzlich auf alle im Projekt betrachteten Branchen anwenden, wobei die Auswahl der notwendigen Technologie von den in den Unternehmen vorhandenen Prozessen abhängt. Die Use Case Technologien erfordern je nach Unternehmenstyp bzw. Unternehmensgruppe Anpassungen in den Produktionsprozessen und weisen unterschiedliche Reifegrade auf, wie sie auch in der einschlägigen Fachliteratur beschrieben sind.

Im Rahmen des Projekts werden unter den Use Cases jene konkreten Anwendungsfälle verstanden, in denen Technologien zum Einsatz kommen, die fossiles Gas in bestehenden Unternehmensprozessen durch erneuerbare Energieträger ersetzen. Ziel ist es, den Verbrauch von fossilem Erdgas zu senken bzw. dieses vollständig zu substituieren. Die Bewertung der entwickelten Konzepte und Use Cases erfolgte anschließend auf Basis des im Projekt erarbeiteten Modells.

4.4. Erarbeitung Bewertungsmodell und Evaluierung Use Cases anhand von Indikatoren

Zur objektiven Bewertung der Use Cases wurde ein techno-ökonomisches Bewertungsmodell entwickelt. Für die Erstellung des Bewertungsmodells auf Unternehmensebene wurde insbesondere eine Studie im Auftrag des Deutschen Umweltbundesamtes (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, I. f., & RWTH Aachen University (IOB)F, 2023) als Vorbild herangezogen, die die technischen Möglichkeiten für eine CO₂ neutrale Prozesswärmeerzeugung in energieintensiven Industrieprozessen analysiert. Für das im Rahmen von Gas Switch sondierte Modell wurden aus der beschriebenen Studie des deutschen Umweltbundesamtes, sofern anwendbar, Daten und Kennzahlen alternativer Prozesstechnologien herangezogen. Zudem wurde für die Erstellung des Modells auf Studien und Daten, die den österreichischen Markt bzw. das österreichische Marktmodell und die österreichischen Rahmenbedingungen betreffen, zurückgegriffen (z.B. (Schützenhofer, 2024) (Krutzler, et al., 2023)).

Die Bewertung der Integrations- und Marktmodelle erfolgt sowohl auf Unternehmens- also auch auf Systemebene. Methodisch wurden aus einer Datenbank den, aus unterschiedlichen Branchen stammenden Unternehmen neben dem aktuellen Energieträger (Erdgas) verschiedene individuelle Alternativtechnologien (Use Cases) zugeordnet, verschiedene Kenngrößen (Betriebs- und Wartungskosten, Energiekosten, CO₂-Emissionen, etc.) in einem techno-ökonomischen Modell vergleichend analysiert. Die Bewertung der untersuchten Use Cases und Konzepte erfolgt auf Basis mehrerer Key Performance Indicators (KPIs), die in Anlehnung an die Studie (Viebahn, et al., 2024) definiert wurden und nachfolgend erläutert werden.

- **KPI 1: Energieeffizienz (spezifische Energiemenge in MWh/t)**
Energiebedarf eines Use Cases für die Herstellung der Produkte. Dieser Faktor bezieht sich auf die von der Anlage bzw. vom Produktionsstandort benötigte Endenergie. Der Energiebedarf bestimmt wesentlich die Treibhausgas (THG) -Emissionen der Industriebetriebe. Entsprechend sind die eingesetzten Energieträger und die Effizienz der

Technologien von industriellen Prozessen entscheidend, um den Verbrauch von Erdgas und damit die TGH-Emissionen zu senken. Als Indikator zur Bestimmung der Energieeffizienz wird der spezifische Energiebedarf herangezogen, der den Energiebedarf eines Prozesses zur Herstellung der Produkte bzw. Verarbeitung der Rohstoffe beschreibt.

Sofern der Output nicht eindeutig einem Prozess zugeordnet werden kann, wird der Input, d.h. die verarbeitete Menge an Rohstoff herangezogen. Dies trifft in den durchgeführten Betrachtungen für die Molkerei zu.

- **KPI 2: Kostenfaktor (Status Quo)**

Es werden die Produktionskosten pro Einheit Output bzw. im Fall der Molkerei Rohstoff-Input für die Referenztechnologie und die definierten Use Cases betrachtet. Die Produktionskosten setzen sich aus den Kosten für den Energieträger, den THG bzw. CO₂-Kosten, den Netzkosten sowie den Betriebskosten zusammen. Die Investitionskosten bleiben bei der Beurteilung unberücksichtigt, da diese nicht für alle Technologien bestimmt werden konnten. Durch die einheitliche Bezugsgröße z.B. Millionen Liter Rohmilch oder Tonne Ziegel kann die Kosteneffizienz verschiedener Use Cases verglichen werden

- **KPI 3: Kostenfaktor (2040)**

Entsprechend der zuvor beschriebenen Methodik erfolgt die Berechnung der Kosten pro Einheit Output bzw. Input für das Jahr 2040. Dabei wird von einer unveränderten Rohstoff-/Produktionsmenge ausgegangen. Das Modell berücksichtigt die prognostizierten Marktmodellszenarien WEM, WAM und Transition sowie Energieträgerkosten-Entwicklungen. Ausgehend von den Kostenfaktoren der Technologien im betrachteten Use Case kann die grundsätzliche wirtschaftliche Attraktivitäten von Technologien bzw. eingesetzten Energieträgern abgeschätzt werden. Der Faktor ist also insbesondere hinsichtlich der Bewertung im Sinne des Integrationsmodells relevant.

- **KPI 4: Treibhausgas (CO₂) -Emissionen**

Dieser KPI stellt das zentrale Kriterium für die Bewertung der im Rahmen dieses Projekts analysierten Use Cases dar. Es geht dabei insbesondere darum, Technologien zu identifizieren, die im Vergleich zu den aktuell eingesetzten Technologien (Referenztechnologien) geringere Treibhausgasemissionen verursachen und gleichzeitig einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie leisten können. Als Indikator schätzt das Modell für die untersuchten Use Cases die jährlichen Treibhausgasemissionen ab.

Die weiteren KPIs werden nicht ausschließlich auf Basis der Ergebnisse aus dem Modell bewertet, sondern es erfolgt eine übergeordnete Beurteilung über alle Branchen hinweg.

- **KPI 5: Regionale Abhängigkeit hinsichtlich regionalem Biomethan-Erzeugungspotential**

Die Beurteilung dieses Indikators erfolgt basierend auf der Einspeisekarte für Erneuerbare Gase - inGRID hinsichtlich regionaler Biomethanerzeugungspotentials durch feuchte Reststoffe in der jeweiligen Heimatgemeinde des betrachteten Unternehmens. Der KPI errechnet sich aus den AGGM Ingrid-Daten bzgl. Biomethan Erzeugungspotential aus feuchten Reststoffen in der Heimatgemeinde des betrachteten Unternehmens sowie dem mit dem Bewertungsmodell errechneten jährlichen Biomethanverbrauch. Je geringer dieser KPI-Wert, desto höher ist das regionale Biomethan Erzeugungspotential in Bezug auf den Verbrauch des jeweils betrachteten Unternehmens. Ein KPI-Wert über 1 würde bedeuten, dass basierend auf den herangezogenen Daten und Berechnungswerten in der

Heimatgemeinde das Erzeugungspotential von Biomethan geringer wäre, als für den Betrieb des Unternehmens notwendig wäre. Der Bedarf kann also regional für dieses Unternehmen nicht gedeckt werden. Zu beachten ist bei diesem KPI-Wert, dass in den meisten Gemeinden weitere Unternehmen mit einem potenziellen Biomethanverbrauch angesiedelt sein können. Deren Verbrauch wird in dieser Überlegung nicht berücksichtigt.

- **KPI 6: Infrastrukturabhängigkeit**

Die Beurteilung dieses Indikators erfolgt qualitativ, wobei die Abhängigkeit entsprechend der aktuell und zukünftig verfügbarer (Netz-)Infrastruktur berücksichtigt wird. Der KPI zeigt auf, welche Infrastruktur in Bezug auf Strom- und Gasnetze für die jeweiligen Use Cases (zukünftig) vorhanden sein muss. Die Abschätzung der Verfügbarkeit und des möglichen Aufwands erfolgt einerseits anhand von Einspeisekarte für Erneuerbare Gase - inGRID der AGGM sowie andererseits dem Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplan (ÖNIP). Der Indikator beschreibt, was hinsichtlich dem Infrastrukturausbau getan werden muss, um eine neue Technologie am Standort zu implementieren. Daraus lassen sich hemmende und fördernde Faktoren hinsichtlich der Integrationsmodelle der Use Case Technologien ableiten. Zudem fließt auch der Einfluss von Netzgebühren und Abgaben in die Bewertung mit ein

Durch diese strukturierte Herangehensweise konnte eine nachvollziehbare und datenbasierte Bewertung der einzelnen Dekarbonisierungsoptionen erfolgen. Die Ergebnisse dienen als Entscheidungsgrundlage für die Ableitung konkreter Handlungsempfehlungen im weiteren Projektverlauf.

4.5. Ableitung von Handlungsempfehlungen

Aufbauend auf der Use-Case-Bewertung sowie den Erkenntnissen aus den Interviews wurden konkrete Handlungsempfehlungen formuliert. Diese richten sich sowohl an Unternehmen, die ihre Prozesse schrittweise dekarbonisieren möchten, als auch an politische Entscheidungsträger:innen.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

5.1. Bestehende übergeordnete Rahmenbedingungen

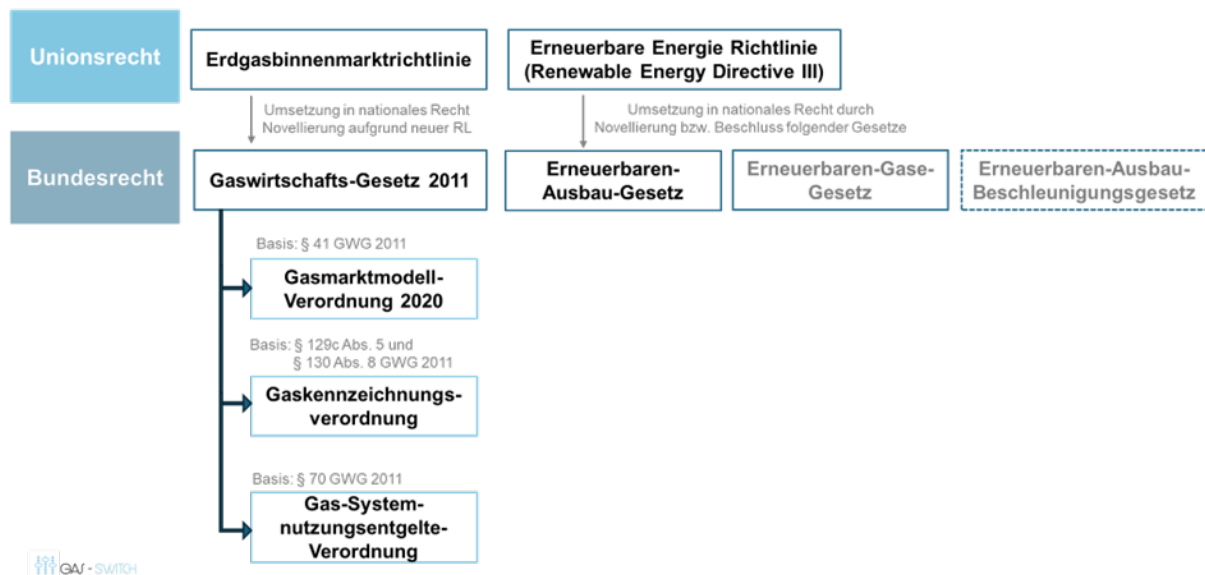
Die übergeordneten Rahmenbedingungen können in rechtliche Rahmenbedingungen, Strategien sowie Gasmarktmodelle gegliedert werden. Die Ergebnisse hierzu sind in den folgenden Kapiteln beschrieben.

5.1.1. Rechtliche Rahmenbedingungen

Grundsätzlich erfordert die Dekarbonisierung der Industrie einen klaren gesetzlichen Rahmen, der allen Stakeholdern Rechtssicherheit bietet und geeignete Anreize schafft, um langfristige Perspektiven zu ermöglichen. Dies begünstigt Investitionsentscheidungen in alternative Technologien und die Dekarbonisierung der Energieversorgung. Die nachfolgende Abbildung 5 soll einen Überblick zum relevanten Rechtsrahmen mit Fokus auf den Bereich Gasversorgung geben.

Abbildung 5: Überblick rechtliche Rahmenbedingungen (Stand Jänner 2025)

Gesetzlicher Rahmen mit Relevanz für GasSwitch



Der gesetzliche Rahmen mit Relevanz für das Projekt *Gas Switch* erstreckt sich über Bundes- sowie Unionsebene. Auf internationaler Ebene steht die Erdgasbinnenrichtlinie sowie die Erneuerbare Energie Richtlinie (RED III). Auf nationaler Ebene die Gasmarktmodell-Verordnung (GMM-VO), Gaskennzeichnungsverordnung (G-KenV) sowie Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO) die dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG) unterliegen, das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), das Erneuerbaren-Gase-Gesetz (EGG) sowie das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG). Die letzten zwei genannten Gesetze liegen in Entwurfsform vor, sind jedoch zum Zeitpunkt der Berichtslegung nicht beschlossen.

Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) regelt die Rahmenbedingungen des Gasmarkts. Mit der Novelle 2023 wurden wichtige Neuerungen eingeführt, insbesondere im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Gase und Wasserstoff. Erstmals wurden die Begriffe „erneuerbares Gas“ und „erneuerbarer Wasserstoff“ gesetzlich definiert. Zudem wurde ein verpflichtendes Herkunfts- und Nachweissystem für erneuerbare Gase einschließlich Wasserstoff etabliert, um Transparenz und Rückverfolgbarkeit zu gewährleisten. Hinsichtlich der Einbindung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz bleibt das Gesetz vage. Es wird lediglich festgehalten, dass das zuständige Ministerium Grenzwerte für die Beimischung festlegen kann. Konkrete Vorgaben dazu, wer für die Einhaltung dieser Grenzwerte verantwortlich ist und wie die Einhaltung entlang des gesamten Gasnetzes technisch sichergestellt werden kann, wurden vom Projektkonsortium nicht gefunden.

Konkret geregelt ist hingegen:

- die Kostenübernahme für den Netzanschluss bestehender Biogasanlagen (§ 75 GWG 2011),
- sowie die technischen Anforderungen an Netzzugang, Einspeise- und Transportbedingungen gemäß § 28 GWG 2011. Diese Anforderungen sind in den ÖVGW-Richtlinien G 31 und G B220 detailliert beschrieben.

