

Flexibilisierungspotenziale elektrifizierter Industrieprozesse in der Ernährungsindustrie

Kurzstudie

Ort: Karlsruhe
Datum: 06.10.2025

Status: Final

Impressum

Flexibilisierungspotenziale elektrifizierter Industrieprozesse in der Ernährungsindustrie

Projektleitung

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Michael Haendel, michael.haendel@isi.fraunhofer.de; Dr. Matthias Rehfeldt, matthias.rehfeldt@isi.fraunhofer.de; Luna Lütz, luna.luetz@isi.fraunhofer.de

Verfasst im Auftrag von

OVID - Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e. V.

Am Weidendamm 1A, 10117 Berlin

Verband der Getreide-, Mühlen- und Stärkewirtschaft VGMS e.V.

Neustädtische Kirchstraße 7A, 10117 Berlin

Verfasst mit Unterstützung der Verbändeallianz Energieintensive Ernährungsindustrie

Bundesverband der Deutschen Süßwarenindustrie e. V. (BDSI)

Bundesverband spezielle Lebensmittel (DIÄTVERBAND) e. V.

Bundesvereinigung der deutschen Ernährungsindustrie e. V. (BVE)

Deutscher Brauer-Bund e. V.

Deutscher Mälzerbund e. V. (dmb)

Deutscher Verband der Hefeindustrie e. V.

Milchindustrie-Verband e. V. (MIV)

OVID Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e. V.

Verband der deutschen Fruchtsaft-Industrie e. V. (VdF)

Verband Deutscher Großbäckereien e. V.

Verband der Getreide-, Mühlen- und Stärkewirtschaft VGMS e. V.

Verein der Zuckerindustrie e. V. (VdZ)

Veröffentlicht

Oktober 2025

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Einleitung	6
1.1 Kontext und Zielsetzung	6
1.2 Vorgehen	7
2 Industrieprozesse in der Ernährungsindustrie.....	8
2.1 Energieverbrauch und Eigenschaften der Nahrungsmittelindustrie.....	8
2.2 Ölsaatenverarbeitung.....	9
2.2.1 Prozesskette.....	9
2.2.2 Anlagenpark	10
2.2.3 Elektrifizierungspotenzial.....	11
2.2.4 Flexibilisierungspotenzial.....	12
2.3 Stärkeherstellung	12
2.3.1 Prozesskette.....	12
2.3.2 Anlagenpark	13
2.3.3 Elektrifizierungspotenzial.....	14
2.3.4 Flexibilisierungspotenzial.....	14
3 Technische Herausforderungen und Flexibilitätsanalyse	16
3.1 Technologische Optionen für eine Dekarbonisierung.....	16
3.1.1 Dekarbonisierung durch Einsatz von Biomasse.....	16
3.1.2 Dekarbonisierung durch Einsatz von Wasserstoff.....	17
3.1.3 Dekarbonisierung durch Einsatz von Strom	17
3.2 Flexibilitätspotenzial.....	17
4 Ökonomische Herausforderungen	19
4.1 Methodik der Wirtschaftlichkeitsbewertung	19
4.2 Untersuchte Anwendungsfälle.....	20
4.3 Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungstechnologien.....	21
4.4 Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung.....	28
5 Übertragung des Flexibilitätspotenzials auf die Ernährungsindustrie	31
6 Energiepolitische und standortspezifische Herausforderungen.....	32
7 Zusammenfassung.....	39
8 Literatur	42

Executive Summary

Die vorliegende Kurzstudie untersucht stellvertretend am Beispiel der Ölsaatenverarbeitung und Stärkeherstellung in der deutschen Ernährungsindustrie die Potenziale und Hemmnisse einer umfassenden Elektrifizierung und Flexibilisierung der Produktion. Angesichts der ambitionierten Klimaziele und eines zunehmenden höheren Anteils an fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung rückt die Nachfrageseite verstärkt in den Fokus. Hybridisierte Anlagenkonzepte mit Wärmepumpen, Elektrodenkesseln, Wasserstoff- oder Biomassezufuhr sowie Speichern können dabei nicht nur die CO₂-Emissionen deutlich senken, sondern auch durch Lastverschiebungen und Flexibilitätsbereitstellungen zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien ins Energiesystem beitragen. Unter aktuellen Rahmenbedingungen ist der Einsatz dieser Technologien jedoch fast immer unwirtschaftlich.

Inhaltlich beruht die Analyse dieser Studie auf 13 halbstrukturierten Experteninterviews mit Vertretern von Produktionsstandorten aus den Ernährungsindustrie-Verbänden OVID und VGMS sowie ergänzenden Literaturrecherchen. Die Auswertung erfolgte thematisch getrennt nach Branche, gefolgt von einer zusammenführenden Ergebnisdarstellung. Die Kurzstudie teilt sich hierbei auf folgende drei Bereiche auf 1) Status quo der Produktionsprozesse und der Identifizierung von Elektrifizierungs- und Flexibilisierungspotenziale, 2) Wirtschaftliche Einordnung von Dekarbonisierungstechnologien im kontinuierlichen und flexiblen Betrieb und 3) Darstellung der Hemmnisse und Herausforderungen die sich aus den energiepolitischen Rahmenbedingungen und Produktionsstandorten ergeben.

Die Erhebungen zeigten, dass bei den Produktionsprozessen der energieintensiven Ernährungsindustrie **heute vorwiegend gasbetriebene** Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit Gesamtwirkungsgraden von teils über 92 % und Gaskessel zum Einsatz kommen, um Temperaturen meist bis 250 °C zu decken. Die einzelnen Produktionsprozessstufen sind voneinander abhängig und werden in einem **kontinuierlichen Betrieb** mit nur eingeschränkten Flexibilisierungsmöglichkeiten betrieben, um Qualitätsanforderungen an die Produkte einhalten zu können. Eine wirtschaftliche Betriebsführung erfordert zudem **hohe Auslastungen** von über 80-85 %, die bei Kampagnebetrieben auf einen nahezu Volllastbetrieb ansteigen können, um den Einschränkungen bei der Lagerfähigkeit der zu verarbeitenden Lebensmitteln gerecht zu werden. Im Falle des Einsatzes von KWK-Anlagen sind diese meist wärmegeführt, wobei deren Stromerzeugung auch sehr gut zum zeitlichen und mengenmäßigen Strombedarf der Produktionsstandorte passen. Sofern der historisch gewachsene Anlagenpark zur Prozesswärmebereitstellung es erlaubt, erfolgt vereinzelt auch ein stromgeführter Betrieb, bei dem die Betriebsweise der KWK-Anlage am Day-Ahead Markt ausgerichtet wird.

Möglichkeiten einer weiteren Flexibilisierung ergeben sich daher vorwiegend in der Prozesswärmebereitstellung, insbesondere wenn eine elektrifizierte Anlagentechnik zum Einsatz kommt. Wird diese dann noch kombiniert mit einer **hybriden Anlagentechnik bzw. Speichern**, so lassen sich **technisch hohe Flexibilitäten bereitstellen** mit aktuell aber fehlender Wirtschaftlichkeit. Eine **Vollelektrifizierung** der Prozesse erscheint überwiegend technisch möglich zu sein, bei der **Hochtemperatur-Wärmepumpen** bis 140-150 °C bzw. **Elektrodenkessel** dann für höhere Temperaturen zum Einsatz kommen. In einigen Bereichen wie der Direkttrocknung kann eine Elektrifizierung aber auch herausfordernder sein. Auf Branchenebene lässt sich bis 2050 ein Lastverschiebungspotenzial von 0,4 GW bis 1,5 GW ableiten, was unter derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen sich wirtschaftlich aber nicht umsetzen lässt.

Neben der Elektrifizierung bestehen in der Ernährungsindustrie aber noch weitere Optionen, die zu einer erfolgreichen Dekarbonisierung beitragen können. So könnte verstärkt auf den Einsatz von Wasserstoff oder Biomasse gesetzt werden, was jedoch nur am Rande in der Studie betrachtet

wurde. **Wasserstoff** kann dabei Erdgas substituieren. Beimischungen stellen meist keine Probleme dar. Für hohe Wasserstoffkonzentrationen bzw. den reinen Wasserstoffeinsatz hängt dies vom aktuellen Anlagenpark ab. Teilweise ist eine Umrüstung möglich und teilweise sind umfangreiche Neuinvestitionen erforderlich, da sich Anlagen nicht umrüsten lassen. Herausforderung hier sind jedoch die **sehr hohen Kosten**. Für **Biomasse** ergeben sich verschiedene Einsatzfelder. So kann diese bspw. direkt verbrannt werden oder auch zu Biogas verarbeitet und im bestehenden Anlagenpark eingesetzt werden. Zugang zu Biomasse besteht meist und es scheint eine wirtschaftlich attraktivere Option als Wasserstoff zu sein, es stellt sich aber die Frage der **Vorrangigkeit** bei der energetischen bzw. stofflichen Biomassenutzung.

Die techno-ökonomische Modellierung anhand der Wärmegestehungskosten machte deutlich, dass Energie- und CO₂-Kosten heute 67 %–99 % der Gesamtkosten ausmachen, während Investitionen nur 1 %–11 % beitragen. Unter den **aktuellen Preisrelationen bleibt Erdgas-KWK meist die günstigste Option**. Wärmepumpen verursachen Mehrkosten von 56 %–80 % gegenüber fossilen Systemen, Wasserstoffdampfkessel sind 175 %–270 % teurer. Erst unter kontrafaktischen Annahmen (Strompreis inkl. aller Steuern, Abgaben und Umlagen von 60 €/MWh, vollständige CO₂-Kostenkompensation) erreichen Wärmepumpen und Elektrodenkessel Kostenvorteile von bis zu 39 %. Eine **Flexibilisierung kann begrenzte zusätzliche Kosteneinsparungen** von 6 %–12 % in einem **zukünftigen** dekarbonisierten Energiesystem bewirken, wenn Lasten an Strompreisschwankungen angepasst werden. Wirtschaftliche Vorteile erscheinen dabei für Wärmepumpen möglich zu sein, wohingegen die Bereitstellung von Prozesswärme mit höherer Temperatur durch Elektrodenkesseln auch zukünftig eine wirtschaftliche Herausforderung zu bleiben scheint.

Trotz des technischen und ökonomischen Potenzials hemmen heute vor allem infrastrukturelle und regulatorische Rahmenbedingungen den Wandel. **Netzanschlüsse** für großvolumige Wärmepumpen oder Elektrodenkessel bedürfen Ausweitungen um das Zwei- bis Fünffache und werden von überlasteten Netzbetreibern häufig mit jahrelangen Verzögerungen bis zu einer möglichen Bereitstellung beantwortet. **Netzentgelte** orientieren sich bislang an Anschlusskapazität statt an tatsächlichem Verbrauchsprofil, sodass flexible Lastfahrweisen mit Mehrkosten statt Vergünstigungen belegt werden. Zusätzlich werden Investitionen erschwert durch begrenzte Flächenressourcen im Bestand, Investitionsentscheidungen im internationalen Wettbewerb, komplexe Genehmigungsverfahren und **Planungsunsicherheiten**, die sich durch Unsicherheiten bzw. häufige Veränderungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen ergeben.

Für einen erfolgreichen Transformationspfad bedarf es daher beschleunigter Netzanschlüsse mit Priorisierung emissionsarmer Anlagen, Einführung von Netzentgelte, die Auswirkungen einer Flexibilisierung mitdenken, sowie Gesamtstrompreise die sich in der Größenordnung des Erdgaspreises zuzüglich anfallender Emissionskosten bewegen. Phasenweise Umrüstung bestehender KWK-Anlagen zu hybriden Systemen und der gezielte Einsatz von Speicher können bei gegebener Wirtschaftlichkeit die nächsten Schritte einer weiteren Dekarbonisierung der Ernährungsindustrie sein und die Grundlage schaffen, die Wettbewerbsfähigkeit zu sichern und einen substanziellen Beitrag zu den Klimazielen zu leisten.

1 Einleitung

1.1 Kontext und Zielsetzung

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss das Energiesystem – sowohl in der Erzeugung als auch in der Nutzung, insbesondere im Industriesektor – grundlegend umgestaltet werden. Statt großer, grundlastoptimierter Kraftwerke rücken verstärkt dezentrale und flexible Anlagen in den Mittelpunkt, die vorwiegend Wind- und Solarenergie einsetzen. Mit der zunehmenden Intensivierung der Sektorenkopplung gewinnt die Nachfrageseite an Bedeutung, da sie durch Flexibilitätsbereitstellung aktiv zum Ausgleich des Systems beitragen kann. Auf der Nachfrageseite erfordert der Wandel hin zu emissionsarmen Produktionsprozessen zudem den Umstieg auf klimaneutrale Energieträger wie Strom, Wasserstoff oder Biomasse und damit eine Modernisierung des gesamten Anlagenparks. Zwar ist die Industrie bereits heute am Strommarkt aktiv und liefert kurzfristige Flexibilitäten, jedoch nur in begrenztem Umfang. Erst durch hybride Anlagenkonzepte, den Einsatz von Energiespeichern und flexible Produktionsabläufe lässt sich das volle Potenzial zur Bereitstellung von Energieflexibilitäten erschließen. Dadurch sinken die Integrationskosten erneuerbarer Energien und produzierende Unternehmen profitieren von niedrigeren Energiekosten und einer erhöhten Versorgungssicherheit.

Die Ernährungsindustrie ist mit knapp 10 % der industriellen Endenergienutzung in Deutschland eine wichtige, aber in diesem Zusammenhang noch wenig untersuchte Branche. Sie besteht aus mehreren energieintensiven Branchen, setzt zur Deckung des Wärmebedarfs vorrangig (94 %) auf Erdgas und weist zudem den dritthöchsten Strombedarf aller statistisch erfassten Branchen im verarbeitenden Gewerbe auf. Die aktuelle Nutzung von 4 % des deutschen Strombedarfs ist potenziell durch Elektrifizierung von Prozesswärmeanlagen verdoppelbar – entsprechend scheint die Betrachtung von damit verbundenen Flexibilitätspotenzialen lohnenswert. Innerhalb der Nahrungsmittelindustrie spielen die Ölsaaten verarbeitende und Stärke produzierende Industrie eine wichtige Rolle als Produzent von End- und Zwischenprodukten für eine breite Palette von Lebensmitteln, aber auch für Futtermittel und Grundstoffe für die industrielle Nutzung. Auch bei der Produktion von Stärke und raffiniertem Öl wird bei der Prozesswärmebereitstellung vorwiegend auf Erdgas zurückgegriffen, wobei meist Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) den benötigten Prozessdampf und die elektrische Energie bereitstellen. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind häufig bereits ausgereizt, sodass Umstellungen des Anlagenparks zur Erreichung der Klimaneutralität nicht ausgeschlossen sind und Chancen für eine vermehrte Bereitstellung von Flexibilitäten bieten. Hierbei kommt es aber auch auf wettbewerbsfähige Energiekosten für klimaneutraler Energieträger an und es spielt der regulatorischen Rahmen eine wichtige Rolle, um die Integration der erneuerbaren Energien in einem sinnvollen Rahmen zu ermöglichen.