Um die Produktion und Einspeisung erneuerbarer Gase zu fördern, wurden ergänzend folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Einrichtung einer Servicestelle für erneuerbare Gase, die Produzent:innen unterstützt,
- Übernahme der Anschlusskosten durch Netzbetreiber:innen (§ 75 GWG),
- Befreiung von Netzentgelten bei Entnahme zur H₂-Vermischung und Wiedereinspeisung (§ 73 Abs. 8 GWG),
- Entfall bestimmter Stromabgaben und Umlagen für Elektrolyseanlagen,
- Einführung eines Herkunftsnachweissystems für erneuerbare Gase,
- Steuerliche Begünstigung von Wasserstoff im Rahmen der Erdgasabgabe.

Trotz dieser Fortschritte zeigt sich, dass weitere gesetzliche Grundlagen erforderlich sind, um den Wandel des Gasmarktes verstärkt zu unterstützen.

5.1.2. Österreichisches Gasmarktmodell

Auf Basis des zuvor dargestellten rechtlichen Rahmens ist die Einspeisung von erneuerbaren Gasen in das österreichische Gasnetz grundsätzlich möglich und im GWG geregelt. Die Qualitätsanforderungen beziehen sich einerseits auf den Einspeisepunkt in das Gasnetz, andererseits muss dabei das einzuspeisende erneuerbare Gas bei Einspeisung in das Gasnetz weitgehend die Qualität von Erdgas erreichen, d.h. es müssen bestimmte technische Kriterien, die in den ÖVGW-Richtlinien festgelegt sind, erfüllt werden.

Der Rahmen wird vom Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) vorgegeben. Dieses regelt auch die „Allgemeinen Verteilernetzbedingungen“ (AB VN), die von jedem Verteilnetzbetreiber erstellt und von der Regulierungsbehörde (E-Control) genehmigt werden müssen. Die Allgemeinen Bedingungen und das GWG verweisen auf die Marktregeln (GMM-VO) und weiters auf die Einhaltung der

„Sonstigen Marktregeln“, die von der E-Control im Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt werden. Die Marktregeln wiederum verweisen auf die einschlägigen ÖVGW-Richtlinien, insbesondere auf die ÖVGW-Richtlinie G B210.

Kosten für den Netzzutritt werden unter gewissen Voraussetzungen (§75 GWG) für neue und bestehende Anlagen vom Netzbetreiber übernommen. Für Anlagen, die vom Netzzutrittsentgelt befreit sind, werden Kosten der Prüfung der Gasqualität vom Netzbetreiber getragen.

Für Verträge zwischen Versorgern und Erzeugern zur Abnahme erneuerbarer Gase stellt die SEG einen Mustervertrag zur Verfügung. Eine Alternative zur Einspeisung in das öffentliche Gasnetz stellt die Errichtung von Direktleitungen und lokalen Biogasnetzen dar. Diese können ergänzend zu bereits vor Ort vorhandenen Erdgasnetzen errichtet werden.

5.2. Beschreibung Bewertungsmodell

Das im Projekt *Gas Switch* erarbeitete Bewertungsmodell ist in der Lage, mehrere Integrationskonzepte von alternativen und auf erneuerbaren Energieträgern basierenden Technologien parallel zu bewerten. Die Bewertung dieser Use Cases erfolgt dabei im Vergleich zur derzeit in einem Unternehmen eingesetzten Technologie. Dabei werden insbesondere für das jeweilige Unternehmen relevante ökonomische Kennzahlen, wie z.B. Betriebs und Wartungskosten, inkl. deren möglichen zeitlichen Entwicklung, aber auch ökologische Kennzahlen (z.B. CO₂-Treibhausgasemissionen) vom Modell berechnet und können miteinander verglichen werden.

Das Modell ermöglicht in einem ersten Schritt vergleichende Analysen für die einzelnen Unternehmen und in einem zweiten Schritt, auf Basis hinterlegter Szenarien, auch Aussagen in Hinblick auf zukünftige Marktmodelle. So können Analysen hinsichtlich zum Beispiel notwendiger Förderungsmaßnahmen, Energiepreisentwicklung oder CO₂-Zertifikatspreisentwicklung mit Hilfe des Modells durchgeführt werden. Darauf aufbauend können grundsätzliche Handlungsempfehlungen hinsichtlich Marktintegration bzw. des Marktmodells abgeleitet werden.

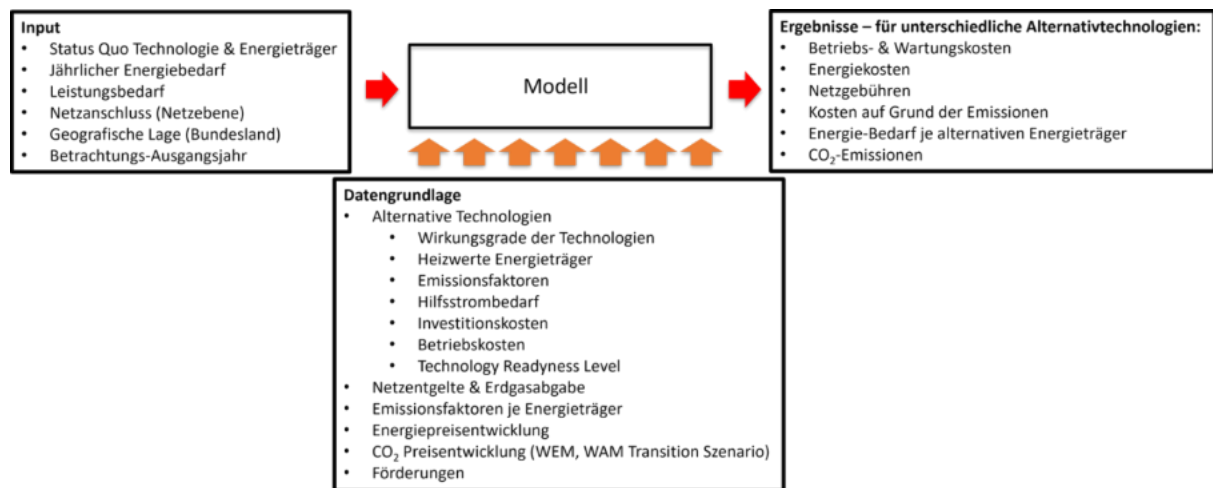
5.2.1. Aufbau und Funktion

Das Bewertungsmodells wurde mit Hilfe der Softwareumgebung Excel umgesetzt. Zu den wesentlichen Input-Daten für die Analyse gehören die Referenztechnologie (Status Quo Technologie und Energieträger), der jährliche Gesamtenergiebedarf in MWh, der maximale Leistungsbedarf für Gas (in kWh/h) und Strom (in kW), die Netzebene des Netzanschlusses, die geografische Zuordnung des Betriebsstandortes mittels der Angabe des Bundeslandes sowie das Betrachtungs-Ausgangsjahr (siehe Abb.). Hinsichtlich zukünftiger Kosten-Entwicklungen sind dem Modell unterschiedliche Prognoseszenarien hinterlegt und können vom User ausgewählt werden.

Unter den Prognoseszenarien werden Transformationspfade verstanden, die aufbauend auf der Governance-Verordnung (VO (EU) 2018/1999) vom Umweltbundesamt erstellt werden. Hierbei handelt es sich um die drei Szenarien „With Existing Measures“ (WEM), „With Additional Measures (WAM) und „Transition“. Das WEM-Szenario berücksichtigt bereits bis zum 01. Jänner 2022 umgesetzte oder rechtlich verankerte Maßnahmen (Krutzler, et al., 2023). Das WAM-Szenario berücksichtigt nicht nur schon bereits umgesetzte und rechtlich verankerte Maßnahmen, sondern auch geplante Maßnahmen aus zum Beispiel dem Regierungsprogramm, Gesetzesvorhaben und

Umsetzungen europäischer Richtlinien. Des Weiteren wurden dem Szenario die Prognose des Bevölkerungswachstums der Statistik Austria hinterlegt. Die Preisannahmen und globalen Entwicklungen sind an die Empfehlungen der Europäischen Kommission angelehnt. (Krutzler, et al., 2023) Mit dem Transition-Szenario des Umweltbundesamtes sollten die Pfade aufgezeigt werden, die zur Klimaneutralität 2040 führen würden. Dabei wird unter Klimaneutralität die national bilanzielle Netto-Null-Emissionen verstanden. Das Umweltbundesamt verweist darauf, dass dieses Szenario weder normativ noch präskriptiv ist. Die für dieses Projekt relevante Prognose bezieht sich bei diesen Szenarien auf die CO₂-Preis-Entwicklung für EU-ETS sowie „Effort-Sharing“.

Abbildung 6: Aufbau und Inputparameter des Bewertungsmodells



Grundsätzlich wurde für jede Branche bzw. Unternehmensgruppe eine eigene Bewertungs-Excelmappe erstellt. Dabei sind in dieser für die jeweilige Unternehmensgruppe bzw. Branche spezifische Alternativ-Technologien hinterlegt. Basierend auf den eingegebenen Daten und den hinsichtlich des betrachteten Unternehmens spezifischen Alternativ-Technologien (Use Case Technologien) werden mit Hilfe der umfangreichen hinterlegten Datengrundlage Betriebs- und Wartungskosten, Energiekosten, Treibhausgas-Emissionskosten, Netzentgelte, der energieträgerabhängige Energiebedarf und die CO₂-Emissionen abgeschätzt. Ausgehend vom Betrachtungsjahr und den hinterlegten Daten bzgl. Energiepreisentwicklungen, der vom User angenommenen Inflationsentwicklung und dem gewählten Szenario hinsichtlich Treibhausgas-Preisentwicklung werden des Weiteren die zukünftigen Energiekosten, Netzkosten und Betriebskosten der jeweiligen Alternative abgeschätzt.

5.2.2. Datengrundlage

Im Folgenden wird die Datengrundlage für das Berechnungsmodell zum Teil tabellarisch dargestellt. Darin werden zum einen, die Alternativtechnologien mit der Referenztechnologie (Erdgas) gegenübergestellt und beispielsweise deren TRL, die Notwendigkeit zur Änderung des Prozesses, die Investitionskosten, der nötige Energieträger, etc. genannt.

Die finanziellen und technologischen Daten der betrachteten Use Case Technologien und Konzepte in den jeweiligen Branchen, basieren primär auf der Technologiedatenbank für Industrieprozesswärme der dänischen Energieagentur (Danish Energy Agency, 2025), wobei sich die Daten auf das Referenzjahr 2020 beziehen. Für die jeweiligen Referenztechnologien der betrachteten

Unternehmen und dafür zur Verfügung stehenden Alternativen wurden als Basis die im Datensatz enthaltenen Kennzahlen der entsprechenden Technologien verwendet. Ergänzend dazu wurden vereinzelt betriebsspezifische Kennzahlen, unter Verwendung von Werten aus der betrachteten Studie des (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, I. f., & RWTH Aachen University (IOB)F, 2023), abgeleitet und weitere branchenspezifische Quellen herangezogen. In den nachfolgenden Tabellen werden die für die weiteren Berechnungen verwendeten Parameter für alle betrachteten Unternehmen dargestellt. Diese Daten dienen beispielsweise zur Berechnung der jährlichen Kosten der jeweiligen Technologien.

Steine, Erden und Glas

Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt die im Modell angenommenen Parameter zur Bewertung der unterschiedlichen Use Case Konzepten für den Anwendungsfall Ziegelwerk.

Tabelle 2: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Ziegelwerk (Betrieb Tunnelofen)

		Referenz	Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3
		Referenz	Erhalt der Bestandsstruktur und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung	Ersatz der Bestandsstruktur bzw. Neuanlage und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung	Elektrifizierung
Ziegelwerk (Tunnelofen)	Name	Erdgasbeheizung	Biomethan Beheizung	Wasserstoffbeheizung	Elektrischer Brennofen
	Produkt	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
	TRL	9	9	5	4
	Anpassung der Anlage/Prozesse erforderlich	NEIN	NEIN	JA	JA
	Investitionskosten	€	-	1.500.000	10.000.000
	Umrüstung / Neubau Tunnelofen				
	Betriebskosten Ofen (konventionell)	€/a	200.000	200.000	-
	Zusätzliche Betriebskosten	€/a	-	100.000	-
	Energiemehrbedarf (Wirkungsgrad + Energieinhalt / Heizwert)	%	-	13%	10%
	Energieträger	Erdgas	Biomethan	Wasserstoff	Strom

Investitionskosten und Betriebskosten wurden für das Beispiel Tunnelofen als Pauschalwerte auf Basis der Studie “Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland” (Geres, et al., 2021) angenommen.

Maschinenbau – Alternativen Prozesswärme

Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt die im Modell angenommenen Parameter zur Bewertung der unterschiedlichen Use Cases für den Anwendungsfall Maschinenbau. Zusätzlich wurden für die Berechnung der CAPEX Werte und den spez. Betriebs- und Wartungskosten, ergänzend Werte aus der Studie (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, I. f., & RWTH Aachen University (IOB)F, 2023) herangezogen.

Tabelle 3: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Maschinenbau (Erwärmung Blechzuschnitt)

			Referenz	Alternative 1	Alternative 2
			Referenz	Erhalt der Bestandsstruktur und Energieträgerwechsel für Prozesswärme-bereitstellung	Ersatz der Bestandsstruktur bzw. Neuanlage und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung
Maschinenbau (Erwärmung Blechzuschnitte)	Name		Gaskessel	Biomethanbeheizung	Wasserstoffbrenner
	Produkt		Wärme	Wärme	Wärme
	TRL		9	9	5
	Anpassung der Anlage/Prozesse erforderlich		NEIN	NEIN	JA
	Investition	€/kW_th	10	10	200
	spezifische Betriebs- und Wartungskosten (fix)	% der Investition			3%
	Spez. Betriebs- und Wartungskosten	€/MWh	0,28	0,28	14,2
	Energieträger		Erdgas	Biomethan	Wassersstoff

Molkerei (Branche: Nahrung- und Genussmittel, Tabak)

Die nachfolgende Tabelle 4 zeigt die im Modell angenommenen Parameter zur Bewertung der unterschiedlichen Use Cases für den Anwendungsfall Molkerei.

Tabelle 4: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Molkerei (Prozessdampferzeugung)

		Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3	Alternative 4	Alternative 5
		Erhalt der Bestandsstruktur und Energieträger-wechsel für Prozesswärme-bereitstellung	Ersatz der Bestandsstruktur bzw. Neuanlage und Energieträger-wechsel für Prozesswärme-bereitstellung	Erhalt Bestands-struktur bzw. Neuanlage für feste Brennstoffe (Biomasse)	Elektrifizierung	Elektrifizierung
Molkerei (Dampferzeugung)	Name	Gaskessel	Wasserstoffkessel	Biomassekessel	Elektrokessel	Zentrales Wärme-pumpensystem
	Produkt	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf
	TRL	9	9	9	9	5 - 6
	Anpassung der Anlage erforderlich	NEIN	JA	JA	JA	JA
	direkte Anschaffungskosten €/kW_th	33	78 ²	360	160	793
	Spez. Betriebs- und Wartungskosten €/MWh	1,1	1,1	2,78	0,9	3,3
	Stromkosten €/MWh	0,1	0,1	1,7	0,4	1,5
	Wartungskosten €/MWh	1	1	1,1	0,52	1,8
	Energieträger	Biomethan	Wasserstoff	Biomasse	Strom	Strom
	Wirkungsgrad %	93	95	90	99	198
	Spez. Energiebedarf in Relation zum Erdgasbedarf %	-	99	104	95	47

Thermische Sojabohnenbehandlung (Branche: Nahrung- und Genussmittel, Tabak)

Die nachfolgende Tabelle 5 zeigt die im Modell angenommenen Parameter zur Bewertung der unterschiedlichen Use Cases für den Anwendungsfall.