Ziel der Kurzstudie ist es daher – angelehnt an die Studie „Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse“ (FlexIPro) des KEI (Fleiter et al. 2024) – die Ernährungsindustrie am Beispiel der Stärke herstellenden und Ölsaaten verarbeitenden Industrien hinsichtlich der **Elektrifizierungs-** und **Flexibilisierungspotenziale** zu untersuchen. In diesem Kontext sollen kurz- und langfristige Potenziale für die Transformation der Öl- und Stärkeproduktion identifiziert und eingeordnet werden. Darüber hinaus soll auf Basis der identifizierten langfristigen Umstellungspotenziale eine **ökonomische Einordnung** vorgenommen werden und geprüft werden, welche Empfehlungen sich hieraus für den **regulatorischen Rahmen** ergeben.

1.2 Vorgehen

Für die vorliegende Untersuchung wurde methodisch eine Kombination aus Primärerhebung und Sekundäranalyse gewählt: Dabei bildeten 13 halbstrukturierte Experteninterviews mit Vertretern von Unternehmen aus dem Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland (OVID) und dem Verband der Getreide-, Mühlen- und Stärkewirtschaft VGMS e.V. (VGMS) die Hauptgrundlage der Datenerhebung. In den meisten Fällen widmete sich jeweils ein Interview einem Produktionsstandort, was einen tiefgehenden Einblick in die betrieblichen Abläufe und die vorhandene Infrastruktur (Strom-, Erdgas- und Wasserstoffversorgung) erlaubte. Die Datenerhebung mit den Interviews wurde zudem um gezielte Literaturrecherchen ergänzt, um ausgewählte Aussagen aus den Interviews zu verifizieren und ergänzende Erkenntnisse aus dem Stand der Forschung zu Elektrifizierung und Flexibilisierungspotenziale aus anderen Branchen mit in die Untersuchung mit einzubringen.

Die Gespräche dauerten im Durchschnitt 60–75 Minuten und begannen jeweils mit einer Beschreibung der vor Ort realisierten Produktionsprozesse. Anschließend wurden bereits umgesetzte oder in Planung befindliche Dekarbonisierungsmaßnahmen besprochen. Daran schlossen sich Gespräche zum Thema Flexibilität an, wobei ein besonderer Fokus auf genutzte und zukünftig denkbare stromseitige Flexibilitäten – etwa durch Lastmanagement oder Lastverschiebung – gelegt wurde. Besprechungen zum Lastgang verdeutlichten, wie Energiemuster im Alltag aussehen und welche Potenziale die Unternehmen hier sehen. In diesem Zusammenhang wurde auch immer kurz auf die Infrastruktursituation bzgl. der Strom-, Erdgas- und Wasserstoffbereitstellung eingegangen. Abschließend wurden Diskussionen zu den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen und der bürokratischen Hemmnisse, die eine Transformation erschweren oder verhindern, geführt. Ergänzend sei erwähnt, dass teilweise weitere Dokumente, wie für den Standort entwickelte Dekarbonisierungsstrategien, von den interviewten Unternehmen zur Vorbereitung der Gespräche oder auch im Nachgang zur Verfügung gestellt wurden.

Nach der Aufbereitung aller Gespräche erfolgte eine systematische Auswertung: Zunächst wurden die Interviewaussagen thematisch gruppiert und branchenspezifisch zwischen Stärke- und Ölsaatenverarbeitung getrennt betrachtet. Darauf aufbauend wurden typische Anwendungsfälle sowie zentrale Herausforderungen herausgearbeitet, die insbesondere auch für andere Branchen der Ernährungsindustrie mit ähnlich Charakteristik gelten könnten. Die Ergebnisdarstellung gliedert sich in vier Kapitel: 1) Beschreibung des Status quo der Energieversorgung und -nutzung, 2) Übersicht über Dekarbonisierungsoptionen und deren Auswirkungen auf die Flexibilitäten, 3) Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Dekarbonisierungspfade sowie 4) abschließende Synthese der regulatorischen und unternehmensspezifischen Herausforderungen. Durch die Kombination von Experteninterviews und Literaturbefunde konnte eine valide und praxisnahe Grundlage geschaffen werden, die sowohl theoretische Erkenntnisse als auch konkrete Umsetzungserfahrungen berücksichtigt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Analysen in dieser Kurzstudie auf standortspezifischen Daten beruhen und nicht zwangsläufig repräsentativ für die gesamte Branche sein müssen.

Anzumerken gilt ferner, dass im Fokus dieser Kurzstudie eine Dekarbonisierung durch Elektrifizierung stand. Alternativen werden kurz genannt, werden bei den Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit oder regulatorischem Rahmen jedoch nicht gesondert berücksichtigt. Im Rahmen der Elektrifizierung spielt Flexibilität eine wichtige Rolle bei der Integration erneuerbare Energien. Potentiale beim Lastmanagement im Bereich von Minuten bzw. Stunden und Brennstoffwechsel bilden dabei die Schwerpunkte der Flexibilitätsbetrachtung.

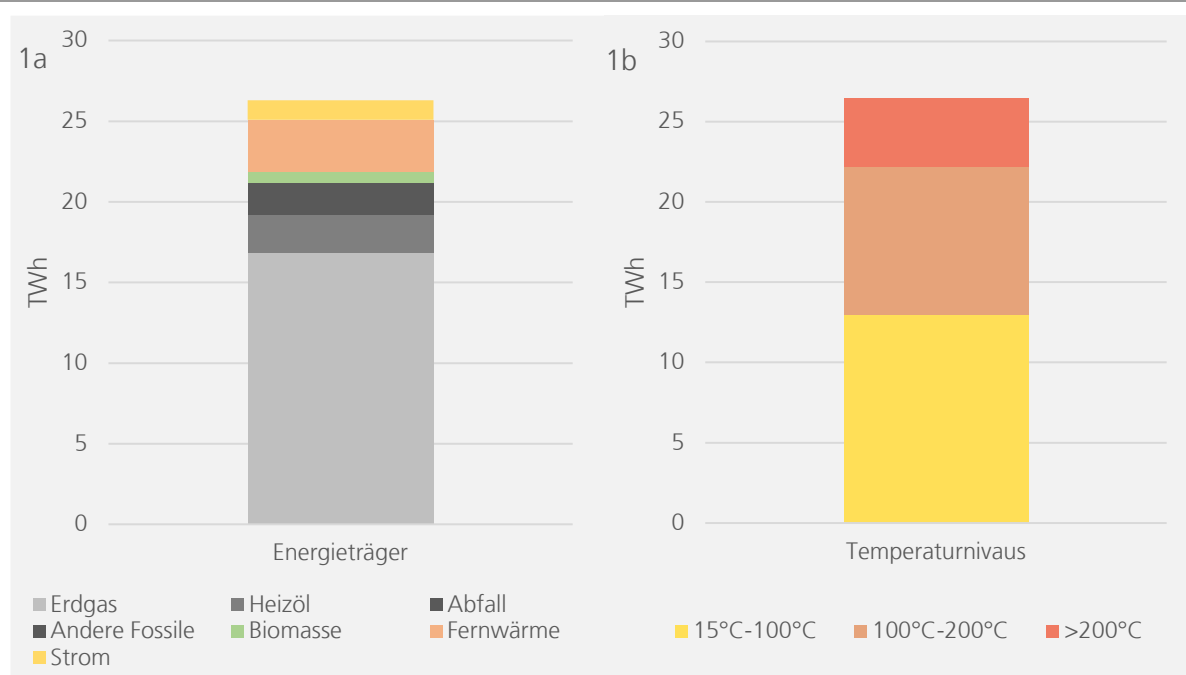
2 Industrieprozesse in der Ernährungsindustrie

2.1 Energieverbrauch und Eigenschaften der Nahrungsmittelin- dustrie

Die deutsche Nahrungs- und Futtermittelindustrie ist mit rund 185 Mrd. € Umsatz (2022) und ca. 620.000 Beschäftigten der viertgrößte Industriezweig des verarbeitenden Gewerbes; ihr Anteil an dessen Bruttowertschöpfung liegt bei etwa 6 %. Charakteristisch sind mittelständische Unternehmensstrukturen und eine hohe Produktvielfalt mit Fleisch- und Milchverarbeitung, Back-, Getränke- und Genussmittelherstellung (Statistisches Bundesamt 2025; Pascher et al. 2024).

2023 lag der Endenergieverbrauch der Branche bei 57 TWh (AG Energiebilanzen e.V. 2025), darin 26 TWh für Prozesswärme (Berechnung Fraunhofer ISI). Beinahe zwei Drittel (64 %) der Prozesswärme werden über Erdgas bereitgestellt, weitere verwendete Energieträger sind Biomasse (3 %) und Heizöl (9 %), geringfügig Strom (5 %) und gelieferte Wärme¹ (12 %). Knapp 50 % der Prozesswärme wird unter 100 °C genutzt, Temperaturniveaus über 500 °C sind selten (etwa 2 TWh, Abbildung 1). Die Nahrungsmittelindustrie erzeugte 2023 etwa 7,7 Mio. t CO₂ und machten damit knapp 6 % der Treibhausgasemissionen der verarbeitenden Industrie aus (AG Energiebilanzen e.V. 2025).

Abbildung 1: Energieträgernutzung und Temperaturniveaus für Prozesswärmebereitstellung in der Nahrungsmittelindustrie



Quelle: eigene Darstellung

Die Nahrungsmittelindustrie insgesamt wird meist nicht als energieintensiv eingestuft, oder je nach für die Bewertung herangezogenem Indikator als Grenzfall (z. B. durch das Verhältnis von Energiebedarf und Bruttowertschöpfung (Fleiter et al. 2013)). Innerhalb der Branche existieren hingegen Aktivitäten, die eine deutlich höhere Energieintensität aufweisen. Die Ölsaatenverarbeitung und Stärkeverarbeitung sind zwei dieser energieintensiven Aktivitäten der Nahrungsmittelindustrie.

¹ Relevant vor allem für einen Standort. Die gelieferte Wärme ist ebenfalls fossilen Ursprungs.

Diese Eigenschaft drückt sich unter anderem in der Temperaturverteilung des Wärmebedarfs aus, die gegenüber der gesamten Branche in Richtung höherer Temperaturen verschoben ist (üblicherweise zwischen 150 °C und 250 °C). Die Bereitstellung dieser Prozesswärme in den beiden Aktivitäten erfolgt wie im Durchschnitt der Branche vornehmlich aus Erdgas. Die Ölsaatenverarbeitung und die Stärkeproduktion sind als Vertreter der Nahrungsmittelindustrie insofern geeignet, als dass sie Herausforderungen der Energieversorgung und deren Dekarbonisierung besonders deutlich erkennbar machen. Erkenntnisse können – unter Berücksichtigung von technischen und ökonomischen Besonderheiten im Grundsatz auf andere Aktivitäten der Branche wie bspw. der Zuckerindustrie (auch Kampagnebetriebe wie Rübenverarbeitung) übertragen werden.

2.2 Ölsaatenverarbeitung

Die Ölsaaten verarbeitende Industrie umfasst in Deutschland die Weiterverarbeitung von Rapssaat, Sojabohnen und in geringerer Menge Sonnenblumenkernen und Leinsaat. Hieraus wird zunächst Öl und Fett meist in Lebensmittelqualität gewonnen, welches in weiteren Schritten zu Produkten wie Biodiesel weiterverarbeitet werden kann. Reststoffe werden der Futtermittelindustrie zugeführt.

In Deutschland verarbeitet die Ölsaaten verarbeitende Industrie in 2024 13,5 Mt Ölsaaten. Hieraus wurden 5 Mt Öle und Fette produziert und 8,5 Mt Ölschrot. Sowohl Ölsaaten als auch das Öl und andere Produkte werden international gehandelt. Es wurden 10 Mt Ölsaaten vor allem Rapssaat und Sojabohnen importiert, der Import von Öl und Fetten belief sich auf 2,5 Mt und exportiert wurden 1,8 Mt. (Daten von OVID)

2.2.1 Prozesskette

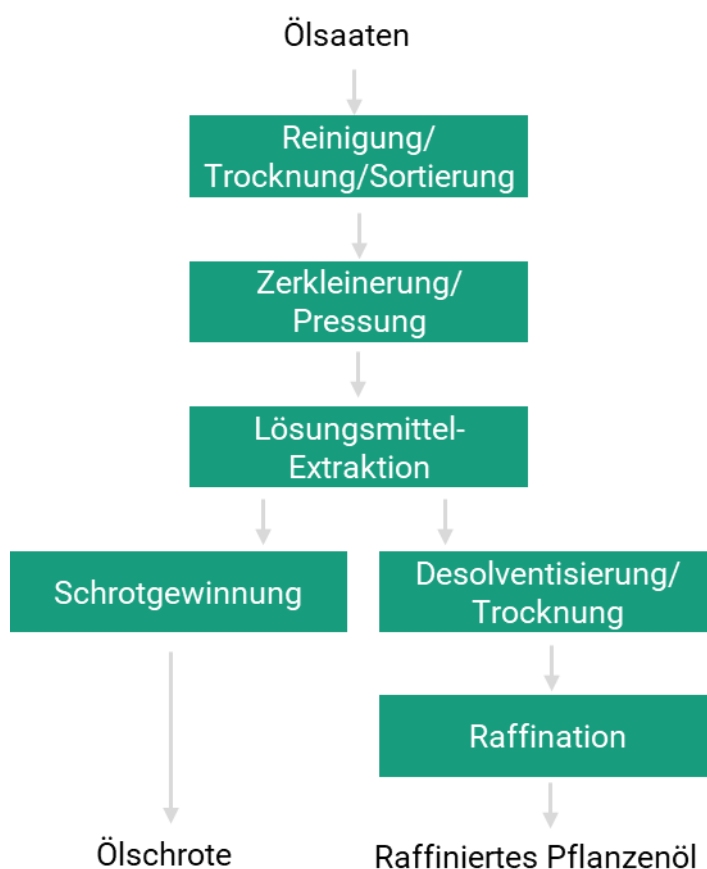
Die Prozesskette lässt sich vereinfacht in fünf Schritte gliedern, wobei nicht an jedem Produktionsstandort alle Schritte durchlaufen werden.

- 1) **Reinigung, Sortierung, Trocknung:** Nach der Anlieferung werden die Ölsaaten gereinigt und sortiert. Hierbei werden Fremdstoffe entfernt. Danach folgt die Trocknung, um den Wassergehalt gering zu halten
- 2) **Zerkleinerung, Pressung:** Vor dem Pressen wird die Ölsaaten durch Dampf auf einer geringen Druckstufe vorgewärmt. Danach erfolgt eine Zerkleinerung, die auf das Pressen vorbereitet. Danach wird gepresst. Beim Pressen werden etwa 70 % des in der Saat enthalten Öls gewonnen. Die Presse wird meist ebenfalls mit Dampf auf Temperatur gehalten. Das erhaltende Pressöl wird in die Raffination weitergegeben und erreicht Lebensmittel Qualität.

- 3) **Lösungsmittlextraktion:** Der Presskuchen (Misella) der ebenfalls die Presse verlässt und noch etwa 30 % Öl enthält wird weiterverarbeitet. Das darin enthaltende Öl wird mit einem Lösungsmittel (z. B. Hexan) ausgelöst. Die weitestgehend ölfreien Reste werden Ölschrote genannt. Diese werden durch weitere Wärmezufuhr (meist durch Dampf) getoastet und getrocknet um anschließend vor allem Verwendung als Futtermittel zu finden
- 4) **Desolvierung, Trocknung:** Das im Lösungsmittel gebundene Restöl wird desolviert hierfür ist Dampf auf einem Druckniveau von ca. 10 bar nötig, ebenso wird der Presskuchen getrocknet und als Ölschrot der Futtermittelinindustrie abgegeben. Das Extraktionsöl wird dann in den gleichen Weiterverarbeitungsprozess eingeleitet wie das Pressöl, es wird aber durch mögliche Verunreinigungen des Lösungsmittels als möglicherweise verunreinigt angesehen und nicht für Nahrungsmittel verwendet.

- 5) **Raffination²:** Unter der Raffination können abhängig von den Ölsaaten verschiedene Produkte erreicht werden. Dafür ist eine Aufreinigung des Öls und Befreiung von Verunreinigungen bzw. abtrennen von Komponenten das Ziel. Hierfür ist eine Erwärmung nötig für diese wird Dampf auf etwa 22 bar (250 °C) eingesetzt. Nach dem Prozessschritt lässt sich ein großer Teil dieser Energie wieder zurückgewinnen. Unterschieden werden kann dieses noch in raffiniertes und teilraffiniertes Pflanzenöl sowie verschiedene Nebenprodukte wie Lecithine, Destillate und Fettsäuren. Letzteres wird z.B. für die Biodiesel Herstellung verwendet. Output ist raffiniertes Pflanzenöl, diese kann weiteren Verarbeitungsschritten hin zu Spezialölen unterzogen werden, diese sind aber nicht Teil dieser Betrachtung.

Ölsaatenverarbeitung



2.2.2 Anlagenpark

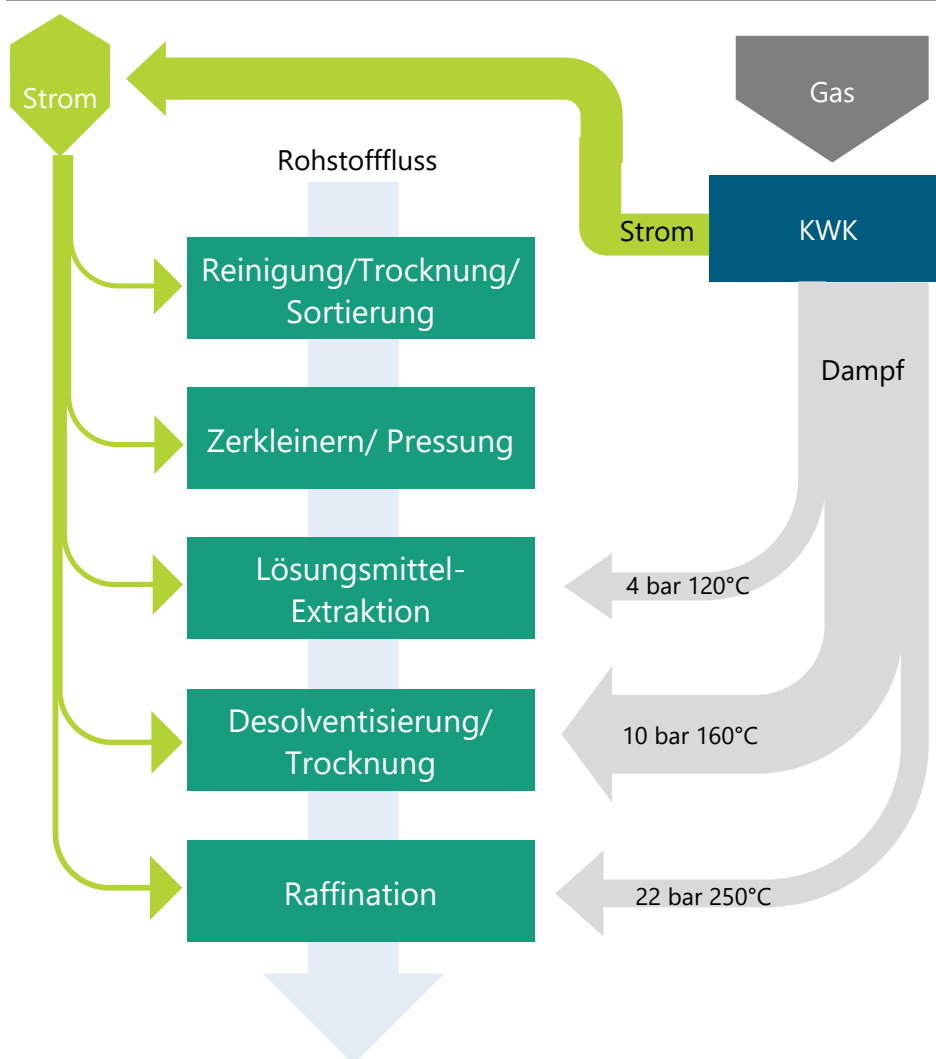
Der typische Anlagenpark besteht im Hinblick auf die Prozesswärmeversorgung, die vor allem durch Dampf abgebildet wird, aus einer vorwiegend wärmegeführten KWK-Anlage, meist eine Gasturbine mit Abhitzeessel. Hierbei werden Wirkungsgrade der KWK-Anlagen von teils über 92 % erreicht. Neben der KWK-Anlage stehen Gaskessel (befeuerter Abhitzeessel) zur Absicherung möglicher Ausfälle der KWK-Anlage bereit. Durch das KWK-Konzept kann teilweise mehr Strom erzeugt werden als selbst benötigt wird, dieser wird in das öffentliche Netz eingespeist. Hierdurch ist auch eine Bereitstellung an der Bereitstellung von Regelleistung möglich. In vielen Fällen entspricht die erzeugte Strommenge aber auch sehr gut dem Bedarf des Produktionsstandortes (Stromanteil von

² Siehe auch: <https://www.ovid-verband.de/unsere-themen/verarbeitung/pflanzenoelraffination>

ca. 19 %). Alternativen zum KWK-Konzept sind der Dampffremdbezug, dieser ist vor allem in dafür ausgelegten Industriegebieten möglich oder eine reine Kesselstrategie, jeweils mit Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Abbildung 2 veranschaulicht hierzu noch einmal die Energieflüsse innerhalb eines typischen Anlagenparks.

Der Einsatz von Wärmepumpen hat bis heute keinen Einzug in den klassischen Anlagenaufbau gefunden. Andere Elektrifizierungsansätze sind ebenso noch nicht in nennenswertem Umfang umgesetzt. Als Treibhausgasneutrale Prozesswärmeerzeugung wird die Wasserstoffnutzung in den KWK-Anlagen diskutiert, ebenso je nach Platzverhältnissen ist die Dampferzeugung aus Biomasse eine mögliche Alternative.

Abbildung 2: Anlagenpark zu Ölsaatenverarbeitung



Quelle: eigene Darstellung

2.2.3 Elektrifizierungspotenzial

Das Elektrifizierungspotenzial kann grundsätzlich als relevant beschrieben werden, technisch lässt sich der gesamte Prozess elektrifizieren. Besonders von Interesse ist hier der Prozesswärmeanteil von $<150^{\circ}\text{C}$, da in Kombination mit Abwärme der Einsatz von Wärmepumpen vielversprechend ist, höhere Temperaturen wie in der Raffination könnten hingegen durch Elektrodenkessel abgebildet werden. Aktuell wird jedoch vorwiegend auf erdgasbetriebene Lösungen gesetzt.

2.2.4 Flexibilisierungspotenzial

Das Flexibilisierungspotenzial des Prozesses an sich ist sehr gering, zwar lässt sich die Produktion in unter einer Stunde drosseln, allerdings ist eine Flexibilisierung ohne Produktionsmengen Einbußen nicht möglich. Die Dampferzeugung lässt sich ebenso nur wenig flexibel gestalten, besonders da meist auf Erdgas gesetzt wird und Speicher für Prozesswärme bisher keine Anwendung finden. Ein höheres Flexibilisierungspotenzial lässt sich technisch durch hybride Anlagen (z. B. Gas/Strom bzw. Wasserstoff/Strom) oder das Speichern von Prozesswärme, in Kombination mit einer erhöhten Erzeugungskapazität (z. B. thermischer Speicher mit elektrifizierter Beheizung) erreichen.

2.3 Stärkeherstellung

Stärke ist die Bezeichnung für langkettige Kohlenhydrate, welche vielfältige Verwendung als Lebensmittel und als Grundstoff für industrielle Anwendungen, zum Beispiel in der Papierindustrie findet. Eine Besonderheit dieses Wirtschaftszweiges ist, dass es neben der kontinuierlichen Stärkefabrikation, z.B. bei der Weizen- und Maisstärke, mit der Kartoffelstärkegewinnung auch Kampagnenbetriebe gibt. Hier werden maßgebliche Produktionsschritte in nur etwa 4 Monate im Jahr ausgeführt, da ihr eingesetzter Rohstoff leicht verderblich ist.

Die Branche der Stärkeherstellung setzt sich in Deutschland aus neun Unternehmen mit 15 Standorten zusammen. An diesen sind etwa 3.000 Menschen beschäftigt. Die Produktionsmenge lag in 2023 bei 1,2 Mt Stärke aus 3,41 Mt Grundstoffen.

2.3.1 Prozesskette

Die Prozesskette der Stärkeherstellung gliedert sich in fünf Schritte:

- 1) **Reinigung und Einweichen:** Der angelieferte Rohstoff wird gereinigt und Fremdstoffe werden entfernt. Danach folgt die Einweichung. Da die Stärke durch das Auswaschen aus dem Produkt gewonnen wird ist dies in Verbindung mit der Zerkleinerung der relevante vorbereitende Schritt.
- 2) **Zerkleinerung:** Der Rohstoff wird zerkleinert umso ein optimales Auswaschen der Stärke zu gewährleisten. Die vorbereitenden Schritte sind davon abhängig aus welchem Rohstoff Stärke gewonnen wird und können sich dadurch im Detail unterscheiden.
- 3) **Extraktion und Trennung:** Die Stärke wird unter dem Einsatz von Wasser soweit wirtschaftlich möglich aus dem Rohstoff ausgewaschen. Feste Bestandteile werden aus dem flüssigen Produktstrom entnommen, hierzu zählen die weitestgehend stärkefreien Reste der verwendeten Rohstoffe.
- 4) **Reinigung und Entwässerung:** Die im Wasser gelöste Stärke wird von weiteren Bestandteilen aufgereinigt, anschließend wird der Wasseranteil reduziert so das feuchte Stärke zurückbleibt. Hier können je nach Rohstoff auch weitere Stoffe wie Gluten gewonnen werden, deren Weiterverarbeitung aber in dieser Studie nicht mitbetrachtet wird.

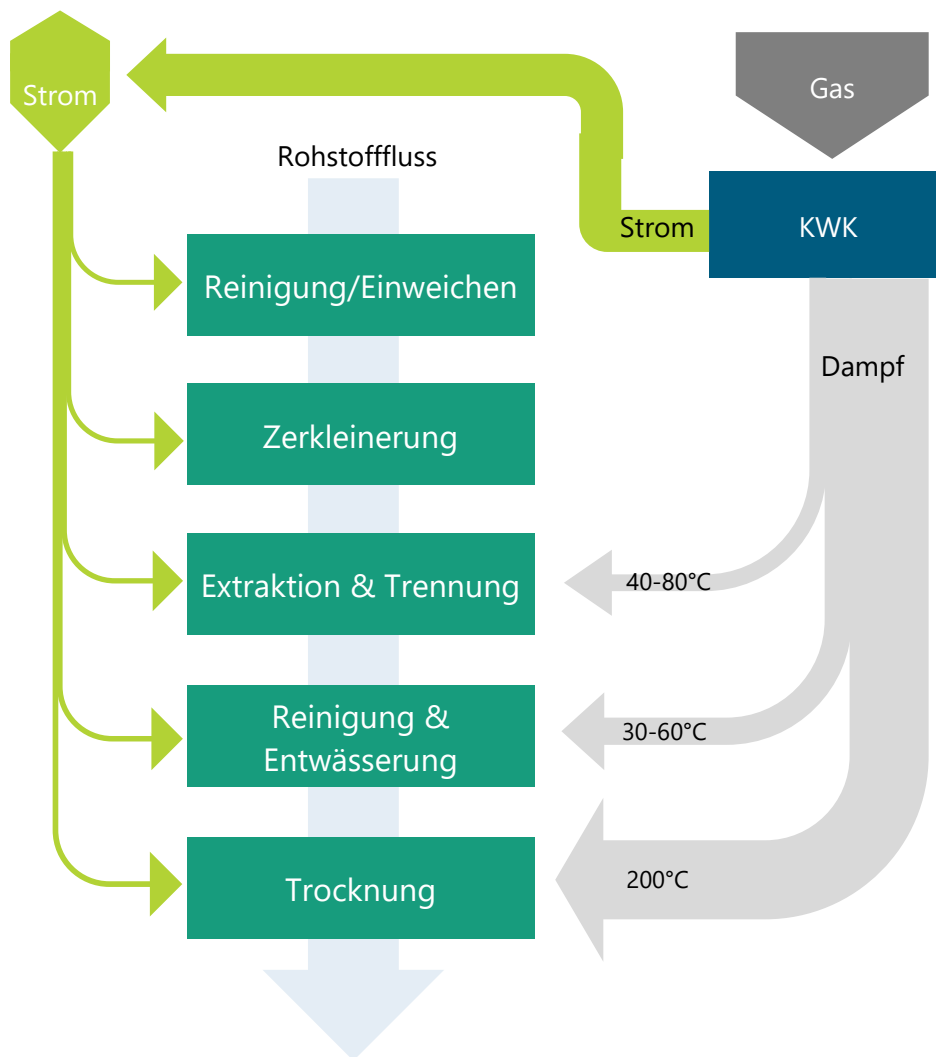
Stärkeherstellung



- 5) **Trocknung:** Die feuchte Stärke wird getrocknet, sodass sie als Pulver vorliegt (geringe Restfeuchte <20 %). Für diesen Schritt werden große Mengen Dampf benötigt.