Tabelle 5: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall „Thermische Sojabohnenbehandlung“

			Referenz	Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3	Alternative 4
			Referenz	Erhalt der Bestandsstruktur und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung	Ersatz der Bestandsstruktur bzw. Neuanlage und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung	Ersatz der Bestandsstruktur bzw. Neuanlage und Energieträgerwechsel für Prozesswärmebereitstellung	Elektrifizierung
Thermische Sojabohnenbehandlung	Name		Gaskessel	Biomethanbeheizung	Wasserstoffbrenner	Biomassekessel	Wärmepumpensystem
	Produkt		Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
	TRL		9	9	8	9	8
	Anpassung der Anlage erforderlich		NEIN	NEIN	JA	JA	JA
	Investition	€/kW_th	10	10	200 ³	150 ⁴	400 ⁵
	spezifische Betriebs- und Wartungskosten (fix)	% der Investition			3% ⁶		
	Spez. Betriebs- und Wartungsk.	€/kW	0,182	0,182		3,4	0,97
	Variable Betriebs- und Wartungskosten	€/MWh	0,28	0,28	0,3	0,34	3,4
	Energieträger		Erdgas	Biomethan	Wasserstoff	Biomasse	Strom
	Wirkungsgrad / COP		100	100	90	100	2
	Reduktion Primärenergieeinsatz	%					40% ⁷
	spezifischer Energiebedarf	kWh/t	-	-	-		-

		Referenz	Alternative 5	Alternative 6
			Umstellung der Behandlungs- möglichkeit - Elektrifizierung	Umstellung der Behandlungs- möglichkeit
Thermische Sojabohnenbehandlung	Name	Gaskessel	EcoToaster ET2-400	Heizlüfter
	Produkt	Wärme	Wärme	Wärme
	TRL	9	9	9
	Anpassung der Anlage/Prozesse erforderlich	NEIN	JA	JA
	Investition	€/kW_th	10	2500
	spezifische Betriebs- und Wartungskosten (fix)	% der Investition	0%	40,2
	spezifische Betriebs- und Wartungskosten (fix)	€/kW	0,182	0
	Variable Betriebs- und Wartungskosten	€/MWh	0,28	0,18
	davon Stromkosten	€/MWh	0,2	0,2
	davon Wartungskosten	€/MWh	0,1	0
	Energieträger	Erdgas	Strom	Strom
	Wirkungsgrad / COP	100		100
	Reduktion Primärenergieeinsatz	%		
	spezifischer Energiebedarf	kWh/t	-	100
			100	96

Da für einige betrachtete Alternativen keine relevanten technischen Anpassungen in der Prozessführung, sondern lediglich eine Adaptierung des Brennstoffes nötig ist, wurde angenommen, dass die Kostenstruktur der Biomethanbeheizung und Wasserstoffbeheizung identisch mit der der Referenztechnik (Erdgasbeheizung) ist.

Weitere Datengrundlagen sind die Brennwerte sowie Energiepreise verschiedener Energieträger zur Bestimmung des Mengenbedarfs verschiedener Brennstoffe und die darauf aufbauende Auswirkung auf die Produktionskosten. Zusätzlich werden Strom- und Gasnetzentgelte sowie die Emissionen verschiedener Energieträger inklusive der Preisentwicklung des CO₂-Preises über die oben genannten Szenarien eingebunden.

Tabelle 6 zeigt dabei die Energiepreisentwicklung von Beginn 2025 bis 2040 für Strom, Erdgas, Biomasse, Erdöl & Derivate, Biomethan, Wasserstoff und Abwärme. Der Preis für Biomasse wurde entsprechend den Rückmeldungen aus den Gesprächen mit den Unternehmen als etwa doppelt so hoch, wie in der genannten Studie angenommen, da der Preis von vielen Unternehmen als zu gering eingeschätzt wurde.

Tabelle 6: Daten Energiepreisentwicklung (Daten aus (Schützenhofer, 2024)).

Energieträger	Einheit	2025	2030	2035	2040
Strom	€/MWh	85	85	85	85
Erdgas	€/MWh	40	40	40	40
Biomasse	€/MWh	50	50	50	50
Erdöl & Derivate	€/MWh	60	60	60	60
Biomethan	€/MWh	90	85	80	75
Wasserstoff	€/MWh	200	140	110	100
Abwärme	€/MWh	15	15	15	15

Die CO₂-Preise werden aufbauend auf dem EU-ETS und dem „Effort Sharing“ Prinzip angenommen (siehe Tabelle 7). Jene Emissionen, die nicht dem EU-ETS unterliegen und somit der Effort-Sharing Entscheidung (VO (EU) 2023/857) angehören, unterliegen im Bewertungsmodell je nach Szenario den CO₂-Preisprognosen (nationale CO₂ Bepreisung). Die Treibhausgas-Emissionsfaktoren wurden im Modell basierend auf den Abschätzungen des Umweltbundesamtes (Fritz, et al., 2023) angenommen.

Tabelle 7: Im Bewertungsmodell hinterlegte Preisentwicklung für CO₂ im EU-ETS sowie Effort Sharing für die Szenarien WEM, WAM und Transition. Daten aus (Krutzler, et al., 2023).

Preisentwicklung CO ₂	Einheit	2025	2030	2035	2040
EU-ETS	€/tCO ₂	54	-	80	85
EU-ETS	€/tCO ₂	54	-	140	200
EU-ETS	€/tCO ₂	54	-	200	400

Preisentwicklung CO ₂	Einheit	2025	2030	2035	2040
Effort Sharing	€/tCO ₂	30	55	55	55
Effort Sharing	€/tCO ₂	30	55	100	150
Effort Sharing	€/tCO ₂	30	55	175	400

Schließlich ist für den Bezug von Strom und Gas ein Netzentgelt zu entrichten. Für die Strom-Netzentgelte wurde die Systemnutzungsentgelte-Verordnung SNE-V Novelle 2024 herangezogen. Die Werte für die Gas-Netzentgelte sind in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013 Fassung vom 02.01.2024 zu finden. Die im Bewertungsmodell hinterlegten Werte sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Elektrizitäts- sowie Erdgasabgabe aus (E-Control, 2024) und (Bundesministerium für Finanzen, 2024)

Energieträger	Einheit	2030	2035
Strom	€/kWh	0,001	0,015
Erdgas & Biomethan	€/Nm ³	0,01196	0,066
Wasserstoff	€/Nm ³	0,0038	0,021

Hinsichtlich der zukünftigen Kostenentwicklung wird im Bewertungsmodell eine jährliche prozentuale Inflationsanpassung von 2 % für die Netzentgelte angenommen.

5.3. Ergebnisse und deren Bewertung anhand der definierten KPIs

In diesem Kapitel werden gesammelt die Ergebnisse des Bewertungsmodells dargestellt. Auf Basis der Ergebnisse wurden Handlungsempfehlungen und Schlussfolgerungen abgeleitet und diskutiert.

5.3.1. Branche „Stein und Erden, Glas“

Zwei Unternehmen stellten sich für die Datenerhebung und Diskussionen zur Verfügung. Bei beiden handelt es sich um Ziegelwerke aus unterschiedlichen Bundesländern in Österreich. Im Fall der Ziegelfabriken wurde als Hauptprozess der Betrieb des Tunnelofens betrachtet, der aktuell bei beiden untersuchten Unternehmen mit Erdgas erfolgt. Die für den Prozess erforderliche Temperatur liegt bei über 800°C. Die definierten Use Cases betrachten daher alternative Energieträger bzw. Technologien zur Dekarbonisierung dieses Hochtemperaturprozesses. Die Alternativtechnologien (Use Cases) sind Tunnelöfen mit (i) Biomethanbeheizung, (ii) Wasserstoffbeheizung und (iii) elektrischer Beheizung.

Die **Ergebnisse der Alternativtechnologien für das erste Ziegelwerk** zeigen, dass die Biomethanbeheizung die niedrigsten und die Wasserstoffbeheizung die höchsten Kosten pro Jahr verursachen. Darüber hinaus sind die Investitionskosten für die Umstellung auf eine elektrische Beheizung am höchsten und für die Verwendung von Biomethan am niedrigsten, da die vorhandene Erdgasinfrastruktur weiterverwendet werden kann.

Im KPI 1 konnte berechnet werden, dass die spezifische Energiemenge für die Biomethan am niedrigsten und für Erdgas am höchsten ist. In KPI 2 wurde der höchste Kostenfaktor (Produktionskosten) für die Wasserstoffbeheizung und der niedrigste für die Biomethanbeheizung festgestellt. Hochgerechnet auf das Jahr 2040 ergibt im KPI 3 die Biomethanbeheizung die niedrigsten und nun die elektrische Beheizung die höchsten Produktionskosten. Die bilanziellen Treibhausgas-Emissionen aus KPI4 zeigen, dass die Biomethanbeheizung gewisse Restemissionen (Methanschlupf, etc.) und alle anderen Alternativtechnologien keine Emissionen aufweisen. Weiterhin zeigt das regionale Erzeugungspotenzial von Biomethan in KPI 5 Lücken auf, wodurch eine reine Beheizung durch Biomethan aktuell nicht möglich ist. Die Betrachtung der Infrastrukturabhängigkeit in KPI 6 zeigt, dass im Bereich biogener Reststoffe sowie Wasserkraft und Photovoltaik das Potenzial nicht vollständig ausgeschöpft wird, wobei sich Investitionen in diese Energieträger positiv auf die Betriebskosten auswirken würde. Die Referenztechnologie (Erdgasbeheizung) schneidet für dieses Ziegelwerk im Vergleich zu den Alternativtechnologien jedoch am besten ab, wobei die Produktionskosten erst im Szenario „Transition“ die der Biomethanbeheizung übersteigen. Darüber hinaus sind die Treibhausgas-Emissionen um ein Vielfaches größer als bei den Alternativtechnologien.

In den folgenden Grafiken (siehe Abbildung 7 bis Abbildung 9) sind die Entwicklungen der Betriebskosten in Relation zum Referenzfall (Erdgas) über dem Zeitraum 2023 bis 2040 für die Transformationsszenarien WEM, WAM sowie Transition dargestellt.

Abbildung 7: Ziegelfabrik 1 – Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

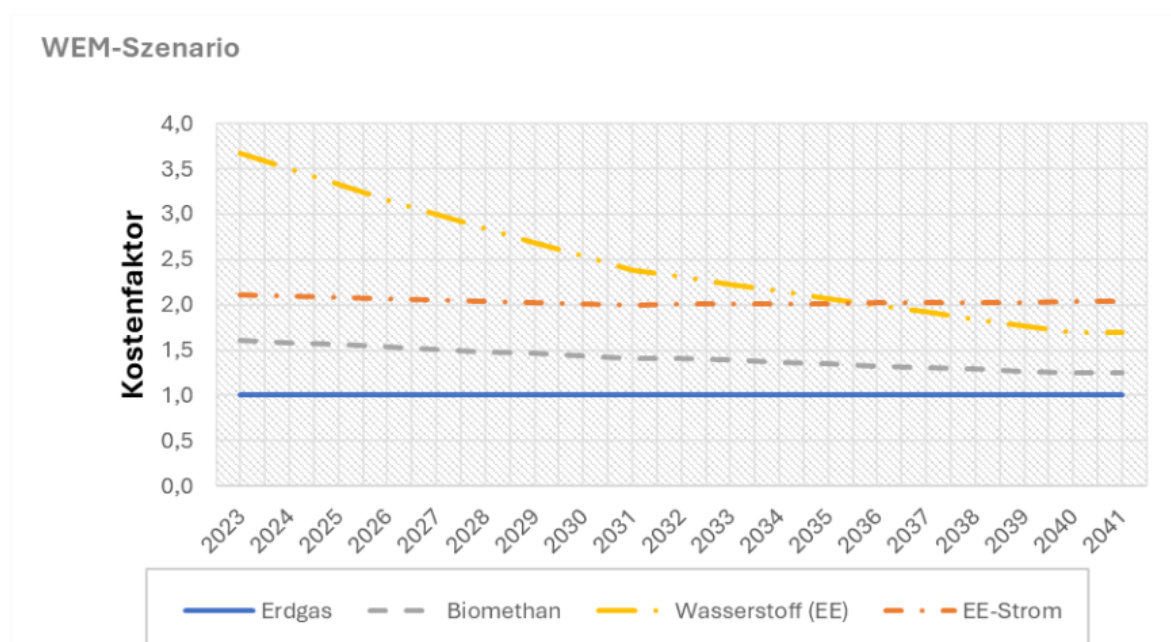


Abbildung 8: Ziegelfabrik 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.