2.3.2 Anlagenpark

Der Anlagepark ist von technischer Seite ähnlich zu dem der Ölsaaten. Erdgas stellt heute den Hauptenergieträger für die Prozesswärmebereitstellung dar, welche meist zur Dampferzeugung verwendet wird. Vereinzelt kommen aber auch gasbetriebene Direktrockner zum Einsatz. Der Einsatz von KWK-Anlagen als Gasturbine mit Abhitzekeessel ist üblich und stellt eine effiziente Nutzung des fossilen Energieträgers Erdgas sicher. Hierbei werden analog zur Ölsaatenverarbeitung hohe Wirkungsgrade der KWK-Anlagen von über 92 % erreicht. Die KWK-Anlagen sind üblicherweise auch hier wärmegeführt, sodass übriger Strom eingespeist werden kann. Analog zur Ölsaatenverarbeitung liegt der Strombedarf am Standort häufig aber auch in gleicher Größenordnung wie von der KWK-Anlage erzeugt. Gaskessel kommen dabei als effizienter Teil eines Gesamtsystems zum Einsatz, können aber auch als alternative Dampferzeuger dienen, sodass sich die Strom Erzeugung bzw. Einspeisung ins öffentliche Netz flexibler regeln lässt. Für Kampagnebetrieben kommen hingegen bei der Stärkeproduktion keine KWK-Anlagen zum Einsatz, sondern meist reine Gaskesselanwendung. Dies ist ein Resultat aus der saisonal begrenzten Betriebszeit, die Anlagen wirtschaftlich im Vorteil sieht, wenn die Kostenstruktur stärker von den Betriebskosten als den Investitionen geprägt ist. Folge hieraus ist, dass dann ein voller Netzbezug erforderlich ist, um den Strombedarf zu decken. Diese Schlussfolgerung lässt sich jedoch nicht generell auf Kampagnebetrieben der Ernährungsindustrie ausweiten. Betrachtet man Kampagnebetrieben bspw. bei der Zuckerherstellung (z. B. Rübenkampagne oder Dicksaftkampagne), so kommen hier auch KWK-Anlagen trotz einer saisonalen Betriebszeit zum Einsatz. Typische Energieflüsse bei der Stärkeherstellung können Abbildung 3 entnommen werden.

Abbildung 3: Anlagenpark zur Stärkeherstellung

Quelle: eigene Darstellung

2.3.3 Elektrifizierungspotenzial

Das technische Elektrifizierungspotenzial ist wie auch bei den Ölsaaten hoch, auch hier liegt ein großer Teil der Prozesse bei niedrigen Temperaturen vor ($< 140\text{ °C}$), wodurch sich der Einsatz von Wärmepumpen bei gleichzeitiger Verfügbarkeit von Abwärme anbietet. Höhere Prozesstemperaturen können durch Elektrodenkessel abgebildet werden, wodurch eine Vollelektrifizierung möglich ist.

Alternativen, die oft diskutiert und als einfacher umsetzbar dargestellt werden ist die Nutzung von Wasserstoff. Der verstärkte Einsatz wurde schon öfters betrachtet, aber aktuell als nicht wirtschaftlich eingeordnet. Ebenso gibt es Überlegungen zum Biomasseeinsatz, diese kann derzeit aus regulatorischen Gründen jedoch nicht sinnvoll eingesetzt werden.

2.3.4 Flexibilisierungspotenzial

Die Stärkeproduktion wird stationär betrieben und ist technisch auch dementsprechend ausgelegt. Daraus folgen nur sehr geringe Flexibilitäten des Hauptprozesses an sich und eine hohe Volllaststundenzahl bei kontinuierlichem Betrieb. Die Dampferzeugung bzw. Prozesswärmebereitstellung ist ebenfalls nicht flexibel, Prozesswärme kann in den Anlagen nicht gespeichert werden und

hybride Erzeugnisstrukturen existieren, wenn dann nur durch den Einsatz verschiedener fossiler Brennstoffe.

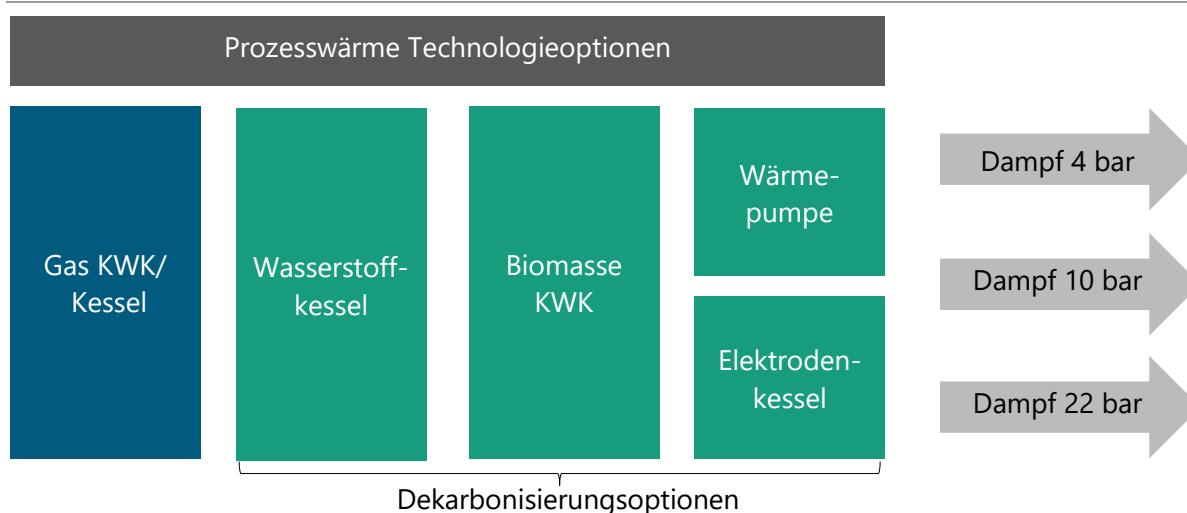
Das Flexibilisierungspotenzial ist auf Seite der elektrischen Prozesswärmerzeugung hoch, hier können durch hybride Anlagen (z.B. Gas/Strom oder Wasserstoff/Strom) oder die Integration von Speichern hohe Flexibilitäten erreicht werden die auch weiterhin hohe Volllaststundenzahlen ermöglichen. Dies gilt auch für den Kampagnenbetrieb, allerdings muss die Bewertung dieser Maßnahmen die speziellen saisonalen Produktionsanforderungen berücksichtigen. Durch die Integration der Elektrifizierung, zunächst vor allem durch Wärmepumpen unter Nutzung von vorhandenen Abwärmepotenzialen, lässt sich die Abhängigkeiten von Erdgas senken und sowohl Effizienz- aber auch Flexibilitätsgewinne erzielen.

3 Technische Herausforderungen und Flexibilitätsanalyse

3.1 Technologische Optionen für eine Dekarbonisierung

Abbildung 4 fasst schematisch die grundsätzlichen Dekarbonisierungsoptionen für die Ölsaaten verarbeitende und Stärke herstellende Industrie, die in diesem Abschnitt kurz vorgestellt werden sollen, zusammen. Dabei kann einerseits eine Unterscheidung hinsichtlich der eingesetzten Energieträger Biomasse, Wasserstoff und Strom vorgenommen werden, als auch insbesondere bei der Elektrifizierung noch einmal hinsichtlich des Temperatur- bzw. Druckniveaus unterschieden werden. Optionen wie eine Kohlenstoffabtrennung gefolgt von einer Einspeicherung bestehen zwar auch, wurden in der Studie jedoch nicht näher betrachtet. Vergleicht man diese Optionen, so stellt man fest, dass diese auch in anderen Branchen der energieintensiven Ernährungsindustrie eine Rolle spielen. So greift auch die Roadmap für eine treibhausneutrale Zuckerindustrie (FutureCamp 2024) ähnliche Dekarbonisierungsoptionen auf. Es ist daher auch von einer gewissen Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Branchen auszugehen, auch wenn dies nicht näher untersucht wurde.

Abbildung 4: Visualisierung der Technologieoptionen



Quelle: eigene Darstellung

3.1.1 Dekarbonisierung durch Einsatz von Biomasse

Der Einsatz von Biomasse wirkt für die Betriebe des Lebensmittelsektors durch die Schnittstelle zur Landwirtschaft naheliegend. Allerdings stellt sich die Frage der vorrangigen Nutzung, sodass häufig angestrebt wird eine stoffliche einer energetischen Nutzung vorzuziehen. Dabei stellt die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen auch entlang der Abfallrahmenrichtlinie (Europäisches Parlament 14.06.2018) und dem Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG 24.02.2015) eine nur nachrangige umzusetzende Verwertung dar. Die Existenz biogener Stoffströme mit verschiedenen Verwertungsoptionen ist indes in den untersuchten Branchen Realität. Daher wird hier der Einsatz von regional anfallender biogener Reststoffen erwähnt. Deren Verfügbarkeit und Preis ist nicht sicher vorherzusagen, weshalb sie in der weiteren Untersuchung nicht berücksichtigt werden (Banse et al. 2023).

Zur Bereitstellung von Prozesswärme aus Biomasse können verschieden Verfahren genutzt werden, diese hängen jeweils auch von der genutzten Biomasse ab. Es lassen sich die Verbrennung in Kesseln oder KWK-Systemen mit fester Biomasse umsetzen oder die Produktion von Biomethan aus

vergorener Biomasse und Weiternutzung von bestehenden gasbefeuerten Anlagen einbinden. In der Biomethanproduktion kann günstig zu beschaffende Gülle eingebunden werden, wobei die Wahl der verwendeten Biomasse durch das Anlagendesign beschränkt ist (Jahnel 2023).

Einen Beitrag zur Flexibilisierung kann die Biomasse leisten, wenn sie als zusätzliche Energiequelle zur Verfügung steht und eine hybride Prozesswärmeversorgung verfolgt wird. In flexiblen Anlagenkonzepten liefert die Speicherbarkeit von Biomasse eine relevante Dienstleistung, so können etwa Phasen hoher Strompreise durch Biomasse überbrückt werden. Die Verfügbarkeit von Biomasse ist regional sehr unterschiedlich und muss deshalb standortspezifisch erhoben werden.

3.1.2 Dekarbonisierung durch Einsatz von Wasserstoff

Ein breit rezipierter Ansatz zur Dekarbonisierung von Prozesswärme stellt die Umrüstung von mit Erdgas betriebenen Anlagen auf Wasserstoff dar. Diese Umrüstung birgt den Vorteil, bestehende Strukturen und Wärmeversorgungskonzepte weitgehend zu erhalten. Der Einsatz von Wasserstoff in KWK-Anlagen und Dampfkesseln sowie Direktfeuerungen ist für die hier betrachtete Prozesswärme technisch uneingeschränkt möglich. Absehbar ist Wasserstoff teurer als Strom, sodass die Attraktivität der Stromerzeugung sinkt, allerdings sind Preise für grünen Wasserstoff weiterhin von Unsicherheit geprägt (Fleiter et al. 2024).

3.1.3 Dekarbonisierung durch Einsatz von Strom

Elektrifizierung von Prozesswärme basiert auf der Annahme steigender Anteile erneuerbarer Energien im Stromsystem. Mittelfristig ist so eine vollständig dekarbonisierte Produktion möglich, bereits mit dem aktuellen Strommix (Icha und Lauf 2025) sind gegenüber der Nutzung von Erdgas Einsparungen die Regel. Grundsätzlich sind Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpen aufgrund technischer Daten, Anwendungsgebiet und ökonomischer Eigenschaften zu unterscheiden. Attraktiv ist der Einsatz von Wärmepumpen, geeignete Abwärmequelle vorhanden sind oder nur geringe bis mittlere Temperaturen erreicht werden müssen³. So können bedeutende Effizienzvorteile realisiert werden. Wärmebedarfe über etwa 140°C sind Elektrodenkessel relevanter. Deren Einbindung in bestehende, zuvor fossil versorgte Systeme, ist weniger kompliziert.

Hybride Systeme mit redundanten Erzeugungskapazitäten aus Erdgas, Wasserstoff oder Biomasse in Kombination mit Elektrifizierung ist ebenso vorstellbar. Mit ihnen ist der Ausgleich von Energieträgerpreisschwankungen möglich. So kann in Stunden mit geringem Strompreis die Prozesswärme elektrisch und emissionsarm bereitgestellt werden. In Stunden mit hohem Strompreis kann dann auf den die anderen Anlagen zurückgegriffen werden. Ergänzende oder alternative Flexibilisierungspotenziale kann der Einbau von batteriebasierten oder thermischen Speichern darstellen (Fleiter et al. 2024).

Über die allgemeine Bereitstellung von Prozessdampf ermöglicht die Elektrifizierung auch alternativen für die direktbeheizte Trocknung. Hier lassen sich gegenüber dem Einsatz von Dampf Effizienzvorteile heben, bisher sind solche Systeme aber noch nicht im Einsatz und Effizienzvorteile gegenüber Wärmepumpen sind nicht in jedem Fall gegeben.

3.2 Flexibilitätspotenzial

Das Flexibilitätspotenzial bezieht sich auf die für den Prozess bereitgestellte Prozesswärme. Diese wird in den betrachteten Prozessen meist über Dampf bereitgestellt. Die Flexibilisierung des Prozessdampfes lässt sich unterteilen in die Dampferzeugung und die Nachfrage der Prozesse nach Dampf

³ Technische Grenzen von aktuell verfügbaren Hochtemperaturwärmepumpen liegen um 200°C – ökonomisch sinnvoll sind aber regelmäßig nur Bereiche bis 140°C darstellbar. Siehe dazu Abschnitt 4.

für die Produktion. Hierbei gilt zu beachten das in beiden betrachteten Anwendungen ein konstanter Betrieb erwartet wird. Deshalb muss Dampf für die Prozessseite dauerhaft zur Verfügung stehen. Dies bedeutet eine Flexibilisierung der Dampferzeugung ist nur durch Kapazitäten verschiedener Energieträger in einem hybriden Verbund (z.B. Gas KWK und Elektrodenkessel) oder durch einen Speicher möglich. Zu Speichern verhielt sich die angesprochenen Unternehmen skeptisch. Generell ist der wirtschaftliche Vorteil in vielen Anwendungen aktuell auch fraglich (Foslie et al. 2025), wobei auf dem Gebiet der elektrifizierten thermischen Speicher verschiedene neue Hersteller Produkte anbieten (Forbes 2025). Die hybride Dampferzeugung setzt die Investition in doppelte Erzeugungskapazitäten voraus, ermöglicht aber den jeweils günstigeren Energieträger zu verwenden. Dieser Ansatz stieß bei Teilen der Industrie auf Interesse und wird im Allgemeinen als guter Umstiegschritt von fossiler Prozesswärmeerzeugung hin zu vollständigen dekarbonisierten Prozessen betrachtet. Besonders im Einbezug der Elektrifizierung durch Elektrodenkessel oder Wärmepumpen lassen sich die volatilen Strompreise stündlich bzw. viertelstündlich nutzen und Zeiten mit hohen Preisen durch existierende Gas KWK vermeiden.