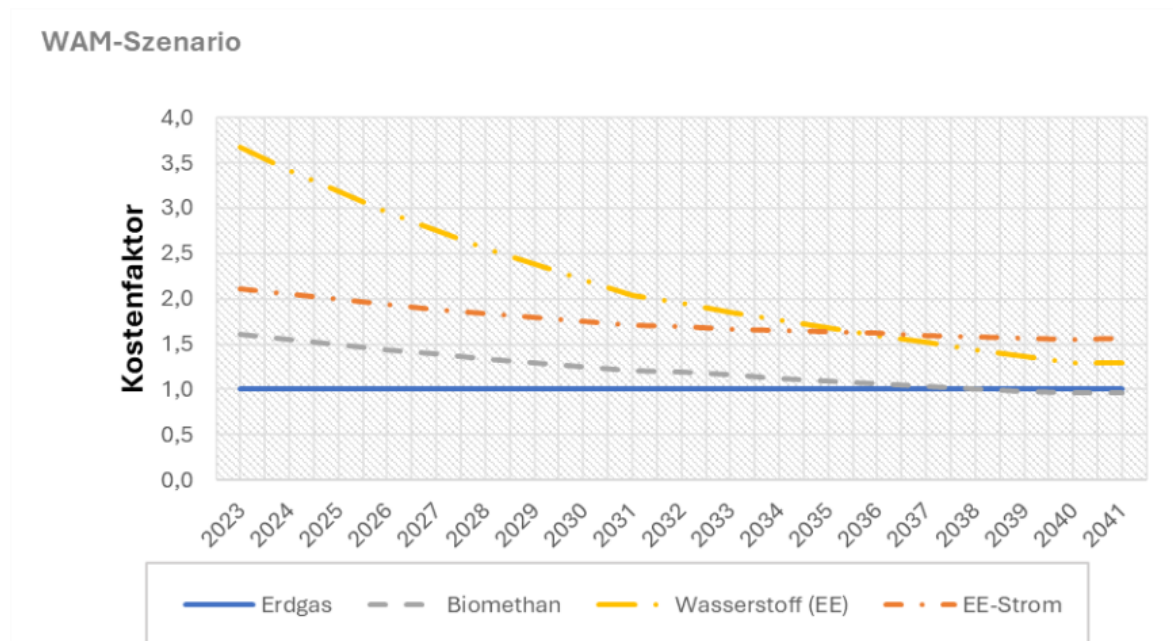
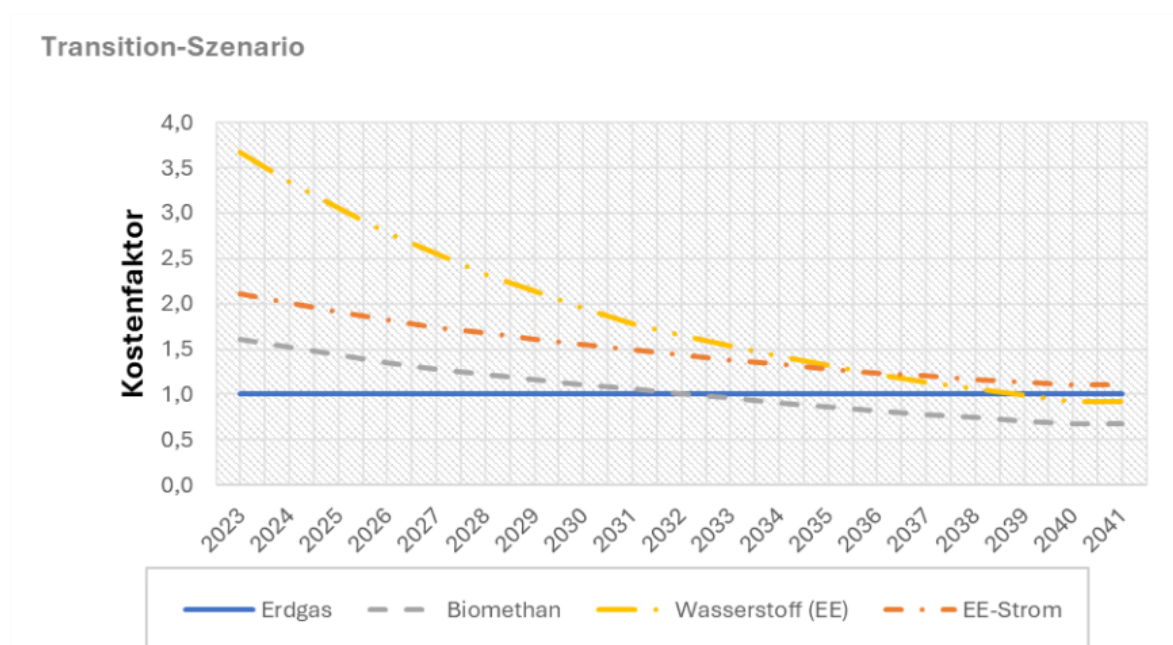


Abbildung 9: Ziegelfabrik 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.



Darin zeigt sich, dass im WEM Szenario alle definierten Use Cases im Betrachtungszeitraum signifikant höhere Betriebskosten als die Referenztechnologie aufweisen, d.h. durch die Annahmen zur Entwicklung der Energieträgerpreise die Kosten für den Betrieb die Use Case Technologien noch (signifikant) über jenen von Erdgas liegen. In den weiteren Szenarien zeigt sich, dass durch entsprechende Steigerung der CO₂-Preise der Kostenfaktor immer geringer wird, wobei sich erst im Szenario Transition wesentliche Veränderungen ergeben.

Die **Ergebnisse der Alternativtechnologien für das zweite Ziegelwerk** zeigen im Wesentlichen ein sehr ähnliches Bild. Für dieses Ziegelwerk sind die Produktionskosten (KPI2) mit der Erdgasbeheizung im Status Quo am niedrigsten und für die Wasserstoffbeheizung am höchsten. Bereits im Szenario WAM steigen die Produktionskosten der Erdgasbeheizung über die der Biomethanbeheizung, wodurch letztere ab Szenario WAM zu bevorzugen ist. Bei Betrachtung der Infrastrukturabhängigkeit in KPI 6 war ersichtlich, dass auch hier ungenutztes Potenzial in der Biogaserzeugung vorhanden ist. Bis auf Photovoltaik sind in dieser Region fast alle erneuerbaren Energieträger ausgeschöpft. Die Trends aller restlichen KPIs sind mit dem des ersten Ziegelwerks identisch.

In den folgenden Abbildungen ist dabei die Entwicklung der Betriebskosten der einzelnen Use Cases in Bezug auf das Referenzszenario (Tunnelofen mit Erdgasbefeuerung) dargestellt. Darin zeigt sich, dass im WEM Szenario alle definierten Use Cases im Betrachtungszeitraum signifikant höhere Betriebskosten als die Referenztechnologie aufweisen, d.h. durch die Annahmen zur Entwicklung der Energieträgerpreise die Kosten für den Betrieb der Use Case Technologien noch (signifikant) über jenen von Erdgas liegen. In den weiteren Szenarien zeigt sich, dass durch entsprechende Steigerung der CO₂-Preise der Kostenfaktor immer geringer wird, wobei sich erst im Szenario Transition wesentliche Veränderungen ergeben. Der Betrieb des elektrischen Tunnelofens (mit erneuerbarem Strom) ist auch unter den Annahmen des Transition Szenarios über den gesamten Betrachtungszeitraum teurer als der Betrieb mit Erdgas. Dies ist unter anderem auf die Stromnetzkosten, für die eine jährliche Steigerung von 2% angenommen wurde, zurückzuführen.

Abbildung 10: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

WEM-Szenario

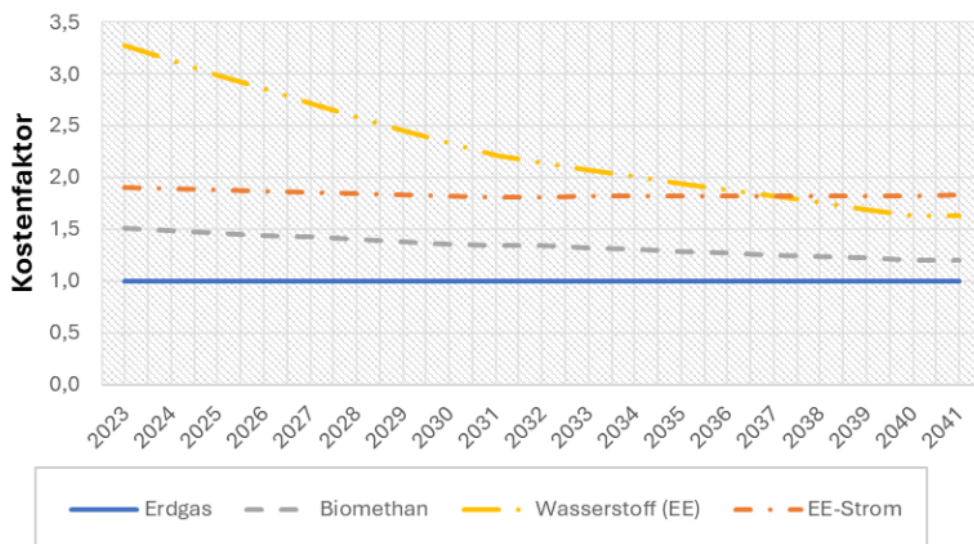


Abbildung 11: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.

WAM-Szenario

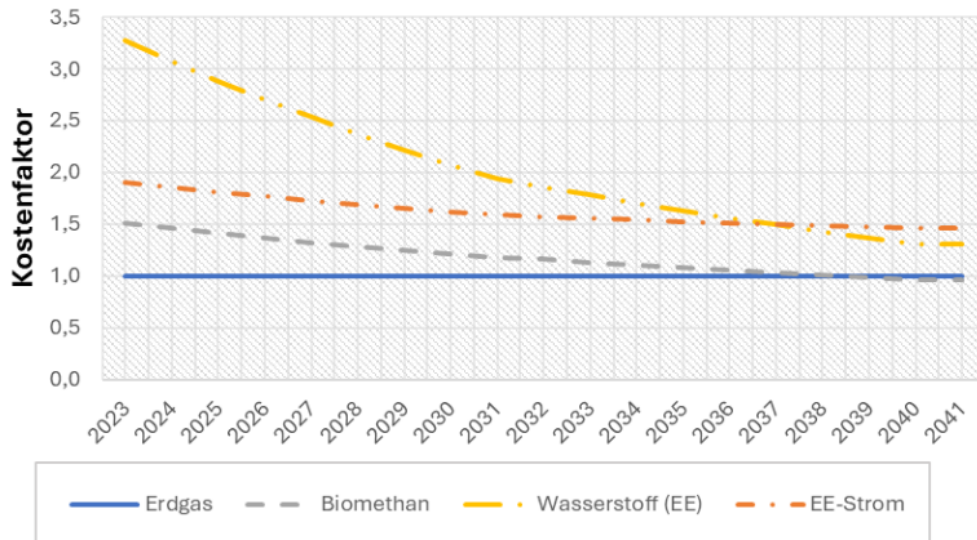
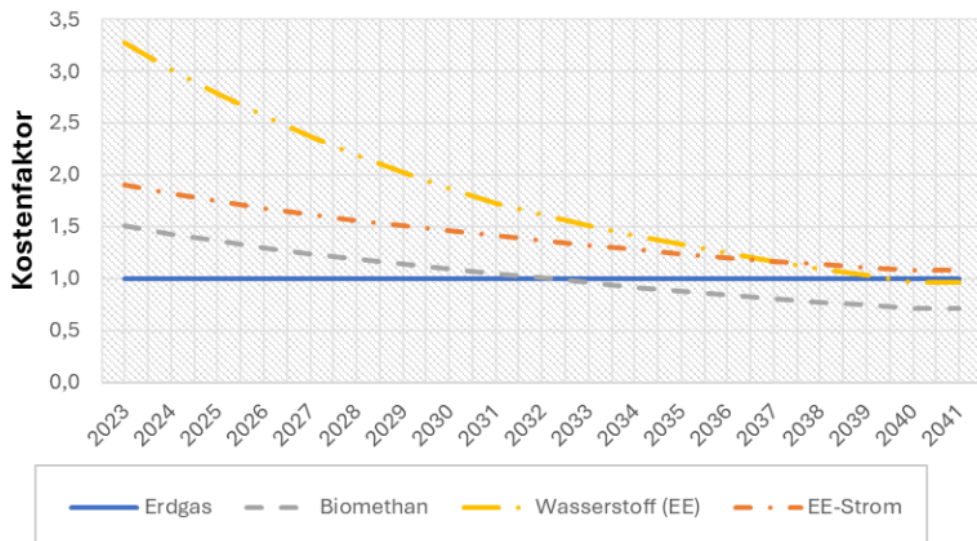


Abbildung 12: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.

Transition-Szenario



Aufgrund der im Vergleich geringsten jährlichen Kosten sowie geringsten spezifischen Produktionskosten für den Status Quo und das Jahr 2040 in allen Use Cases ist für die Branche „Steine und Erden, Glas“ zukünftig die Nutzung von Biomethan von hohem Interesse. Der größte Vorteil der Biomethannutzung ist die Geschwindigkeit der Umsetzbarkeit, da in der Regel die Bestandsinfrastruktur genutzt und lediglich das Gas ausgetauscht werden kann. Die Voraussetzung hierfür ist die vollständige Ausnutzung der lokalen Erzeugungsmöglichkeiten von Biomethan, wobei ausdrücklich auf die Herausforderungen aus Abschnitt 0 aufmerksam gemacht wird. Es sollten bereits

jetzt Anreize und Planungssicherheit für neue und bestehende Betreiber von Biogasanlagen geschaffen werden.

5.3.2. Branche „Maschinenbau“

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der Untersuchung eines Unternehmens der Branche „Maschinenbau“ vorgestellt. Der Hauptprozess des Unternehmens aus der Region Steiermark ist das Brenn- bzw. Autogenschneiden sowie das Nachwärmen von Bauteilen. Bei dem Prozess des Brennscheidens bzw. Autogenschneidens wird ein Brenner, welcher mit Erdgas betrieben wird, dazu verwendet, die zu schneidenden Stahlplatten auf eine Temperatur von 100°C bis zu 350°C vorzuwärmen. Diese Vorwärmung ist entscheidend, da sie dazu dient, die Spannungen im Material zu reduzieren und somit die Gefahr von Rissen im weiteren Herstellungsprozess zu minimieren. Nach dem Schritt der Vorwärmung, wird der eigentliche Autogenschneidprozess durchgeführt.

Nach dem Schneidprozess erfolgt nochmals eine Nachwärmung, welche ebenfalls dazu beiträgt, das Risiko von Rissen zu senken und die Materialintegrität zu erhalten. Für sowohl Vorwärmen als auch für Nachwärmen und bei dem eigentlichen Schneidprozess wird Erdgas als Brennstoff verwendet. Die Alternativtechnologien setzen sich im Wesentlichen aus der Substitution von Erdgas mit (i) Biomethan und (ii) Wasserstoff zusammen.

Die **Ergebnisse für das Maschinenbauunternehmen** zeigen, dass die Verwendung von Erdgas im Vergleich zu Biomethan und Wasserstoff die niedrigsten jährlichen Kosten aufweist. Die Verwendung von Wasserstoff ist die teuerste Alternative. Die Investitionskosten konnten im Fall des betrachteten Unternehmens nicht beurteilt werden, da zu wenig Details zum Schneidbrenner in Erfahrung gebracht werden konnten.

In weiterer Folge werden die Ergebnisse aus den Szenarienbetrachtung, unter Berücksichtigung der Preisentwicklungen für die verwendeten Energieträger, sowie den Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Preise anhand der Szenarien WEM, WAM und Transition dargestellt.

Abbildung 13 bis Abbildung 15 zeigen dabei die Entwicklung der Betriebskosten der einzelnen Use Cases in Bezug auf das Referenzszenario (Erdgasbefuerung). Darin zeigt sich, dass im WEM Szenario alle definierten Use Cases im Betrachtungszeitraum wesentlich höhere Betriebskosten als die Referenztechnologie aufweisen, d.h. durch die Annahmen zur Entwicklung der Energieträgerpreise die Kosten für den Betrieb der Use Case Technologien für den gesamten Betrachtungszeitraum über jenen von Erdgas liegen. In den weiteren Szenarien zeigt sich, dass durch entsprechende Steigerung der CO₂-Preise der Kostenfaktor immer geringer wird, wobei sich erst im Szenario Transition wesentliche Veränderungen ergeben.