Auf Seite der Prozesswärmenutzung stellt die Trocknung von Stärke bzw. die Desolvierung in der Ölsaatenverarbeitung den größten Dampfbedarf dar. Diese ist elementarer Bestandteil des Prozesses und lässt sich nur sehr eingeschränkt flexibilisieren. Besonders die insgesamt hohen Volllaststunden und langen An- und Abfahrzeiten machen die Prozesse wenig flexibel. Zeiten geringerer Produktion lassen sich durch die hohe Auslastung kaum ausgleichen, ebenso ist der wirtschaftliche Betrieb an eine hohe Auslastung gebunden. Aus den genannten Gründen wird die Flexibilisierung vor allem auf Seite der Dampfbereitstellung und besonders durch die hybriden Prozesswärmebereitstellung gesehen. Bei einer hybriden Ausgestaltung muss allerdings auf die betriebsspezifischen Eigenschaften geachtet werden. So ist es für Kampagnenbetriebe eine größere Hürde zusätzliche Investition zu rechtfertigen, wenn die entsprechende Anlage z. B. nur ein Drittel des Jahres in Betrieb ist. Deshalb bedarf es einer darauf ausgerichteten Bewertung, in der Vergangenheit hat dies oft zu einfacheren Systemen geführt (z. B. Gaskessel anstatt KWK). Eine Dekarbonisierung und Flexibilisierung sind aber grundsätzlich ebenso erstrebenswert. Weitere Faktoren im Hinblick auf den hybriden Betrieb sind neben der wirtschaftlichen Bewertung der Platzbedarf und die Integrationsfähigkeit in bestehende Prozesse sowie der Netzanschluss oder die Versorgung mit Biomasse je nach Energieträger.

Für die Status quo Erhebung zum Elektrifizierungs- und Flexibilisierungspotenzial lässt sich folgendes zusammenfassend festhalten:

Elektrifizierungspotenzial

- 1) Technisch existieren verschiedene Optionen fossil betriebene Anlagenkomponenten zu substituieren. Höhere Temperaturniveaus erschweren den Einsatz von Wärmepumpen.

Flexibilisierungspotenzial

- 1) Prozesse sind hoch ausgelastet und werden kontinuierlich betrieben.
- 2) Hauptprozesse können nur eingeschränkt flexibilisiert werden aufgrund von Qualitätsanforderungen an das Produkt.
- 3) Hybride Anlagentechnik kann eine Möglichkeit sein, um eine schrittweise Prozessumstellung zu ermöglichen.
- 4) Batteriespeicher bieten hohes Potenzial, werden aber tendenziell parallel zum bestehenden Anlagenpark betrieben.

4 Ökonomische Herausforderungen

Ziel der techno-ökonomischen Modellierung ist, die beschriebenen technischen Herausforderungen (Abschnitt 3) von Anwendung und Technologieoptionen mit aktuellen und kontrafaktischen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu verknüpfen, und dadurch **einen Lösungsraum zu beschreiben**. Darin werden Zustände des untersuchten Systems (hier: Prozesswärmebereitstellung in der ölsaatenverarbeitenden und stärkeherstellenden Industrie) dargestellt, die die Ziele der technischen Machbarkeit, wirtschaftlichen Attraktivität und Dekarbonisierung und Flexibilisierung der Prozesswärmebereitstellung vereinen. Für die hier vorliegende Untersuchung sind das Portfolio der verfügbaren Technologien sowie die Eigenschaften der Anwendungen fixiert⁴ – als Freiheitsgrad der Untersuchung verbleiben somit **wirtschaftliche Bedingungen, namentlich Energieträger- und CO₂-Preise**. Die zu beantwortende Forschungsfrage lässt sich daher so formulieren:

Welche wirtschaftlichen Bedingungen (Energieträgerpreise, CO₂-Preise) sind notwendig, um Technologien, die zur Dekarbonisierung und Flexibilisierung der Prozesswärmebereitstellung in der ölsaatenverarbeitenden und stärkeherstellenden Industrie beitragen, wirtschaftlich attraktiv einzusetzen?

4.1 Methodik der Wirtschaftlichkeitsbewertung

Zur Beantwortung der Frage wird die wirtschaftliche Attraktivität der Technologien auf einen Wert zurückgeführt, die **Wärmegestehungskosten**⁵. Darin enthalten sind Investitionen in die Wärmeerzeugungsanlage, im Betrieb anfallende Energiekosten, CO₂-Kosten⁶ sowie weitere Betriebs- und Wartungskosten. Nicht enthalten sind Personal- und Materialkosten⁷. Diese konkrete Umsetzung des Ansatzes wurde in (Fleiter et al. 2023) angewendet und ausführlich beschrieben.

Kern der Methode ist die Darstellung einer Konkurrenzsituation zwischen zur Bereitstellung von Prozesswärme definierter Qualität (Anwendung, Temperatur, Menge) geeigneter Technologien. Der Nutzen der Technologie ist somit normiert und als Entscheidungskriterium für die Güte der Lösung verbleibt der Aufwand (die Wärmegestehungskosten). In der hier verwendeten vereinfachten Form wird davon ausgegangen, dass die (meist fossile) bestehende **Referenztechnologie die Grenze der wirtschaftlichen Attraktivität setzt** – neue Technologien⁸ somit günstiger sein müssen oder jedenfalls nicht deutlich teurer sein dürfen, um praktische Relevanz zu erlangen. Der Punkt, an dem diese Bedingungen erfüllt ist, wird durch Variation der Annahmen erkundet.

Aufgrund der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen, insbesondere der abstrahierten Betrachtung auf Anwendungsebene (in Abgrenzung zur Standortebene), sind die dargestellten Ergebnisse nicht als Entscheidungsgrundlage für Investitionen geeignet. Sie könnten als Aspekt einer Technologie-Vorauswahl dienen, sind aber vorrangig als **Diskussionsbeitrag für die Ausgestaltung der wirtschaftlichen (und wirtschaftspolitischen) Rahmenbedingungen** gedacht.

⁴ Die Untersuchung unterstellt weder grundlegend neue Prozesswärmetechnologien noch Änderungen an Kernprozessen der Anwendungen. Insbesondere müssen alle berücksichtigten Technologien in der Lage sein, bestehende Bedarfsprofile der Produktion abzudecken.

⁵ In der englischsprachigen Literatur üblicherweise „levelized cost of heat, LCOH“, siehe z.B. Gilbert et al. 2023.

⁶ Durchschnittskosten für die Emissionen die sich unter Berücksichtigung freier Zuteilungen ergeben.

⁷ Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass sich diese nicht oder nur geringfügig zwischen den untersuchten Technologieoptionen unterscheiden.

⁸ Zusatzkosten von neuen Technologien (z. B. Hochtemperatur-Wärmepumpe), die sich durch einen noch niedrigen technologischen Reifegrad ergeben können, wie bspw. aufwendigere Inbetriebnahme oder Zuverlässigkeit der Anlage bleiben hier unberücksichtigt.

4.2 Untersuchte Anwendungsfälle

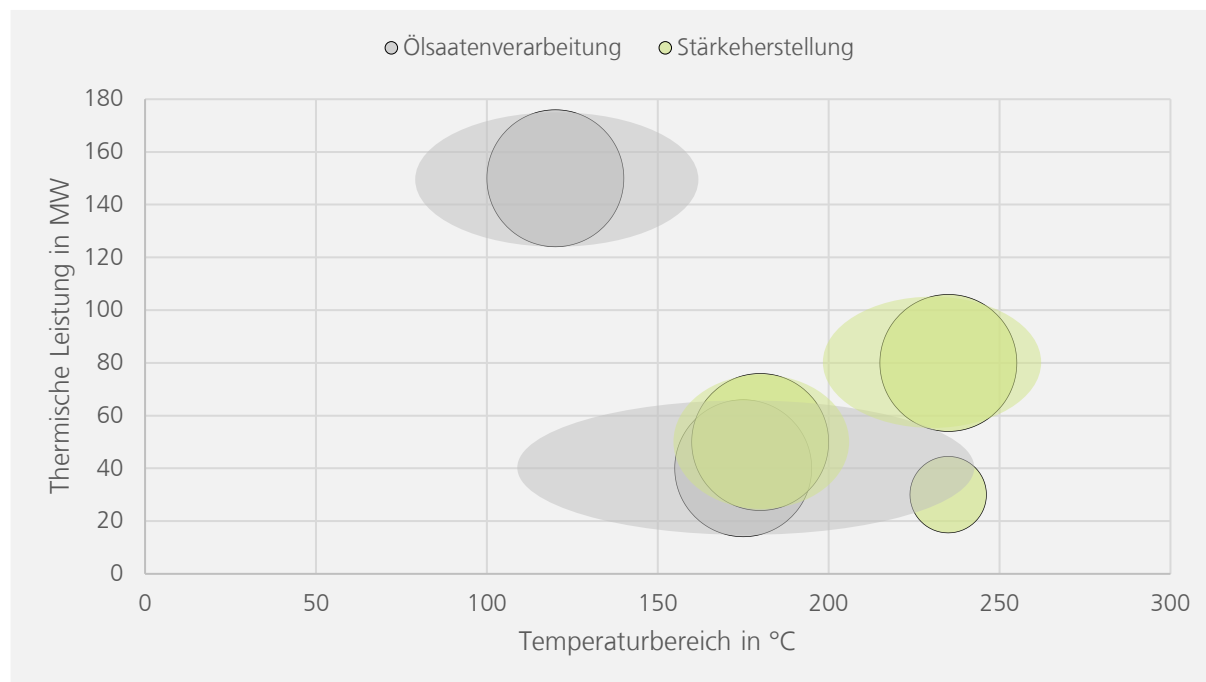
Die Datenerhebung der Anwendungsfälle bestand aus 13 etwa einstündigen semi-strukturierten⁹ Interviews anhand eines Interviewleitfadens mit individuellen Produktionsstandorten. Die Ergebnisse der Interviews zum aktuellen technischen Stand, dem ökonomischen Potential und berichteten Herausforderungen sind damit standortspezifisch – eine Repräsentativität der Erkenntnisse kann aus methodischen Gründen nicht unterstellt werden. Allerdings sind mit den interviewten Unternehmen je etwa die Hälfte der Stärkeherstellung und der Ölsaatenverarbeitung und Pflanzenölraffination in Deutschland einbezogen.

Zur Anonymisierung und Ermöglichung von Verallgemeinerungen werden die aufgenommenen Datensätze in Gruppen unterteilt (Abbildung 5). Dadurch ergeben sich Anwendungsfälle, die in ihrer Breite einen Lösungsraum aufspannen, der zur Ableitung robuster Erkenntnisse geeignet ist. Dazu werden die Datenpunkte nach den Dimensionen „Branche“, „thermische Leistung der Prozesswärmeanlagen“, „Temperatur des Wärmebedarfs“ und „Volllaststunden der Prozesswärmeanlagen“ gruppiert¹⁰. Zudem werden den Gruppen unterschiedliche – aber nicht mehr einzelnen Standorten zuordenbare – Energieträgerpreise zugewiesen.

Die Unterscheidung der die Gruppen definierenden Dimensionen kann die zur Verfügung stehenden Technologien und ihre Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Über mehrere Anwendungsgruppen auftretende Beobachtungen können als robuste Erkenntnisse interpretiert werden.

⁹ Einige zentrale Fragen wurden in allen Interviews identisch gestellt, weitgehend wurde dem Gespräch aber Raum für Entwicklung gegeben.

¹⁰ Volllaststunden sind als Blasengröße mit den Ausprägungen 8000 Stunden (große Blasen) und 2500 Stunden (kleine Blase) dargestellt. Farbbereiche stellen den der jeweiligen Anwendung zugeordneten Temperaturbereich dar. Ansonsten gilt der Mittelpunkt der Blase als Referenzpunkt. Für die thermische Leistung ist stets der Mittelpunkt der Blase zu nutzen.

Abbildung 5: Definierte Fälle in den Dimensionen Branche, Leistung, Temperatur und Volllaststunden

Quelle: Eigene Darstellung

4.3 Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungstechnologien

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt als Bestandstechnologien oder mögliche Technologieoptionen erdgasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen: Dampf, oder Gasturbine, Blockheizkraftwerke), Erdgasdampfkessel, Wärmepumpensysteme (als Sammelbegriff für Systeme verschiedener Komplexität), Elektrodendampfkessel und Wasserstoffdampfkessel.

Für die Bewertung wird die Perspektive eines statischen Jahres eingenommen. Dies vereinfacht die Ergebnisdarstellung, da keine Preispfade, Technologieentwicklungen oder Regulierungsänderungen im Zeitverlauf betrachtet werden. Alle Angaben beziehen sich auf das Modellierungsjahr 2025 und geben die mittleren Wärmegestehungskosten der jeweiligen Technologie in diesem Jahr wieder. Für den Zweck der Untersuchung werden diese als repräsentativ für die gesamte Lebensdauer einer solchen Anlage angenommen – dies stellt eine Vereinfachung dar. Es werden somit auch statische Energieträger- und CO₂-Preise je Fall angenommen (Tabelle 1). Aufgrund ihres Energiebedarfs sind die Fälle A, B, D und E in das Erdgasverbrauchsband I5 eingeordnet (Eurostat 2024) und würden bei einer Elektrifizierung der Prozesswärme in die Stromverbrauchsbander IF bis IG eingeordnet werden. Fall C wäre durch den geringeren jährlichen Verbrauch in I4 bzw. IE eingeordnet. Im Modell wird diese Einordnung genutzt, um die Energieträgerpreise an die in den Bändern jeweils übliche Preisaufschläge durch Steuern, Abgaben und Entgelte anzupassen¹¹. Durch diesen Schritt wird ein Bezug auf die statistisch erfassten Preiszeitreihen von Eurostat möglich.

¹¹ Praktisch bedeutet das für die dargestellten Fälle: Der angenommene Erdgaspreis wird im Modell für A, B, D, E nicht modifiziert, da er in der Referenzgruppe für Erdgasbezug liegt (Faktor 1). Im Fall C wird der Erdgaspreis modellintern um 20% erhöht. Der Strompreis sinkt für A, B, C, D bei einer Elektrifizierung der Prozesswärme um 7%. Im Fall C steigt er um 15% gegenüber den dargestellten Basiswerten.

Tabelle 1: Falldefinition

Merkmal	Einheit	Fall A	Fall B	Fall C	Fall D	Fall E
Beschreibung	-	Ölsaatenverarbeitung geringe Temperatur hohe Volllaststunden hohe Leistung	Ölsaatenverarbeitung breites Temperaturfeld hohe Volllaststunden geringe Leistung	Stärkeherstellung hohe Temperatur geringe Volllaststunden geringe Leistung	Stärkeherstellung hohe Temperatur hohe Volllaststunden mittlere Leistung	Stärkeherstellung mittlere Temperatur hohe Volllaststunden mittlere Leistung
Strompreis	EUR/MWh	115	140	125	125	125
Gaspreis	EUR/MWh	30	50	56	56	56
Wasserstoffpreis	EUR/MWh	85/200				
CO ₂ -Preis	EUR/tCO ₂	75				
Thermische Leistung	MW	150	40	30	80	50
Temperatur	°C	120	100-250	235	235	160-200
Vollaststunden	-	8000	8000	2500	8000	8000
Energiemenge	GWh/a	1.200	320	75	640	400
Energieanlage	-	KWK	KWK	Kessel	KWK	KWK

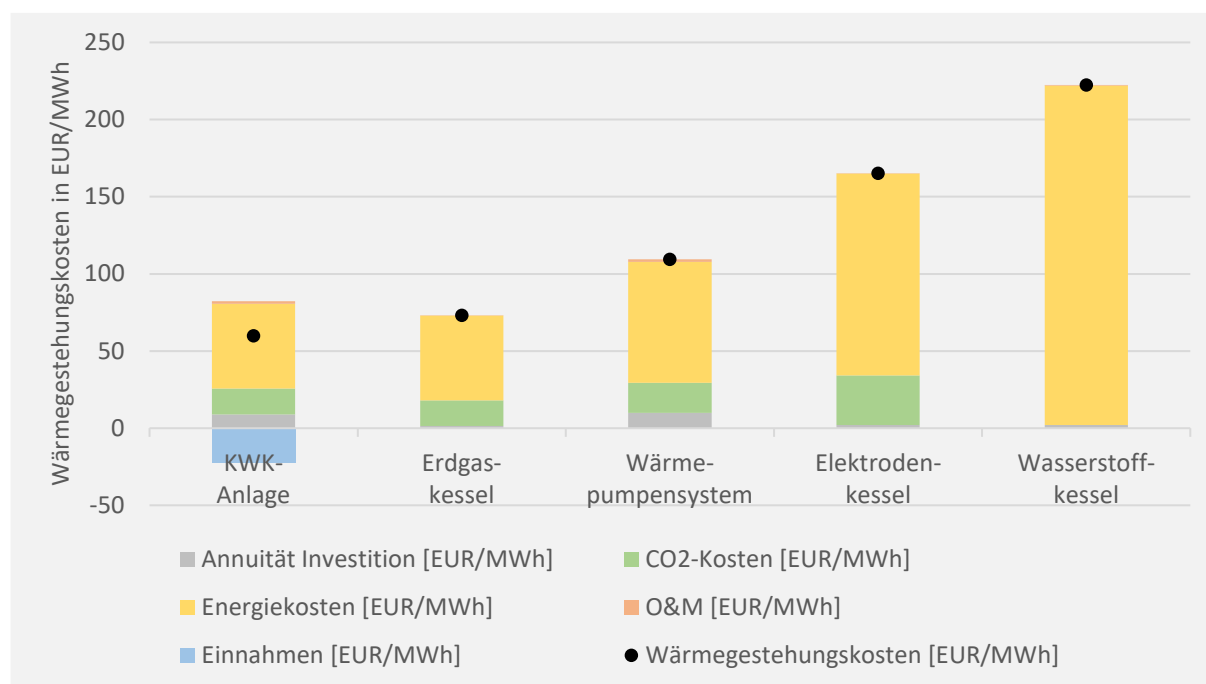
Anmerkung: Energieträgerpreise inkl. anfallender Steuern, Abgaben und Umlagen

Die im **Fall B entstehenden Wärmegestehungskosten** (Abbildung 6 und Abbildung 7) bewegen sich zwischen 60 und 73 EUR/MWh in fossilen Referenztechnologien (Erdgas-KWK und Erdgaskessel), zwischen 109 und 165 EUR/MWh für direkte Elektrifizierung (Wärmepumpe und Elektrodenkessel) und zwischen 96 und 222 EUR/MWh für indirekte Elektrifizierung über Wasserstoffverbrennung im Dampfkessel (je nach Wasserstoffpreisannahme, siehe Tabelle 1). In allen potenziellen Erzeugungstechnologien werden **Wärmegestehungskosten maßgeblich durch Energiekosten bestimmt** – ihre Anteile bewegen sich zwischen 67 % und 99 %. Die zweitgrößte Kostenkomponente sind CO₂-Kosten (im Fall der Elektrifizierung werden diese auf den Strompreis überwältigt¹²), mit Anteilen zwischen 18 % und 20 %. Der im Wasserstoffkessel genutzte Wasserstoff wird als CO₂-neutral angenommen. In die Berechnung der Wärmegestehungskosten der KWK-Anlage fließen Einnahmen durch vermiedenen Netzbezug (rein virtuelle Zahlungsströme im Sinne nicht entstehender Kosten) und zum kleineren Teil Netzeinspeisung ein. Die Kostenkomponenten für Investition und sonstige Betriebs- und Wartungskosten sind bei allen Technologien über die gesamte Lebensdauer betrachtet gering (zwischen 1 % und 11 % bzw. <1 % bis 2 %).

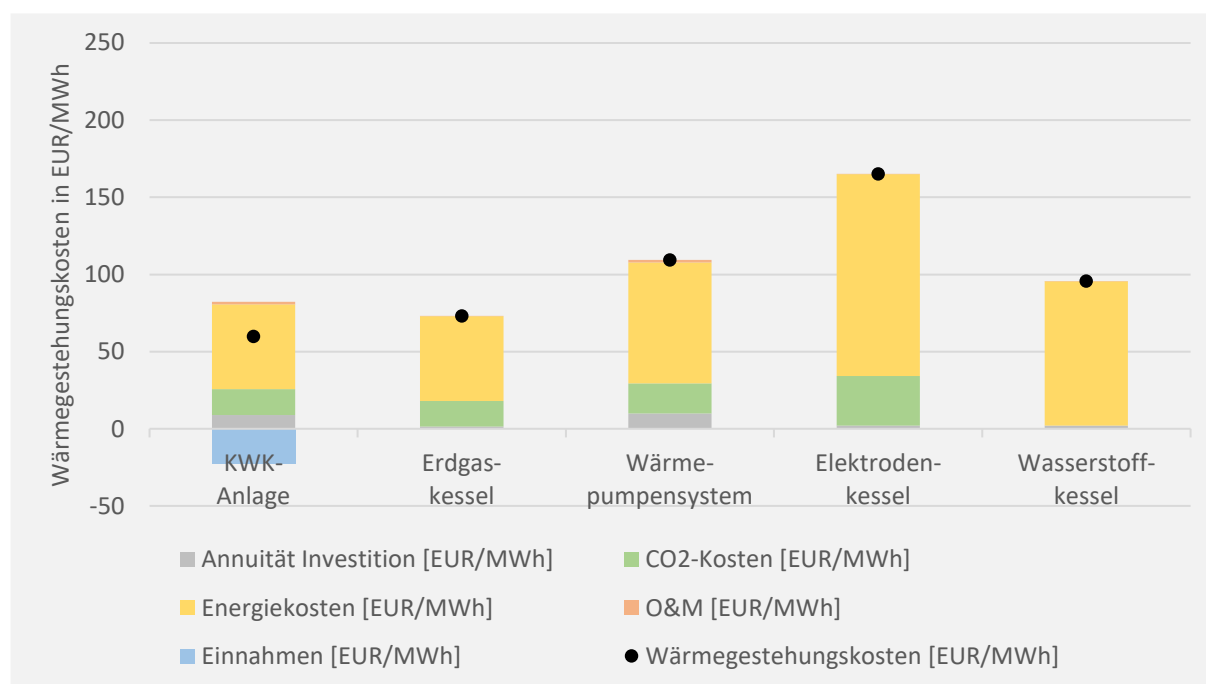
Im Fall B sind unter aktuell gültigen Rahmenbedingungen **CO₂-arme Technologien**, die auch für eine flexible oder hybride Bereitstellung von Prozesswärme geeignet wären, **nicht konkurrenzfähig**. Relativ zum fossilen Bestand wäre mit Mehrkosten von etwa 80 % (Wärmepumpe gegen KWK) bis 270 %¹³ (Wasserstoffkessel gegenüber KWK) zu rechnen. Der Hauptgrund für diese hohe Kostendifferenz ist neben dem – relativ zum Erdgaspreis – **hohe Strom- bzw. Wasserstoffpreis** in der Gesamteffizienz der bislang eingesetzten Systeme zu finden.

¹² Es wird hier davon ausgegangen, dass keine Strompreiskompensation (Umwelt Bundesamt DEHSt 2025) erfolgt. Wenn Elektrifizierungsoptionen geprüft werden, sollte ihre Beantragung aber Teil der Überlegungen sein. Der Anteil der indirekten Belastung des Strompreises durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU-EHS) könnte durch Ausbau Erneuerbarer Energien rückläufig sein.

¹³ Realistisch zu erwartende Bezugspreise für Wasserstoff sind schwer abzuschätzen. In Abbildung 6 wurde von einem Preis von 200 EUR/MWh ausgegangen, was in etwa einer inländischen Erzeugung zum angenommenen Strompreis sowie einem Aufschlag für Transport und Verteilung (Bundesnetzagentur 2025b) entspricht. In Abbildung 7 wird von einer massiv günstigeren Bezugsquelle für Wasserstoff ausgegangen, die einen Endkundenpreis von 85 EUR/MWh erzeugt. Es wird allgemein als sehr unwahrscheinlich angesehen, einen solch niedrigen Wasserstoffpreis in relevanten Mengen zu erreichen. Auch in dieser Konstellation ist der Wasserstoffkessel nicht konkurrenzfähig.

Abbildung 6: Wärmegestehungskosten Fall B, 2025

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 7: Wärmegestehungskosten Fall B, 2025, optimistischer Wasserstoffpreis

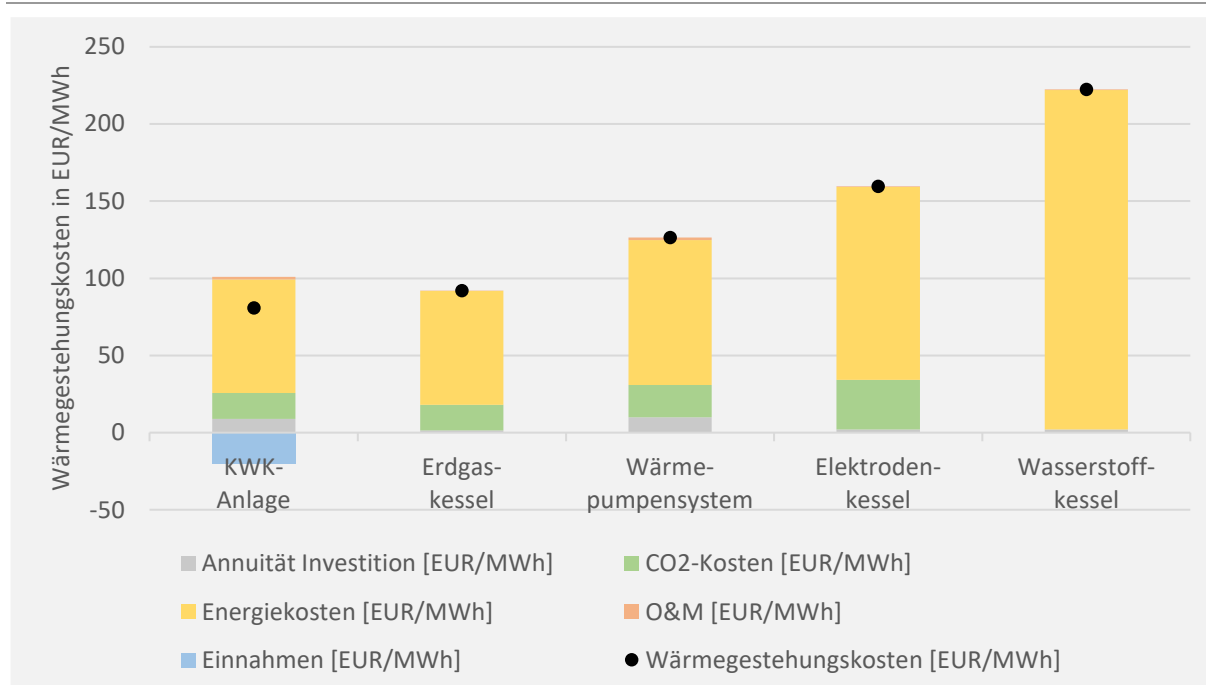
Quelle: Eigene Darstellung

Die im Fall C entstehenden Wärmegestehungskosten (Abbildung 8) bewegen sich zwischen 81 und 92 EUR/MWh in fossilen Referenztechnologien (Erdgas-KWK und Erdgaskessel), zwischen 126 und 160 EUR/MWh für direkte Elektrifizierung (Wärmepumpe und Elektrodenkessel) und zwischen 96 und 222 EUR/MWh für indirekte Elektrifizierung über Wasserstoffverbrennung im Dampfkessel (je nach Wasserstoffpreisannahme, siehe Tabelle 1). Auch in Fall C werden in allen potenziellen Erzeugungstechnologien die **Wärmegestehungskosten maßgeblich durch Energiekosten**

bestimmt – ihre Anteile bewegen sich zwischen 74 % und 99 %. Auch die zweitgrößte Kostenkomponente sind CO₂-Kosten mit Anteilen zwischen 17 % und 21 %. Der im Wasserstoffkessel genutzte Wasserstoff wird als CO₂-neutral angenommen. In die Berechnung der Wärmegestehungskosten der KWK-Anlage fließen Einnahmen durch vermiedenen Netzbezug (rein virtuelle Zahlungsströme im Sinne nicht entstehender Kosten) und zum kleineren Teil Netzeinspeisung ein. Die Kostenkomponenten für Investition und sonstige Betriebs- und Wartungskosten sind bei allen Technologien über die gesamte Lebensdauer betrachtet gering (zwischen 1 % und 11 % bzw. <1 % bis 2 %).

Auch im Fall C sind unter aktuell gültigen Rahmenbedingungen **CO₂-arme Technologien**, die für eine flexible oder hybride Bereitstellung von Prozesswärme geeignet wären, **nicht konkurrenzfähig**. Relativ zum fossilen Bestand wäre mit Mehrkosten von etwa 56 % (Wärmepumpe gegen KWK) bis 175 % (Wasserstoffkessel gegenüber KWK) zu rechnen. Der Hauptgrund für diese hohe Kostendifferenz ist der – relativ zum Erdgaspreis – **hohe Strom- bzw. Wasserstoffpreis**.

Abbildung 8: Wärmegestehungskosten Fall C, 2025



Quelle: Eigene Darstellung

Die für die Fälle B (aus der ölsaatenverarbeitenden Industrie) und C (aus der stärkeherstellenden Industrie) erlangten **Beobachtungen lassen sich grundsätzlich auf die weiteren definierten Fälle A, D und E übertragen**. Mit Abweichungen in der Quantität – die sich in leicht anderen Gesamtniveaus der Wärmegestehungskosten und geringfügig unterschiedlichen Differenzen zwischen den Technologien ausdrücken – ist das qualitative Bild der gezeigten Fälle für alle Berechnungsergebnisse repräsentativ. Relevante Abweichungen können in Bezug auf die Einsetzbarkeit eines Wärmepumpensystems auftreten, wenn Prozesswärme auf geringerem Temperaturniveau benötigt wird – oder nur jener Niedertemperaturteil bedient wird. Das Wärmepumpensystem kann dann einfacher ausgestaltet werden und **höhere Leistungszahlen** erreichen: Im Fall C wäre bei einer Leistungszahlsteigerung von 1,5 auf 2¹⁴ (angenommener Wärmebedarf bis 120°C) eine Verringerung der Wärmegestehungskosten von 126 EUR/MWh auf 100 EUR/MWh möglich. Die

¹⁴ Hier wurde angenommen, dass der Temperaturhub der Wärmepumpensysteme nicht durch hochqualitative Abwärmequellen am Standort maßgeblich reduziert werden kann – jedenfalls nicht im für eine vollständige Umstellung nötigen Umfang. Daher wird konservativ mit einem Temperaturhub von 100K gerechnet (20°C -> 120°C, theoretisch möglicher COP von 3,9), bei einem Gütegrad der Hochtemperaturwärmepumpe von 50% (nach Arpagaus 2019).