Abbildung 13: Maschinenbaubetrieb- Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

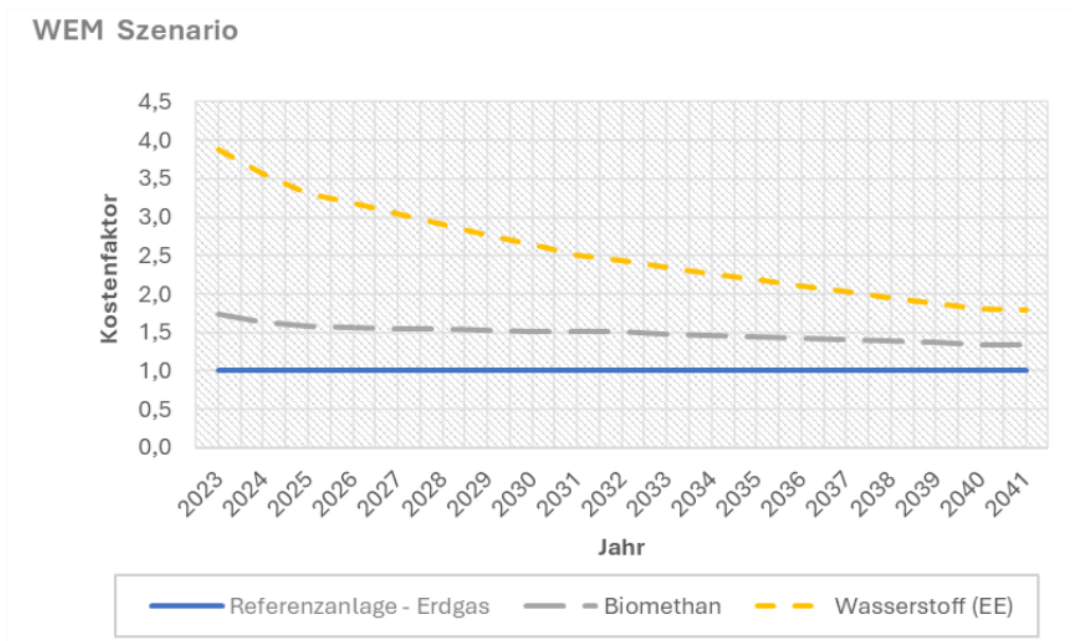


Abbildung 14: Maschinenbaubetrieb- Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

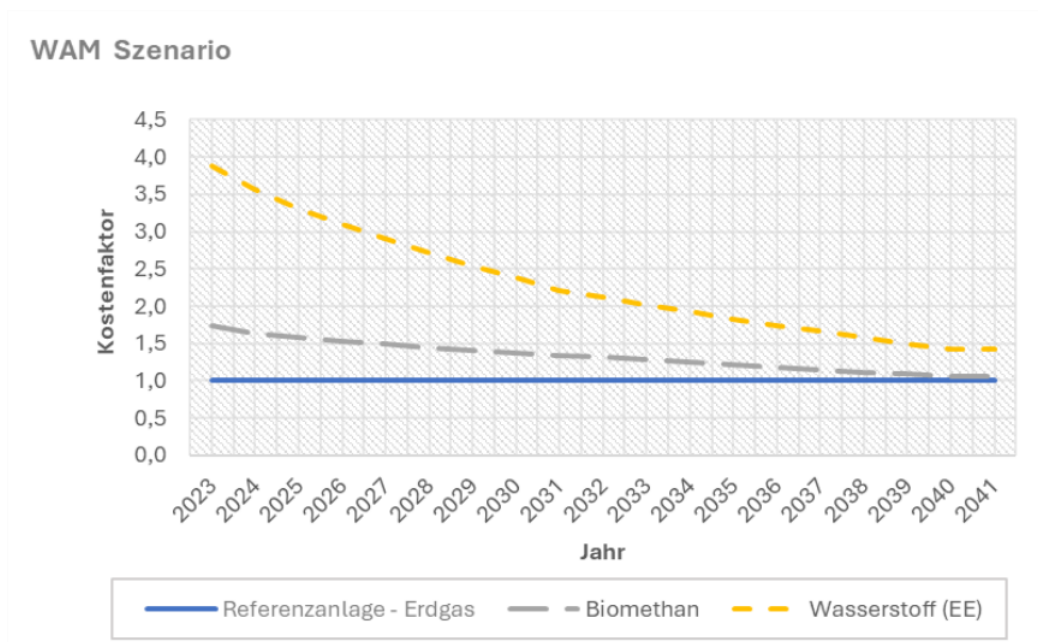
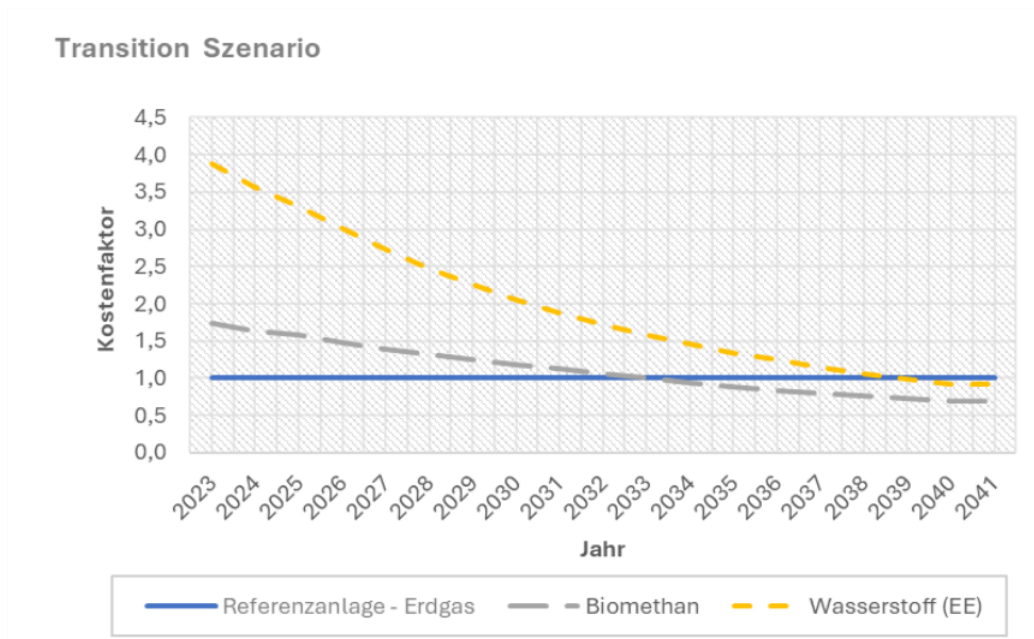


Abbildung 15: Maschinenbaubetrieb - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.



Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit ist Biomethan als Ersatz für Erdgas zu empfehlen. Die momentanen Kosten für Wasserstoff sind zu hoch und sinken zu langsam. Sobald die Kosten für CO₂ steigen, wird der Einsatz von Biomethan oder Wasserstoff wirtschaftlicher. Bei einer Biomethanbeheizung kann die Bestandsstruktur erhalten werden. Bei Wasserstoff ist ein neuer Wasserstoffbrenner durch den Energieträgerwechsel notwendig. Die Szenarien zeigen, dass durch die entsprechende Steigerung der CO₂-Preise der Kostenfaktor immer geringer wird, wobei sich erst im Szenario Transition wesentliche Veränderungen ergeben.

5.3.3. Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“: Molkerei

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der Untersuchung der Unternehmen der Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“ vorgestellt. Für die Untersuchung wurden zwei Molkereien in der Steiermark herangezogen. Der Hauptprozess der Molkereien ist die Erwärmung von Rohmilch mit Hilfe von Erdgas im Referenzfall. Die Alternativtechnologien (Use Cases) sind die Erwärmung mit (i) Biomethan, (ii) Wasserstoff, (iii) Biomasse, (iv) rein elektrischem Strom und (v) Wärmepumpen.

Die **Ergebnisse der Alternativtechnologien für die erste Molkerei** (Region Steiermark) zeigen, dass die Erzeugung von Dampf mit Hilfe von Biomasse die geringsten und mit Hilfe von Wasserstoff die höchsten Kosten pro Jahr verursachen. Im Vergleich zur Referenztechnologie, ist der Kesselbetrieb mit Biomasse trotz Investitionskosten günstiger. Die höchsten Investitionskosten sind für ein Wärmepumpensystem zu tätigen. Die Ergebnisse aus dem KPI 1 ergaben, dass die Beheizung mit Hilfe des Wärmepumpensystems den geringsten und Biomasse den höchsten spezifischen Energiebedarf (kWh/l_Rohmilch) aufweisen. Die Produktionskosten (KPI 2) sind hingegen für die Beheizung mit Biomasse am geringsten, knapp gefolgt vom Wärmepumpensystem und der Erdgasbeheizung. Die Beheizung mit Wasserstoff stellt die teuerste Alternative dar. Die Preisentwicklung bis zum Jahr 2040 (KPI 3) zeigt kaum Veränderungen für das Szenario WEM. Über das Szenario WAM und Transition steigen die Produktionskosten für den Referenzfall (Erdgas), wobei

die Alternativtechnologien weitestgehend konstant bleiben. Die Treibhausgasemissionen aus KPI 4 zeigen, dass Erdgas, Biomasse und Biomethan Emissionen, während die restlichen keine direkten Emissionen aufweisen. Die Kalkulierung des Erzeugungspotenzials von regionalem Biomethan (KPI 5) ergibt, dass ungefähr ein Drittel des Bedarfs gedeckt werden kann. Im letzten KPI (KPI 6) wurden die Entwicklungen der regionalen Infrastruktur betrachtet, wobei herauskam, dass zum Großteil erneuerbare Energien wie Wind- und Wasserkraft sowie Photovoltaik hohe Restpotenziale für die Region aufweisen. Darüber hinaus ist das Potenzial für die Erzeugung von Biomethan mit Hilfe feuchter Reststoffe sehr hoch. Für den Fall der Wasserstoffnutzung ist ab dem Zeitraum 2030-2034 vorhanden.

Abbildung 16 bis Abbildung 18 stellen die Entwicklung der Betriebskosten der einzelnen Use Cases in Bezug auf das Referenzszenario (Dampferzeugung mit Erdgaskessel) dar. Darin zeigt sich, dass im WEM-Szenario bis auf die Biomasse alle Use-Cases höhere Betriebskosten als das Referenzszenario aufweisen. Im WAM-Szenario weisen Biomasse und Strom (Wärmepumpe) bis zum Jahr 2040 niedrigere Betriebskosten als das Referenzszenario auf. Bis auf den Elektrokessel sinken im Transition-Szenario alle Use-Cases unter die Betriebskosten des Referenzszenarios.

Abbildung 16: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

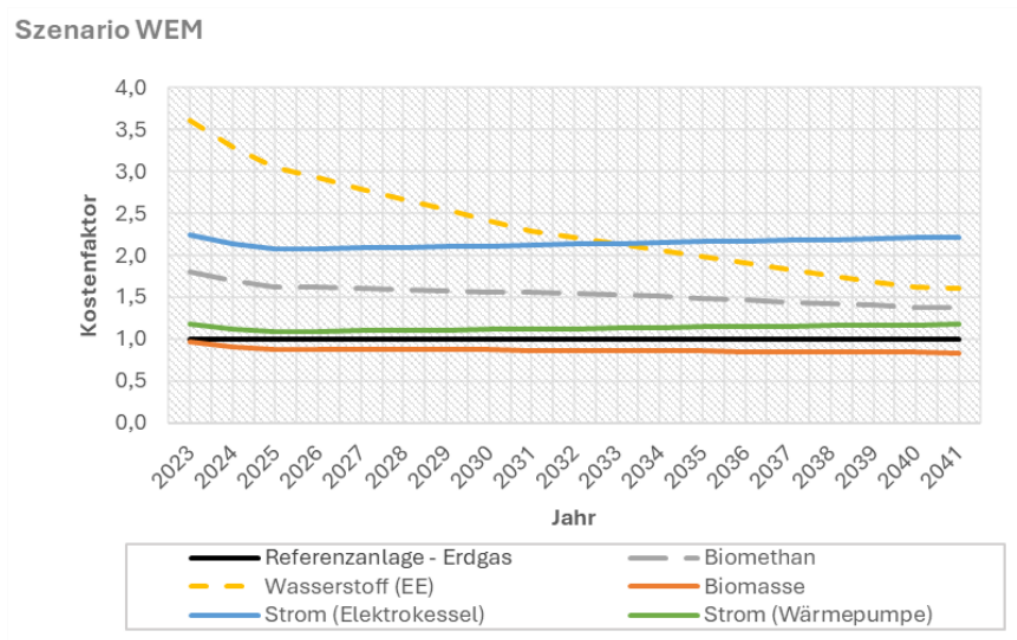


Abbildung 17: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

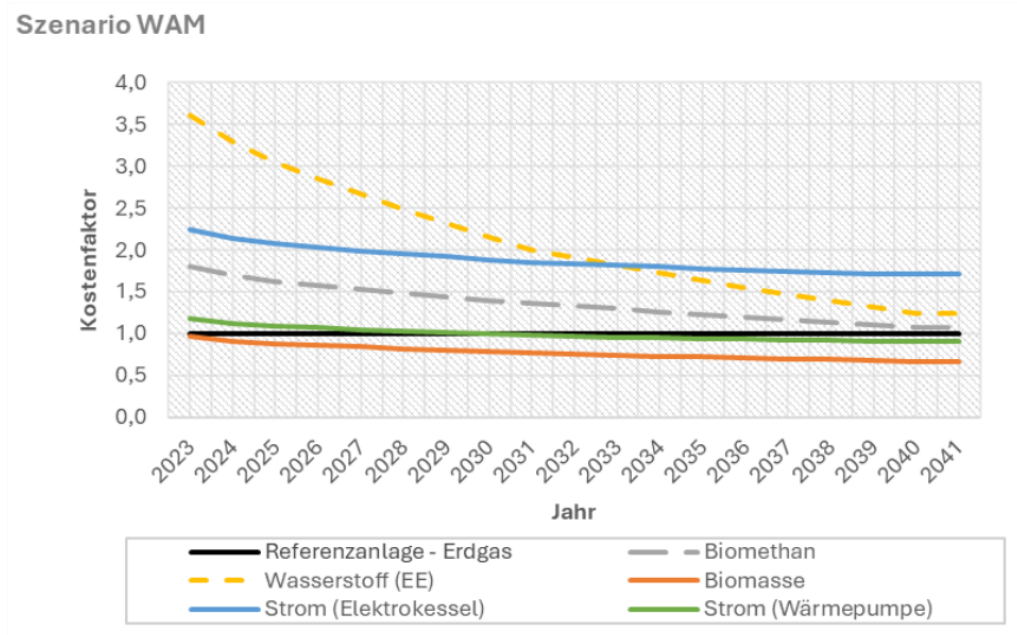
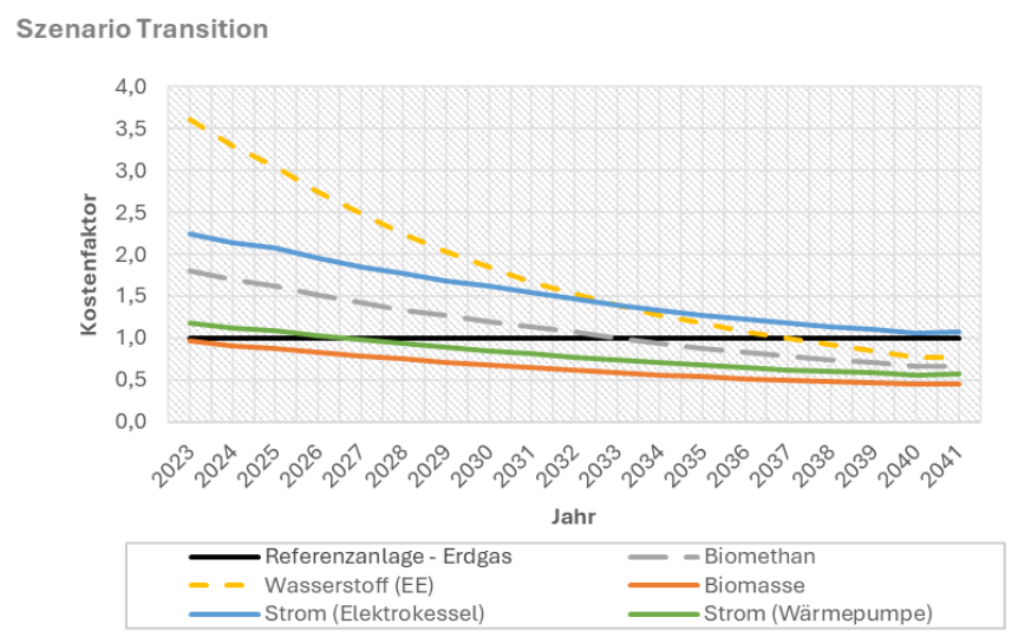


Abbildung 18: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.



Die **Ergebnisse der Alternativtechnologien für die zweite Molkerei** zeigen im Wesentlichen ähnliche Ergebnisse im Vergleich zur ersten Molkerei. Das Erzeugungspotenzial für regionales Biomethan (KPI 5) zeigt im Gegensatz jedoch die Möglichkeit zur vollständigen Versorgung der Anlage mit Biomethan. Darüber hinaus ist auch in der Region Steiermark ein großes Restpotenzial erneuerbaren Stroms über Wind- und Wasserkraft sowie Photovoltaik vorhanden. Eine Wasserstoffleitung ist ab dem Zeitraum 2035 - 2040 voraussichtlich in unmittelbarer Nähe vorhanden.

Bei der ausschließlichen wirtschaftlichen Betrachtung ist den beiden betrachteten Molkerei-Unternehmen der Einsatz von Biomasse zur Wärmeerzeugung zu empfehlen. Insgesamt zeigen sich bei der Betrachtung des Use Case Biomasse geringe jährliche Kosten auf Grund der wegfallenden Netzgebühren. Die Ergebnisse wurden auch mit den Unternehmen diskutiert. Dabei zeigte sich, dass der Einsatz von Biomasse an den beiden Standorten auf Grund der Gegebenheiten am Standort nicht möglich erscheint.

Werden weitere Faktoren wie z.B. notwendiges Temperaturniveau für die Prozesse, lokale Feinstaubemissionen oder Treibhausgasemissionen in einer zukünftigen Entscheidung mitberücksichtigt, so wäre laut Bewertungsmodell und den Ergebnissen des Sondierungsprojekts eine Umsetzung des Use Case Wärmepumpe zu empfehlen. Durch den Einsatz einer Wärmepumpe würde der Endenergiebedarf gegenüber anderen Energieträgern insgesamt gesenkt werden, sowie erscheinen die jährlichen Kosten ohne Berücksichtigung der Investitionskosten im Szenario WEM und WAM vergleichbar mit jenen des Status Quo Use Case Erdgas.

5.3.4. Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“: Sojabohnenbehandlung

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der Untersuchung eines weiteren Unternehmens der Branche „Nahrungs- und Genussmittel, Tabak“ vorgestellt. Der Hauptprozess des Unternehmens ist die thermische Sojabohnenbehandlung in der Region Steiermark mit Erdgaskessel als Referenztechnologie. Die Alternativtechnologien (Use Cases) sind die Beheizung mit (i) Biomethan, (ii) Wasserstoff, (iii) Biomasse, (iv) einem Wärmepumpensystem, (v) EcoToaster ET2-400 und (6) Heizlüfter.

Die **Ergebnisse der Alternativtechnologien für die Sojabohnenbehandlung** (Region Steiermark) zeigen, dass die Beheizung mit Biomasse die geringsten und Wasserstoff die höchsten jährlichen Kosten verursacht. Bei gesamter Betrachtung (inklusive Erdgaskessel) ist die Referenztechnologie Biomasse die Technologie mit den geringsten jährlichen Kosten. Die höchsten Investitionskosten sind für das Wärmepumpensystem zu tätigen. Die spezifische Energiemenge pro Tonne Rohstoff (KPI 1) sind für das Wärmepumpensystem am niedrigsten und für das Wasserstoffsysteem am höchsten. Darüber hinaus sind die Produktionskosten pro Tonne Sojabohnen aktuell (KPI 2) mit einer Biomassebeheizung am niedrigsten und mit einem Wasserstoffsysteem am höchsten. Bei Betrachtung der Produktionskosten im Jahr 2040 sind für die Alternativtechnologien über die Szenarien WEM, WAM und Transition kaum Veränderungen festzustellen, während sich die Kosten für die Referenztechnologie erhöhen. Im KPI 5 wurde das regionale Erzeugungspotenzial von Biomethan untersucht, wobei festzustellen ist, dass der Energiebedarf für die Sojabohnenbehandlung gedeckt werden kann. Hinsichtlich der Infrastrukturabhängigkeit sind in der Region Steiermark große Potenziale in der Biogaseinspeisung sowie in der Erzeugung erneuerbaren Stroms über Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik vorhanden. Eine Wasserstoffleitung soll voraussichtlich im Zeitraum 2027 – 2029 verfügbar sein.

Abbildung 19 bis Abbildung 21 zeigen dabei die Entwicklung der Betriebskosten der einzelnen Use Cases in Bezug auf das Referenzszenario (Erdgasbefuerung). Darin zeigt sich, dass im WEM Szenario bis auf eine Biomassenutzung alle definierten Use Cases im Betrachtungszeitraum wesentlich höhere Betriebskosten als die Referenztechnologie aufweisen, d.h. durch die Annahmen zur Entwicklung der Energieträgerpreise die Kosten für den Betrieb der Use Case Technologien für den gesamten Betrachtungszeitraum über jenen von Erdgas liegen. In den weiteren Szenarien zeigt sich, dass durch

entsprechende Steigerung der CO₂-Preise der Kostenfaktor immer geringer wird, wobei sich erst im Szenario Transition wesentliche Veränderungen ergeben.

Abbildung 19: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.

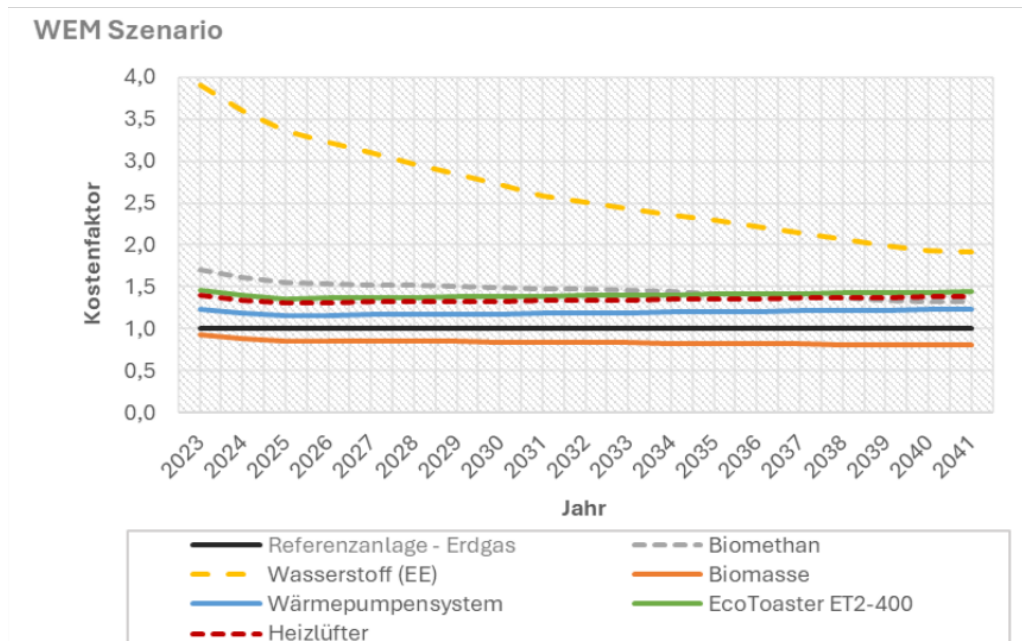


Abbildung 20: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.

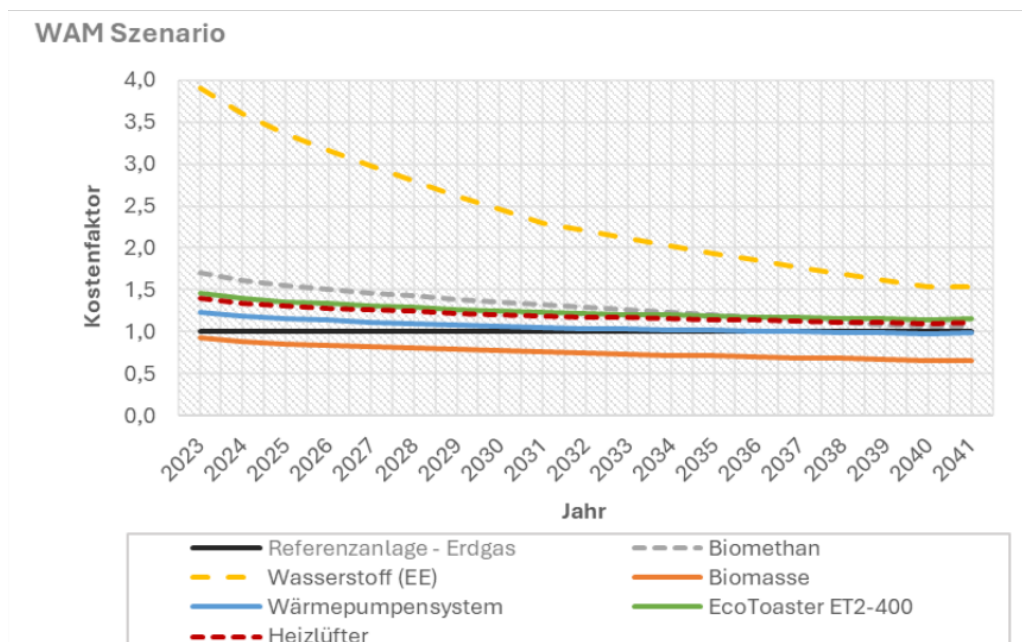
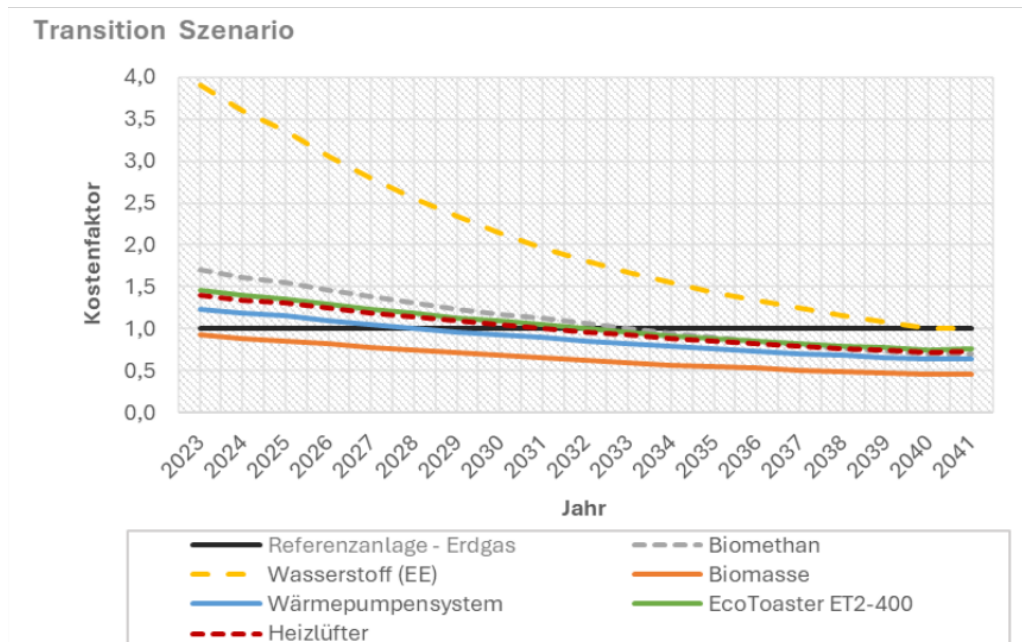


Abbildung 21: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.



Der Einsatz von Biomasse ist sehr zu empfehlen, sogar im WAM Szenario weist Biomasse geringere Betriebskosten auf als Erdgas. Nachteil sind die hohen Betriebs- und Wartungskosten und zukünftige Biomasseverfügbarkeit. Da es keine Investitionskosten gibt, ist auch der Einsatz von Biomethan zu empfehlen. Bereits im WAM Szenario sind hier die Betriebskosten annähernd gleich hoch wie bei Erdgas. Sehr effektiv ist auch der Einsatz einer Wärmepumpe, allerdings hat diese die höchsten Investitionskosten, wobei Betriebskosten durch Vor-Ort Stromerzeugung beeinflusst werden können. Ausschlaggebend für die Umstellung von Erdgas auf Alternativen wird die CO₂-Bepreisung sein. Je höher diese ist, desto schneller steigt der Preis von Erdgas und die Betriebskosten der anderen Szenarien werden niedriger als die Betriebskosten von Erdgas.