Mehrkosten relativ zum fossilen KWK-System reduzierten sich auf 24 %. Kann der Temperaturhub durch Abwärmequellen oder Reduzierung der Temperatur der Wärmenachfrage weiter verringert werden, ist auch unter aktuellen Bedingungen eine **wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von Wärmepumpen mit konventionellen Systemen möglich**. Dies kann bei einer Umstellung von Teilsystemen eher der Fall sein als bei einer vollständigen Umstellung eines Standorts.

Ergänzend zu den beiden untersuchten Fällen im Rahmen aktueller Bedingungen wird **Fall E mit kontrafaktischen Annahmen** dargestellt (Abbildung 9). Diese Konstellation betrachtet weiterhin ein (virtuelles) Jahr 2025, unterstellt aber andere Regulierung und Preise. Darin wird von einer vollständigen Strompreiskompensation ausgegangen, wodurch für direkte Elektrifizierung keine CO₂-Kosten entstehen¹⁵. Der angesetzte CO₂-Preis bleibt mit 75 EUR/tCO₂ gleich. Allerdings wird der Strompreis auf 60 EUR/MWh Basiswert gesenkt¹⁶.

Die im Fall E (kontrafaktisch) entstehenden Wärmegestehungskosten (Abbildung 9) bewegen sich zwischen 79 und 81 EUR/MWh in fossilen Referenztechnologien (Erdgas-KWK und Erdgaskessel), zwischen 48 und 58 EUR/MWh für direkte Elektrifizierung (Wärmepumpe und Elektrodenkessel) und zwischen 96 und 222 EUR/MWh für indirekte Elektrifizierung über Wasserstoffverbrennung im Dampfkessel (je nach Wasserstoffpreisannahme, siehe Tabelle 1). Weiterhin werden in allen potenziellen Erzeugungstechnologien die **Wärmegestehungskosten maßgeblich durch Energiekosten bestimmt** – ihre Anteile bewegen sich zwischen 70 % und 99 %. Die Kostenkomponenten für Investition und sonstige Betriebs- und Wartungskosten sind durch die gesunkenen Energiekosten nun für die Wärmepumpe relevant (25 %). Fall E ist der für den Einsatz der Wärmepumpe weder günstigste (Fall A) noch ungünstigste Fall (Fälle C und D aufgrund hoher Temperaturen).

In dieser Konstellation ist der **Umstieg auf direkte Elektrifizierung unmittelbar attraktiv**, da Kostenvorteile gegenüber der fossilen Referenztechnologie zwischen 26 % und 39 % erzielt werden können. Eine Parität der Wärmegestehungskosten wäre für die Wärmepumpe (im Vergleich zur Erdgas-KWK) bei einem Strompreis von 115 EUR/MWh gegeben, für den Elektrodenkessel bei 80 EUR/MWh¹⁷. Dabei werden hier jeweils Vollkosten (inkl. Abgaben, Umlagen und Steuern) berücksichtigt – dem eine gleichberechtigte Investitionsentscheidung ohne Pfadabhängigkeit zugrunde liegt. Im in der Praxis relevanteren Fall einer bestehenden KWK-Anlage ohne Reinvestitionsbedarf, verringern sich die für eine Parität der Wärmegestehungskosten benötigten Strompreise im Fall E auf 90 EUR/MWh für die Wärmepumpe und 70 EUR/MWh für den Elektrodenkessel¹⁸.

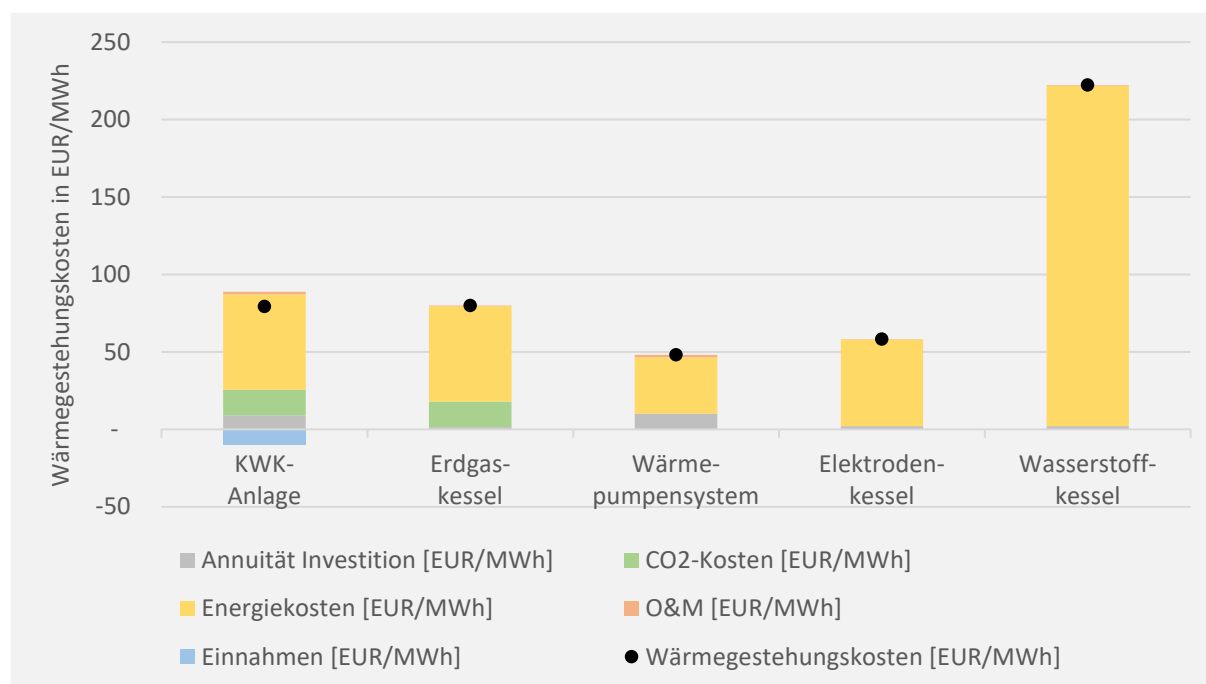
¹⁵ Der gleiche Effekt könnte durch eine Dekarbonisierung der Stromerzeugung auftreten. Dies wird hier aber nicht untersucht.

¹⁶ Im betrachteten Fall E wird dieser aufgrund der Zuordnung zum Verbrauchsband IG um 7% gesenkt.

¹⁷ Im Fall C bei 100 EUR/MWh und 85 EUR/MWh.

¹⁸ Im Fall C auf 90 EUR/MWh und 80 EUR/MWh.

Abbildung 9: Wärmegestehungskosten Fall E, kontrafaktische Annahmen



Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend lassen sich aus der Berechnung der ökonomischen Herausforderungen anhand der Wärmegestehungskosten folgende robust erscheinende Beobachtungen für die Dekarbonisierungstechnologien darstellen:

Aktuelle Bedingungen

- 1) Der Anteil der Investition an den Wärmegestehungskosten ist gering.
- 2) Fossile Anlagen sind regelmäßig die deutlich wirtschaftlichste Technologie.
- 3) Eine direkte Elektrifizierung über Wärmepumpen kann bei geeigneten lokalen Voraussetzungen attraktiv sein.
- 4) Der Betrieb von Elektrodenkesseln in Volllast ist nicht wirtschaftlich.

Kontrafaktische Bedingungen

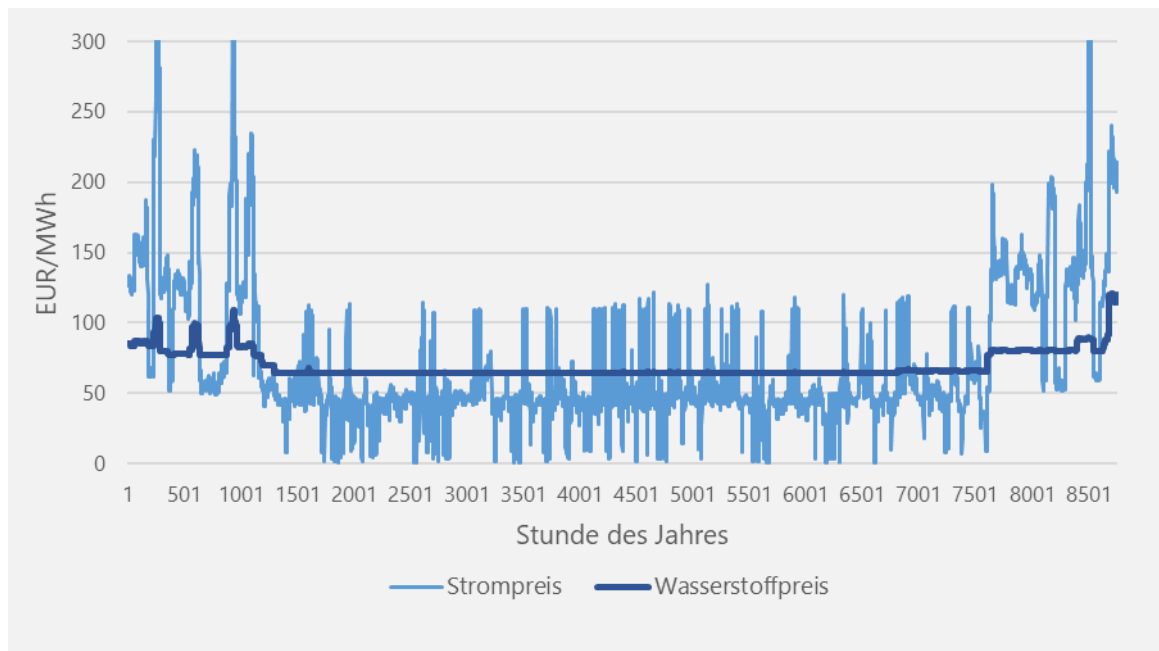
- 1) Kontrafaktische Bedingungen umfassen verringerte Strompreise (60 EUR/MWh inkl. aller Abgaben, Steuern und Umlagen) und vollständige Strompreiskompensation überwälzter CO₂-Kosten.
- 2) Kostenparität für direkte Elektrifizierung entsteht je nach Fall und Technologie bei 70-100 EUR/MWh.
- 3) Ein ähnlicher Effekt der relativen Kostenverschiebung zwischen fossilen und CO₂-armen Technologien könnte durch einen Anstieg der CO₂-Preise (oder eine Kombination davon) entstehen. Dieser würde aber die Wärmegestehungskosten insgesamt steigen lassen.
- 4) Wasserstoff wird nur bei sehr geringen Preisen (<100 EUR/MWh) konkurrenzfähig mit fossilen und Direktelektrifizierungstechnologien. Derart geringe Preise werden in der Energiesystemanalyse nicht erwartet.

4.4 Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung

Ausgehend von der zuletzt vorgestellten Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungstechnologien soll nun ein stärkerer Fokus auf die Wirtschaftlichkeit einer Flexibilisierung der Produktionsprozesse in der Ölsaatenverarbeitung und Stärkeherstellung gelegt werden. Dazu wird auf das methodische Vorgehen der FlexIPro Studie (Fleiter et al. 2024) zurückgegriffen, um Auswirkungen einer Flexibilisierung bei hoch ausgelasteten Prozessen ökonomisch einordnen zu können. Es wird hierbei von Produktionsprozessen ausgegangen, deren Produktionsmenge gleichbleiben soll und deren hohen Auslastung häufig zusätzliche Produktionskapazitäten im Falle einer Flexibilisierung erfordern. Es wird dazu eine betriebswirtschaftliche Perspektive eingenommen, die für zusätzliche Produktionskapazitäten neben dem Ausbau der Anlagen auch die Energieinfrastrukturen mitberücksichtigt. Für die Annahmen zum Flexibilisierungspotenzial der Prozesse wird sich an den technischen Potenzialen aus Abschnitt 3 orientiert.

Für die wirtschaftliche Flexibilitätsbetrachtung wird ein Zielsystem unterstellt, welches weitestgehend auf erneuerbare Energien setzt und in dem Produktionsstandorte eine möglichst kostengünstige Produktion anstreben. Grundlegende Annahmen werden dabei aus dem vorherigen Abschnitt 4.3 übernommen. Dazu wird sich ferner am Fallbeispiel A orientiert. Preise für die CO₂-Emissionen (300 EUR/t CO₂; ohne freie Zertifikatszuteilung) und die Energieträgerpreise (Abbildung 10) werden jedoch aus der FlexIPro Studie (Fleiter et al. 2024)¹⁹ entnommen. Es handelt sich hierbei um stündliche Schattenpreise, die aus einer Modellierung eines flexiblen Energiesystems für das Stichjahre 2045 abgeleitet wurden. Es ist daher nicht möglich unmittelbar Rückschlüsse auf Wärmegestehungskosten bzw. Kosteneinsparungen abzuleiten, da Marktmechanismen einen weiteren Einfluss auf den Preis nehmen könnten. Dennoch erlaubt die Charakteristik der Schattenpreise eine gewisse Indikatorik, wie sich zukünftige Preise in Abhängigkeit des zukünftigen erneuerbaren Energien Angebotes und einer flexiblen Nachfrage entwickeln könnten und damit verbunden, welche Anforderungen und Potenziale sich für Flexibilitäten ergeben. Zudem wird bei der wirtschaftliche Flexibilitätsbetrachtung berücksichtigt, dass die Flexibilitätsnutzung unmittelbare Auswirkungen auf den Bedarf an Netzanschlussleistungen hat und sich dadurch verändernde Kosten für die Netzentgelte ergeben. Sondernetzentgelte wie das Bandlastprivileg oder die atypische Netznutzung, die zu Reduzierungen der Netzentgelte führen, bleiben in dieser Betrachtung außen vor, um allgemeingültigere Kostenstrukturen ableiten zu können. Auch wenn die interviewten Unternehmen von Vergünstigungen profitieren konnten, gilt dies nicht für die gesamte Ernährungsindustrie. Anzumerken ist, dass die Untersuchung unter perfekter Vorausschau durchgeführt wurde und Kosteneinsparungen daher tendenziell eher als obere Grenze zu interpretieren sind.

¹⁹ Inkl. der dort verwendeten Netzentgelt-Regime. Kosten für die Netzentgelte für Wasserstoff entsprechen hier denen von Erdgas. Unberücksichtigt bleiben daher die inzwischen vorgesehenen Hochlaufentgelte von 25 €/kWh/h/a bei Wasserstoff (s.h. Bundesnetzagentur 2025b).