5.4. Erkenntnisse

Im Projekt wurden Interviews mit Energieversorgern, Netzbetreibern und der Servicestelle für Erneuerbare Gase (SEG) durchgeführt, die wichtige Akteure in der Dekarbonisierung der kleinen und mittelgroßen Industrieunternehmen sind. Dabei wurden verschiedene Regularien angesprochen, die es bei der Einspeisung von Biogas oder Wasserstoff zu beachten gilt.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Versorgungspflicht mit erneuerbaren Gasen im Gesetzesentwurf „Erneuerbare Gase Gesetz“ (EGG) adressiert wird. Um die Einspeisung von Biomethan zu ermöglichen, sind zunächst verschiedene technische Anforderungen zu erfüllen. Zum einen muss das Biogas nach dem Regelblatt ÖVGW-G B210 aufbereitet werden, um in das Gasnetz eingespeist werden zu dürfen. Für die Überwachung mittels Gaschromatographie sind die Gasnetzbetreibenden verpflichtet. Des Weiteren sind die Netzbetreibenden nach Gaswirtschaftsgesetz (GWG) dazu verpflichtet, eine Zuleitung zu den Anlagen zu bauen. Das sind 10 km zu bestehenden und 3 km zu neuen Anlagen, wobei neben der Biogas- auch die Wasserstoffherzeugung beinhaltet ist. Die

ökonomische Betrachtung der Einspeisung von Biomethan bedarf laut der SEG jedoch einer Novelle, da Betreibende von Biogasanlagen verunsichert sind. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass (i) Biogas nicht verpflichtend abgenommen werden muss, (ii) keine Betriebsförderung für die Biogaseinspeisung vorhanden ist und (iii) lediglich Strom aus Biogas, aber nicht die Einspeisung von Biomethan gefördert wird. Trotz Investitionszuschuss-Verordnung Gas sowie den Emissionshandel aufgrund von Erdgas kann die Einspeisung von Biomethan nicht mit Erdgas konkurrieren. Biogaseinspeisung in das regionale Gasnetz lohne sich aktuell nur, wenn Erdgas keine Alternative mehr darstellt.

Ähnlich sieht es mit der Einspeisung und Verwendung von Wasserstoff aus. Zum einen ist die Technologie aktuell noch sehr teuer, was sich schließlich auch auf die Gaspreise für EndnutzerInnen legt. Neben den wirtschaftlichen Aspekten sind die technischen Einschränkungen zum Teil noch sehr hoch. Grundsätzlich sind in Österreich laut GWG 10 vol.-% Wasserstoff im Gasnetz erlaubt. Im Burgenland wird die Grenze aufgrund technischer Einschränkungen noch bei 4 vol.-% beibehalten. Die Herausforderung liegt nun darin, dass der Netzbetreiber die in den Verträgen angegebene Gasqualität erbringen muss. Es wird davon ausgegangen, dass es bei Einspeisung von Wasserstoff zu saisonalen Schwankungen der Konzentration kommen kann. Wird Wasserstoff an Orten eingespeist, an denen wenig Durchfluss zu erwarten ist, kommt es aufgrund der fehlenden Durchmischung zu hohen lokalen Wasserstoffkonzentrationen. Sowohl saisonale als auch örtliche Schwankungen führen schließlich zu einer Trennung der Anlage vom Netz. Die Wasserstoffherzeugung und Einspeisung kann somit nur an Gastransportnetzen die gesetzlichen und vertraglichen Rahmenbedingungen einhalten. Die Energienetze Steiermark schließen beispielsweise Anlagen an ihr Netz, die bestimmten Standortkriterien entsprechen. Darüber hinaus legen sie Einspeisemengen fest und behalten sich das Recht vor, die Anlage vom Netz zu trennen, sobald die gesetzliche Wasserstoffkonzentration überschritten wird.

Zusammengefasst können zum jetzigen Zeitpunkt beide Formen erneuerbarer Gase nicht mit Erdgas konkurrieren, es sei denn, Erdgas bildet keine Alternative. Darüber hinaus unterliegt vor allem die Einspeisung von Wasserstoff strengen technischen und örtlichen Rahmenbedingungen.

Die Berechnungsergebnisse bestätigen grundsätzlich die Aussagen der Netzbetreibenden, das Erdgas in den meisten Fällen aktuell den günstigsten Fall darstellt. Wird jedoch die Entwicklung der kommenden Jahre bis 2040 in die Berechnung einbezogen zeigt sich, dass Erdgas nicht mehr zwingend die erste Wahl sein muss. Hierbei kommt es beispielsweise auf die Transformationspfade (WEM, WAM und Transition) an. Durch Erweiterung der Maßnahmen (Szenario WAM und Transition) zeigt sich, dass biogene Energieträger (Biogas, Holzgas, Biomasse) sowie bei geringen Temperaturniveaus Wärmepumpensysteme in deren Betrieb günstiger werden. Die Verwendung von Wasserstoff verursacht in allen Branchen die höchsten Betriebs- sowie Produktionskosten – selbst für die Prognosen bis 2040.

Tabelle 9: Branchenübergreifende Zusammenfassung der Ergebnisse

	Ziegelwerk	Maschinenbau	Molkerei	Sojabohnen- behandlung
Alternativtechnologie	Biomethan	Biomethan	Biomasse / Wärmepumpe	Biomasse
Integrationsmodell	Nutzung regionaler Biogasrestpotenziale	Nutzung regionaler Biogasrestpotenziale	Große Restpotenziale durch erneuerbaren Strom	Nutzung regionaler feuchter Reststoffe
Marktmodell	TD	TD	TD	
Technischer Aufwand	Nutzung bestehender Anlage / Umrüstung der Anlage	Nutzung bestehender Anlage	Umrüstung der Anlage	Umrüstung der Anlage
Wirtschaftlicher Aufwand	CO2-Preis (EU-ETS)	CO2-Preis (EU-ETS)	Im Fall Biomasse: CO2-Preis (EU-ETS) + Investitions-kosten	CO2-Preis (EU-ETS)
Rechtliche Rahmenbedingungen	GWG, GMM-VO, GSNE-VO, EAG	GWG, GMM-VO, GSNE-VO, EAG	-	-
Wirtschaftliche Entwicklung	Produktionskosten konstant über WEM, WAM & Transition	Produktionskosten konstant über WEM, WAM & Transition	Produktionskosten konstant über WEM, WAM & Transition	Produktionskosten konstant über WEM, WAM & Transition

Werden Maßnahmen nach der Handlungsempfehlung der Servicestelle Erneuerbare Gase (SEG) getroffen, können die Kosten für die Verwendung biogener und erneuerbarer Energieträger schon heute sinken und sich die Produktion, Einspeisung und Anwendung lohnen.

Bezogen auf die Branche und technologischen Prozessparameter der Herstellung bzw. Wertschöpfung bedeutet dies, dass die zukünftigen Transformationen in einem Rahmen gesetzt werden, der diese effizient und ökonomisch vertretbar umsetzbar machen. Dazu wird in ersten Ansätzen folgendes im Projekt *Gas Switch* als Handlungsoptionen auf Basis der zukünftigen Energieträger festgehalten.

5.4.1. Biogene Energieträger

Feste Biomasse

Für den Einsatz fester Biomasse existieren klare sektorale Empfehlungen. Biomasse ist speziell für Branchen, wie der Lebensmittelindustrie eine interessante Alternative. Der Kreislaufansatz wie auch der Einbezug der regionalen Biomassepotentiale stellen zukünftig einen Transformationspfad dar. Biomasse wird grundsätzlich als wichtiger Baustein zur Dekarbonisierung der Prozesswärme in der Industrie gesehen, insbesondere bei niedrigen bis mittleren Temperaturbereichen, jedoch unter der Bedingung der Rohstoffverfügbarkeit und regionalen Nachhaltigkeit. Es ist daher auf eine nachhaltige Holznutzung und Kaskadennutzung (Material vor Energie) zu achten. Feste Biomasse ist insbesondere als Alternative für Unternehmen / bei jenen Prozessen sinnvoll:

- bei denen Temperaturen bis ca. 500 °C benötigt werden,

- ein kontinuierlicher Wärmebedarf besteht (nicht nur saisonal),
- viel Raum für Lagerung und Technik verfügbar ist.

Weiters gilt es die Anforderungen hinsichtlich Feinstaub- & NO_x-Emissionen beim Einsatz von fester Biomasse zu beachten.

Holzgas

Der Einsatz von Holzgas (auch: Synthesegas aus Holz) bietet in Österreich ein interessantes, aber bislang wenig genutztes Potenzial, insbesondere für kleine und mittlere Industrieunternehmen, die Prozesswärme oder Strom/Wärme-Kopplung benötigen. Aufgrund der technischen Komplexität und wirtschaftlichen Unsicherheiten ist der Markt bislang nur in Nischen aktiv. Dennoch lässt sich ein tragfähiges Marktmodell skizzieren – mit Fokus auf dezentrale Energieversorgung, Restholzverwertung und Industriepartnerschaften.

Insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen, die über kontinuierliche Energiebedarfe verfügen und sich in holzreichen Regionen befinden, ergibt sich ein wirtschaftlich wie ökologisch relevantes Einsatzpotenzial. Laut Erhebungen der Österreichischen Energieagentur (AEA) sowie der „Wald-, Biomasse- und Energieplattform“ liegt das technisch erschließbare Potenzial für Holzgas in Österreich bei etwa 25 bis 30 Petajoule pro Jahr (ca. 7–8 TWh), wobei nachhaltige Bewirtschaftung und Kaskadennutzung zwingende Voraussetzungen sind (vgl. (Baumann, et al., 2021))

Die Nutzung kann dabei entweder im Inselbetrieb zur Eigenversorgung oder in Kombination mit Netzeinspeisung von Strom und Wärme erfolgen. Um den Markthochlauf von Holzgas in der Industrie gezielt zu fördern, werden folgende Empfehlungen formuliert:

- Contracting-basierte Energieversorgung : Ein zentrales Element stellt die Auslagerung des Anlagenbetriebs an spezialisierte Dienstleister dar. Diese errichten, betreiben und warten die Holzvergasungsanlagen, während das Unternehmen nur die bereitgestellte Energie (Strom/Wärme) bezahlen. Dies reduziert die Investitionsrisiken und erleichtert die Markteinführung.
- Regionale Restholzverwertung & Brennstoffmärkte: Zur Sicherstellung einer nachhaltigen, kostengünstigen Brennstoffversorgung wird der Aufbau regionaler Brennstoffkooperationen empfohlen. Diese können insbesondere auf Rest- und Altholzströme aus der Holzverarbeitenden Industrie, Forstwirtschaft oder Straßenpflege zurückgreifen. Die Anreizsetzung für die Kreislaufführung von Holz in jeglichen Wertschöpfungsprozessen (wie z.B. Baubranche, Logistik) ist eine klare Handlungsempfehlung, wobei die konkreten Ausprägungen noch zu untersuchen sind.
- Leuchtturmprojekte & Skalierung: Zur Förderung des Know-hows und zur Reduktion von Vorbehalten sind gezielte Demonstrationsprojekte in typischen KMU-Branchen zu realisieren. Diese sollten modular aufgebaut, skalierbar und mit minimalem Betreuungsaufwand konzipiert sein. Auch hinsichtlich der Genehmigung dieser Anlagen bedarf es entsprechender Unterstützung und Know-How Aufbau in den Unternehmen.

Um diesen Transformationspfad weiter zu verfolgen, ist es notwendig, dass die betroffenen und interessierten Unternehmen gemäß deren technischen Prozessvoraussetzungen (z.B. Temperaturen

> 200 °C) eine Standortanalyse für die technische Umrüstung durchführen. Des Weiteren sollten die technoökonomischen Bewertungen so detailreich wie möglich durchgeführt werden, wie bspw. die Bezugskosten für die notwendige Biomasse, Netzkosten für leitungsgebundene Transporte, CO₂-Bepreisung, lfd. Betriebskosten in der transformierten Prozessfahrweise sowie die grob skalierten Investitionskosten für den Umbau und Installation der neuen Technik. Hierzu kann das Bewertungsmodell eine wertvolle Grundlage für die kommenden Investitionsentscheidungen für die betroffenen Unternehmen sein.

Biogas bzw. Biomethan

Biomethan ist eine relativ einfache Möglichkeit für Unternehmen die Defossilisierung der Prozesse, die Prozesstemperaturen über 200 °C erfordern und derzeit auf fossiles Erdgas ausgelegt sind, vorzunehmen. Auf Grund der chemischen Eigenschaften und der Energiedichte von Biomethan, kann davon ausgegangen werden, dass Biomethan in Erdgasqualität grundsätzlich weniger Anpassungen in der derzeit auf Erdgas-basierten Prozessführung der Industriebetriebe erfordert als Wasserstoff.

Wesentlich für den Markthochlauf ist, dass die Kosten für die Erzeugung von Biomethan in geeigneten Mengengerüsten (u.a. Leistungswerte pro Stunde) in einem ökonomischen Zusammenhang mit den Energiebeschaffungspreisen für den breiten Einsatz von Biomethan erfolgt. Dies betrifft die Herstellkosten je Normkubikmeter Biomethan sowie die Netzentgelte für den Transport. Nicht zu vergessen ist, dass hier auch ein weitreichender Anteil des bestehenden Assets an Erdgasverteilungen weiterhin ökonomisch effizient genutzt werden kann. Dies bedingt auch eine wesentlich niedrigere Markteintrittsbarriere gegenüber Wasserstoff. Der Anspruch an das Systemdesign ist allerdings komplexer, da die Bestandsstruktur aus vielen kleinen dezentralen Produzenten besteht, die nicht alle einen unmittelbaren Zugang zum bestehenden Erdgasnetz haben.

Dabei kann der Ansatz aus der Wasserstoffstrategie „Infrastruktur schafft Markt“ auch auf den Bereich Biomethan übertragen werden. Dies bedarf gezielter Investitionen z.B. in Einspeisepunkte ins Gasnetz (v.a. auf Netzebene 2 und 3), Verdichterstationen und Aufbereitungsanlagen. Zentral sind hierbei Investitionen in Umrüstung bestehender Biogasanlagen sowie die Errichtung neuer Anlagen, idealerweise in unmittelbarer Nähe der potentiellen Konsumenten.

Dahingehend könnten folgende Idee aufgegriffen werden, um einerseits den Zugang für kleine und mittlere Industriebetriebe zum Energieträger Biomethan zu erleichtern und die Verfügbarkeit, unabhängig von der bestehenden Erdgasinfrastruktur, zu erhöhen:

- **Regionaler Grüngas-Cluster:** Kleine Biogasanlagen könnten sich regional zu sogenannten Grüngas-Clustern zusammenschließen, um gemeinsam den Zugang zum Gasnetz für erneuerbares Gas zu realisieren. Durch einen gemeinsamen Anschlussverbund gemäß § 75 GWG 2011 können die Kosten für Netzanschluss, Verdichterstationen und Qualitätssicherung geteilt werden.

Als weitere Handlungsempfehlungen können derzeit beispielhaft Anschubfinanzierungen, Förderinstrumente oder Bezugsgarantien für Biomethan als mögliche Instrumente, um die vorhandenen Potentiale technisch wie ökonomisch zu realisieren, genannt werden.

5.4.2. Wasserstoff

Grüner Wasserstoff ist ein weiterer relevanter Energieträger für die betrachteten Unternehmen bzw. deren Herstellungsprozesse. Auch Wasserstoff sollte vorrangig für Betriebe eingesetzt werden, deren Prozesse Temperaturen über 200 °C verlangen und welche bisher vorrangig auf Erdgas basierten. Im Gegensatz zu Biomethan ist mit Anpassungen der Prozessführungen bei den betroffenen Unternehmen und daher mit voraussichtlich höheren Investitionen zu rechnen.

Kurzfristig ist aber insbesondere die Realisierung von regionalen Erzeugungs- und Verwendungsszenarien denkbar. Mittelfristig, wenn die Gasverteilungsinfrastruktur den Bedürfnissen für Wasserstofftransport angepasst wird, können die Anwendungsszenarien umfangreicher geplant werden und Betriebe direkt mit leitungsgebundenem grünem Wasserstoff versorgt werden. Daneben bleibt die ökonomische Beschaffung von grünem Wasserstoff eine Herausforderung.

Handlungsempfehlung auf technischer Ebene ist, dass die notwendigen technologischen Entwicklungen für die relevanten Herstellungsprozesse weiterhin im Fokus stehen. Hier wird mittelfristig eine Innovationsschub für die Industrieanwendungen zu erwarten sein. Damit die Kommerzialisierung der neuen technischen Möglichkeiten umsetzbar werden, sind finanzielle Anreize für Prototypen-Anlagen und Prozessdemonstratoren sowie Anschubfinanzierungen denkbare Handlungsoptionen.

Im Entwurf für den Hochlauf des Wasserstoffzielmarktes, der sich aktuell in Begutachtung befindet, werden Hochlaufphasen zur Verwendung von Wasserstoff in Österreich definiert (E-Control, 2025). Zunächst liegt der Fokus auf der Bildung von zwei bis drei Clustern mit eigenständiger Erzeugung bis zum Jahr 2030. Die Verwendung von Wasserstoff reduziert sich dabei auf regionale Verteilnetze. Für KMU, die sich in diesen regionalen Clustern befinden und die Nutzung von Wasserstoff für Herstellungsprozesse erwägen, sollten sich bereits jetzt in diese einbinden, wobei der Fokus zuallererst auf der Versorgung energieintensiver Unternehmen liegt. Ab dem Jahr 2030 ist eine Anbindung dieser Verteilnetze an ein überregionales Transportnetz von Wasserstoff geplant. Hierzu gehört unter anderem die Verbindung an den SOUTH2-Corridor. Dadurch wird der Netzanschluss weiterer Entnehmer:innen begünstigt.

5.4.3. Elektrifizierung

Die Elektrifizierung der Prozesse sollte insbesondere bei Unternehmen forciert werden, deren notwendigen Prozesstemperaturen unter 200 °C liegen. Eingangs sind jedoch hohe Investitionen zu tätigen, da die Herstellverfahren gegenüber den erdgasbasierten Anlagen einen Neubau des Prozesses und deren Anlagen bedeutet.

6 Ausblick und Empfehlungen

6.1. Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger:innen

Die im Rahmen des Projekts gewonnenen Erkenntnisse zeigen deutlich, dass die Dekarbonisierung kleiner und mittlerer Industrieunternehmen in Österreich technisch umsetzbar und wirtschaftlich darstellbar ist, vorausgesetzt, zentrale politische, regulatorische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen sind gegeben. Das entwickelte techno-ökonomische Bewertungsmodell bietet Unternehmen eine fundierte Möglichkeit, erste Abschätzungen zur Integration von erneuerbaren Energieträgern in ihre Produktionsprozesse vorzunehmen. Für präzisere, unternehmensspezifische Empfehlungen müssen jedoch zusätzliche Faktoren, wie etwa zukünftige Netzinfrastuktur, der Platzbedarf am Standort oder regionale Besonderheiten, berücksichtigt werden.

Folgende Aussagen und Empfehlungen aus dem Sondierungsprojekt, können daher branchenübergreifend und für alle betrachteten Use Cases getroffen werden:

Die **Anreizsetzung** für die Defossilisierung der Herstellungsprozesse ist für die Unternehmen interessanter als die Kostenbelastung durch die CO₂-Bepreisung. Die Möglichkeiten können bestehende wie auch neue Anreizsysteme beinhalten. U.a. ist dabei zu beachten, dass dies auch zusätzliche regionale Wertschöpfung (Verdienst, Beschäftigungseffekt uvm.) mit längerfristiger Wirkung entfalten kann. Dieser Aspekt sollte in der wirtschafts- und energiepolitischen Diskussion mehr Platz erhalten.

Grundsätzlich wird von den Unternehmen **Planungssicherheit** gefordert, was insbesondere den Aspekt der Rechtssicherheit betrifft. Die erfolgreiche Dekarbonisierung kleiner und mittlerer Industrieunternehmen in Österreich erfordert nicht nur technische Lösungen oder Förderanreize, sondern vor allem eine verlässliche, langfristige rechtliche Rahmenordnung. Ohne klare Signale seitens der Gesetzgebung und Regulierung bleiben Investitionen in umweltfreundliche Energieformen risikobehaftet, besonders für KMUs mit begrenzten Planungskapazitäten und finanzieller Ressourcen. Zudem spielen auch **transparente Markt- und Zugangsregeln** eine wesentliche Rolle. Der Zugang zu Infrastruktur, zu Herkunftsnachweisen und Zertifikatsmärkten sowie die Regelungen für Netzeinspeisung und Bilanzierung erneuerbarer Energieträger müssen gesetzlich klar definiert sein. Unternehmen brauchen einfache und rechtssichere Prozesse zur Teilnahme an diesen Märkten. Das Hinterherhinken bei der Umsetzung bestehender EU-Richtlinien in die nationale Gesetzgebung stellt ein signifikantes Hemmnis dar.

In diesem Zusammenhang spielen auch **vereinfachte Genehmigungsverfahren** eine signifikante Rolle. Denn neue Technologien wie Holzgas-, Biogas- oder Wasserstoffanlagen, können nur skaliert werden, wenn ihre Genehmigung transparent, effizient und rechtlich eindeutig geregelt ist. Dies umfasst einheitliche Standards, und Fristen und erfordert von Seiten der Behörden Beratungs- und Unterstützungsleistungen, sowie auf Seiten der Unternehmen entsprechende Schulungs- und Weiterbildungsangebote.

Weiters kann auch der Aspekte der **Infrastrukturverfügbarkeit** genannt werden. Die Umsetzung von geplanten Infrastrukturen ist sicherzustellen und dies auch entsprechend zu kommunizieren. Beispielhaft sei hier das derzeit in Diskussion stehende Wasserstoffnetz genannt, das bei realer

Umsetzung auch die Ausgangslage von Unternehmen hinsichtlich möglicher alternativer Technologien für deren Prozesse entsprechend verändern würde.

6.2. Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Ein klarer Handlungsvorschlag ist die **Ausrollung des Bewertungsmodells** auf weitere Branchen und Unternehmensgrößen. Obwohl das Modell im Projektcharakter nur für eine begrenzte Anzahl von Use Cases entwickelt wurde, ist die Methodik übertragbar – insbesondere wenn regionale und standortspezifische Daten in die Bewertung integriert werden.

Darüber hinaus sollten **Synergien zwischen Sektoren** identifiziert und gezielt genutzt werden. Ein Beispiel ist die Kopplung von Biomassepotenzialen (z. B. Biogas/-methan) mit industriellen Verbrauchern. Das AGGM-Projekt *InGRID* zeigt exemplarisch, dass auf der Erzeugerseite bereits viele Informationen vorhanden sind, während die potenzielle Nachfrage durch Industrieunternehmen noch kaum bekannt ist. Diese Lücke gilt es durch modellhafte, österreichweite Ansätze zu schließen.

Empfohlen wird auch die **Schaffung regionaler Leuchtturmprojekte** als Best-Practice-Beispiele. Solche Projekte fördern Innovationen, stärken die österreichische Industrie und heben bisher ungenutzte Potenziale hervor. Insbesondere durch die Einbindung heimischer Hersteller von Prozesstechnologien, die zum Teil als Weltmarktführer gelten.

Abschließend wird empfohlen, eine **technologie- und umsetzungsorientierte Modellbildung auf Branchenebene** zu entwickeln. Hierbei ist die **Integration der Kreislaufwirtschaft** mit zu betrachten, beispielsweise durch den Einsatz von Alt-, Bau- oder Restholz in der Bauwirtschaft oder biogenen Reststoffen in der Lebensmittelindustrie (etwa Molkereien). Dabei sind auch spezifische Anforderungen an Leistungsbereiche (z. B. von 0,5 MWh/h bis 20 MWh/h) zu berücksichtigen.

Die Umsetzung der im Projekt identifizierten Handlungsempfehlungen zur Dekarbonisierung der Industrie, insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen, setzt ein koordiniertes Zusammenspiel von Förderpolitik, Rechtssicherheit, Infrastrukturplanung und technischer Innovation voraus. Nur durch einen solchen integrierten Ansatz kann eine nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Transformation gelingen.

7 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energetischer Endverbrauch Gas 2021 nach Sektoren je Bundesland (BMK, 2024)	9
Abbildung 2: Energiebedarf der unterschiedlichen Branchen nach Energieträger (Austrian Institute of Technology, Montanuniversität Leoben, Energieinstitut der Johannes Kepler Universität, Austrian Energy Agency, 2019)	10
Abbildung 3: H2 Roadmap - Wasserstoffinfrastruktur nach 2040 (AGGM, 2024)	11
Abbildung 4: Vorgangsweise im Rahmen von Gas Switch	12
Abbildung 5: Überblick rechtliche Rahmenbedingungen (Stand Jänner 2025)	17
Abbildung 6: Aufbau und Inputparameter des Bewertungsmodells	20
Abbildung 7: Ziegelfabrik 1 – Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	29
Abbildung 8: Ziegelfabrik 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.....	30
Abbildung 9: Ziegelfabrik 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.....	30
Abbildung 10: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	31
Abbildung 11: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.....	32
Abbildung 12: Ziegelfabrik 2 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.....	32
Abbildung 13: Maschinenbaubetrieb- Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	34
Abbildung 14: Maschinenbaubetrieb- Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	34
Abbildung 15: Maschinenbaubetrieb - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.....	35
Abbildung 16: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	36
Abbildung 17: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	37
Abbildung 18: Molkerei 1 - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.....	37
Abbildung 19: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WEM.....	39
Abbildung 20: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario WAM.....	39

Abbildung 21: Thermische Sojabohnenbehandlung - Entwicklung der Betriebskosten der Use Cases im Vergleich zur Referenztechnologie im Szenario Transition.....	40
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Projektrelevante Studien und Strategien	13
Tabelle 2: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Ziegelwerk (Betrieb Tunnelofen)	22
Tabelle 3: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Maschinenbau (Erwärmung Blechzuschnitt)	23
Tabelle 4: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall Molkerei (Prozessdampferzeugung).....	24
Tabelle 5: Parameter Referenztechnologie und Use Cases für den Anwendungsfall „Thermische Sojabohnenbehandlung“	25
Tabelle 6: Daten Energiepreisentwicklung (Daten aus (Schützenhofer, 2024)).....	27
Tabelle 7: Im Bewertungsmodell hinterlegte Preisentwicklung für CO ₂ im EU-ETS sowie Effort Sharing für die Szenarien WEM, WAM und Transition. Daten aus (Krutzler, et al., 2023).	27
Tabelle 8: Elektrizitäts- sowie Erdgasabgabe aus (E-Control, 2024) und (Bundesministerium für Finanzen, 2024)	28
Tabelle 9: Branchenübergreifende Zusammenfassung der Ergebnisse	42

Literaturverzeichnis

Austrian Institute of Technology, Montanuniversität Leoben, Energieinstitut der Johannes Kepler Universität, Austrian Energy Agency. 2019. *IndusTRieS - Energieinfrastruktur für 100 % erneuerbare Energie in der Industrie.* Wien : s.n., 2019.

Baumann, M., et al. 2021. *Erneuerbares Gas in Österreich 2040. Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot.* Wien : Austrian Energy Agency, 2021.

AGGM. 2024. H2 Roadmap. [Online] 04. 04 2024. <https://www.aggm.at/energiewende/h2-roadmap/>.

BMK. 2024. *Integrierter Österreichischer Netzinfrasturkturplan.* Wien : BMK, 2024.

Bundesministerium für Finanzen. 2024. Unternehmensservice Portal. *Erdgasabgabe.* [Online] 17. 10 2024. [Zitat vom: 30. 10 2024.] https://www.usp.gv.at/steuern-finanzen/weitere-steuern-und-abgaben/verbrauchsteuern_und_energieabgaben/erdgasabgabe.html .

Danish Energy Agency. 2025. Technology Data for Industrial Process Heat. [Online] 2025. [Zitat vom: 04. 08 2024.] <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-industrial-process-heat>.

E-Control. 2025. Eckpunkte eines H2-Ziel-Marktmodelles. [Online] 04 2025. [Zitat vom: 10. 06 2025.] https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Dekarbonisierung_Zielmarktmodell_Diskussionspapier_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf/43bbf75a-1bca-96c6-1a87-33da939a35d5?t=1744362299705.

—. **2024.** Steuern und Abgaben. [Online] 2024. [Zitat vom: 10. 07 2024.] <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/steuern-und-abgaben>.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, I. f., & RWTH Aachen University (IOB)F. 2023. *CO2 neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen.* Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2023.

Fritz, D., et al. 2023. *HARMONISIERTE ÖSTERREICHISCHE DIREKTE UND INDIREKTE THG-EMISSIONSFAKTOREN FÜR RELEVANTE ENERGIETRÄGER & TECHNOLOGIEN.* Wien : Umweltbundesamt, 2023.

Geres, R., Lausen, J. und Weigert, S. 2021. *Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland. Ein Weg zur Klimaneutralität der Branche bis 2050.* Berlin : Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V., 2021.

inGRID - Einspeisekarte für erneuerbare Gase: Technisch und ökonomisch geeignete Standorte für die Gaseinspeisung. **Awetisjan, Vartan . 2024.** Wien : AGGM, 2024. Biogaskongress 23.

Krutzler, T. und et al. 2023. *Energie und Treibhausgasszenarien 2023. WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050.* Wien : Umweltbundesamt, 2023.

Krutzler, T., et al. 2023. *Energie und Treibhausgasszenarien 2023. WEM, WAM und Transition mit Zeitreihen von 2020 bis 2050.* Wien : Umweltbundesamt, 2023.

Schützenhofer, Christian. 2024. *Transformationspfade und FTI-Fahrplan für eine klimaneutrale Industrie 2040 in Österreich.* Wien : Klima- und Energiefonds der österreichischen Bundesregierung., 2024.

Statistik Austria. 2025. Energiebilanzen. [Online] 01. 06 2025. <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>.

Viebahn, P., et al. 2024. *Dekarbonisierung der industriellen Produktion - AP1 Ganzheitliches Bewertungsschema für Technologien.* Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2024.