Abbildung 10: Schattenpreise für Strom und Wasserstoff in 2045

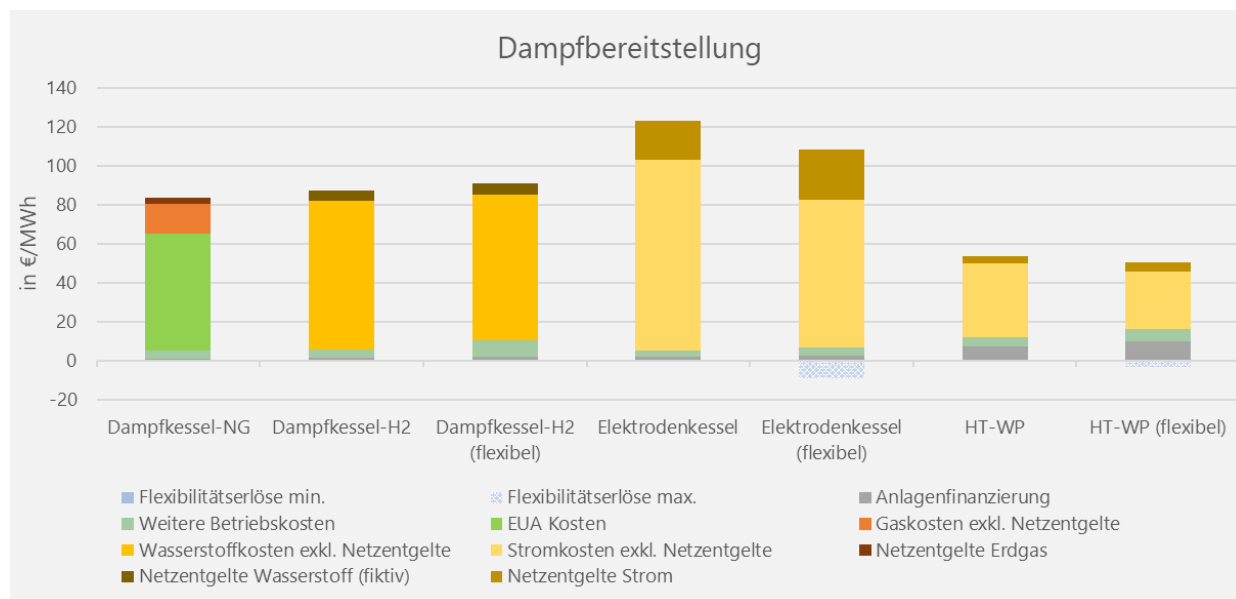
Quelle: Eigene Darstellung

Die Betrachtung der Flexibilisierung der Dekarbonisierungstechnologien über den Zeitraum eines Jahres (Abbildung 11) zeigt, dass in einem zukünftigen Energiesystem wirtschaftliche Vorteile durch eine Flexibilitätsbereitstellung erzielt werden können, dies aber auch sehr von der eingesetzten Technologie und der Betriebsart abhängt. Wie in Abschnitt 4.3 bereits dargestellt, zeigt sich auch in diesem Fall, dass die Wärmeerzeugung mit Wasserstoff teurer ist als die mit Erdgas aufgrund der hohen Wasserstoffpreise. Eine stärkere Flexibilisierung der Wärmebereitstellung mittels Wasserstoff-Dampfkessel ist aufgrund der geringen Preisfluktuationen im Vergleich zur erforderlichen Infrastruktur hier nicht lohnenswert. Sollte jedoch eine Wasserstofferzeugung vor Ort mit eigenen Elektrolyseuren vorgenommen werden, schwankt der Wasserstoffpreis aufgrund seiner Abhängigkeit zum Strompreis stärker als wenn dieser aus dem System bezogen wird, wodurch sich auch eine Flexibilisierung lohnen dürfte. Für die Elektrodenkessel und Wärmepumpen zeigt sich, dass eine Flexibilisierung zu einer deutlichen Kostenreduktion²⁰ von 12 % bzw. 6 % führen kann, indem die Last zu Zeiten hoher Strompreise reduziert wird. Dennoch sind unter dem gewählten Szenariorahmen die Kosten für den Elektrodenkessel höher als für den Erdgas-Dampfkessel. Sofern die Wärmepumpe technologisch eingesetzt werden kann, liefert sie die günstigste Wärme. Höhere Kosten für zusätzliche Produktionskapazitäten und höhere Wartungskosten können in diesem Fall unter den getroffenen Annahmen durch die reduzierten Strombezugskosten kompensiert werden. Zusatzerlöse am Regelleistungsmarkt bzw. durch zusätzliche Systemdienstleistungen können zu weiteren Kosteneinsparungen bei der Wärmepumpe und dem Elektrodenkessel führen. Ihre genaue Höhe ist jedoch schwierig abzuschätzen. Im Falle der Elektrodenkessel könnten diese Erlöse jedoch dazu beitragen, dass bei vorteilhaften regulatorischen Rahmenbedingungen doch noch eine Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Erdgas-Dampfkessel erreicht werden könnte. Denn ein großer Kostenbestandteil bei der Wärmeerzeugung durch Elektrodenkessel sind die Netzentgelte (24 %; ohne Flexibilitätserlöse im flexiblen Betrieb). Kann ein Unternehmen von Sondernetzentgelte profitieren

²⁰ Erfahrungen zu höheren Wartungs- und Betriebskosten im flexiblen Betrieb liegen für neue Technologien wie der Hochtemperatur-Wärmepumpe nicht aus der Praxis vor. Kostenreduktionspotenziale berücksichtigen diese Risiken nicht und gehen von einer perfekten Voraussicht und einer perfekten Information aus, sodass realisierbare Einsparungen im Normalfall niedriger ausfallen.

und muss nur 10-20 % der veröffentlichten Netzentgelte zahlen, so bewegen sich beide Technologien auf einem ähnlichen Niveau.

Abbildung 11: Wirtschaftlichkeit einer Flexibilisierung



Quelle: Eigene Darstellung

Für den **flexiblen Betrieb** der Produktionsprozesse der Ernährungsindustrie lässt sich für die **Wirtschaftlichkeit** festhalten:

- 1) Flexibler Betrieb kann zu deutlichen Kosteneinsparungen bei der Wärmebereitstellung in einem zukünftigen Energiesystem mit vielen erneuerbaren Energien führen.
- 2) Wirtschaftliche Dekarbonisierungsoptionen auch für höhere Temperaturniveaus erfordern entsprechende energiepolitische Rahmenbedingungen, um konkurrenzfähig zu fossilen Optionen zu sein.
- 3) Netzentgelte machen bei elektrischer Wärmebereitstellung einen erheblichen Kostenanteil aus und können wirtschaftlichen Betrieb im Vergleich zu fossilen Optionen erschweren.

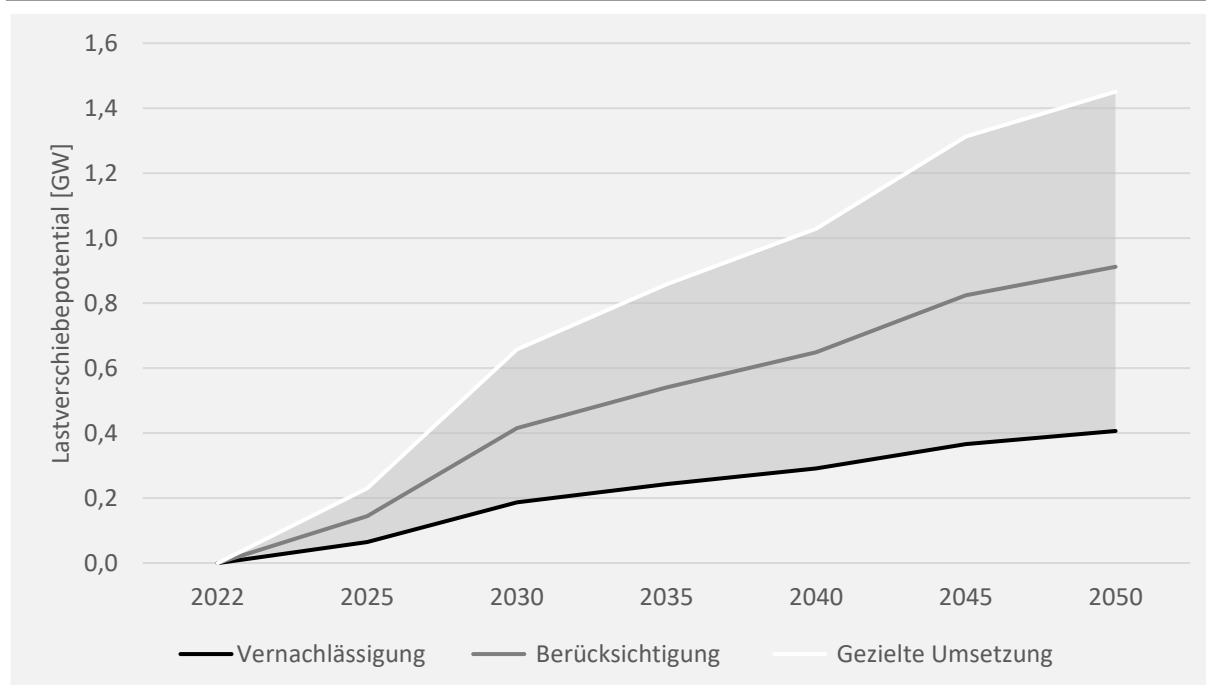
5 Übertragung des Flexibilitätspotenzials auf die Ernährungsindustrie

Basierend auf der einleitenden Darstellung der Nahrungsmittelindustrie (Abschnitt 22.1), dem technischen (Abschnitt 3) und ökonomischen (Abschnitt 4.3) Elektrifizierungspotential und Annahmen zur Umsetzung dieser Potentiale, kann eine grobe Abschätzung zum Lastverschiebungspotential der Branche durch den flexiblen Betrieb elektrifizierter Prozesswärmeanlagen erfolgen. Hierzu werden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- 1) Die Nahrungsmittelindustrie weist mit der ölsaatenverarbeitenden und stärkeherstellenden Industrie grundsätzlich vergleichbare Bedingungen auf.
- 2) Eine weitgehende Elektrifizierung ist daher technisch (Abschnitt 3) möglich und ökonomisch unter entsprechend geänderten Rahmenbedingungen (Abschnitt 4.3) attraktiv.
- 3) Elektrifizierte Anlagen können mit unterschiedlichem Grad der Berücksichtigung von Flexibilität umgesetzt und betrieben werden. Eine Nutzung der vollen Kapazität für Flexibilitätsdienstleistungen ist aufgrund der Einbindung in die Produktion aber nicht erreichbar²¹.
- 4) Der Energiebedarf der Industrie verbleibt in etwa auf heutigem Niveau.

Mit diesen Annahmen entsteht bis 2050 ein Strombedarf von 18 TWh (8 TWh Ab- und Umgebungswärme). Für den Fall von Volllastbetrieb (saisonale Aktivität ausgenommen), entspricht dies einem Lastverschiebepotential zwischen 0,4 GW und 1,5 GW (Abbildung 12).

Abbildung 12: Abschätzung des Lastverschiebepotentials der Nahrungsmittelindustrie durch hybride Direktelektrifizierung



Quelle: Eigene Darstellung

²¹ Diese Abschätzung geht davon aus, dass im Mittel 5% bis 50% der Kapazität von Wärmepumpen – je nach Umsetzungsgrad – für flexiblen Betrieb eingesetzt werden kann. Für Öfen und Elektrodenkessel werden Anteile von 25% bis 75% angenommen.

6 Energiepolitische und standortspezifische Herausforderungen

Über die bislang identifizierten rein technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen hinaus zeigte sich in der Ernährungsindustrie ein vielschichtiges Geflecht weiterer Hemmnisse, die eine konsequentere Elektrifizierung und Flexibilisierung von Produktionsprozessen erschweren. Diese lassen sich im Wesentlichen in zwei Gruppen unterteilen: Zum einen die energiepolitischen Rahmenbedingungen und zum anderen standort- bzw. unternehmensspezifische Aspekte. Die energiepolitischen Herausforderungen betrafen dabei weitestgehend alle interviewten Unternehmen gleichermaßen, wohingegen standortspezifische Hürden je nach Betrieb unterschiedlich stark ausgeprägt sein konnten. Im Folgenden werden die zentralen Aspekte aus den Interviews vorgestellt und kurz eingeordnet.

In der Ernährungsindustrie stellt der **Netzanschluss** eine der größten Hürden für die geplante Elektrifizierung als auch Flexibilisierung dar. So kann der Gesamtleistungsbedarf durch neue Anlagen insbesondere zur Wärme bzw. Dampfbereitstellung schnell auf das Fünffache der bislang verfügbaren Anschlusskapazität steigen. Die aktuellen Netzanschlussleistung der Unternehmen entsprechen dabei meistens ihrem aktuellen Bedarf ohne bisher groß ungenutzte Anschlussleistungen vor zu halten. Eine stärkere Elektrifizierung erfordert in diesen Fällen dann zwingend einen Ausbau des Netzanschlusses. Aus der Erhebung blieb jedoch unklar, welcher Aufwand netzseitig für die Kapazitätsausweitung erforderlich ist. Tendenzen lassen aber erahnen, dass meist umfangreichere Arbeiten hierfür durchzuführen wären. Gleichzeitig sind die Kapazitäten der Netzbetreiber durch eine Vielzahl neuer Anschlussanfragen (u. a. für Batteriespeichersysteme) stark ausgelastet, was zu Bearbeitungs- und Bereitstellungszeiten von mehreren Jahren führen kann. In Einzelfällen wurde sogar von Zeiträumen von 10-15 Jahren berichtet, die ein Netzbetreiber angab, um einem Unternehmen einen größeren Netzanschluss bereitstellen zu können. Entsprechende Beiträge in den Medien (Lehner 10.07.2025) oder Studien (EU Commission 2025) untermauern die Problematik der langen Zeiten für die Netzanschlussbereitstellung. Hier stellt sich daher die Frage, ob eine Priorisierung bestimmter Verbraucher oder Erzeuger durch den Netzbetreiber nicht ggf. förderlich für eine schnelle Transformation wäre. So könnten bspw. Akteure (bspw. Batteriebetreiber), welche Systemdienstleistung für einen zuverlässigen Netzbetrieb in Regionen ohne unmittelbaren Bedarf nach diesen Systemdienstleistung bereitstellen, mit einer niedrigeren Priorität im Vergleich zu Dekarbonisierungstechnologien ans Netz angeschlossen werden. Durch die hohe Auslastung leiden zudem auch allgemeine Anfrage, die zurückgestellt, verzögert oder auch gar nicht bearbeitet werden. Eine weitere Herausforderung bei der Netzanschlussbereitstellung liegt zudem darin, dass häufig eine feste Zusage seitens des Netzbetreibers vom Unternehmen erwartet wird, bevor dieser aktiv wird. Für das Unternehmen stellt sich dabei jedoch die Herausforderung, dass im Rahmen des volatilen energiepolitischen Umfeldes unklar ist, welche Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der finalen Bereitstellung gelten und ob der Netzanschluss dann noch im gleichen Umfang benötigt wird. Investitions- und Projektplanungen bei den Unternehmen werden hierdurch deutlich erschwert. Da Industrieparks häufig viele in Zukunft stärker zu elektrifizierende Produktionsprozesse besitzen und bereits jetzt meist am Limit ihrer Netzkapazität operieren wäre hier ein vorausschauender, branchenspezifisch ausgerichteter Netzausbau wünschenswert, um Bereitstellungszeiten zu reduzieren und Planungsunsicherheiten zu reduzieren.

Unternehmensseitig stößt bei größeren neuen Elektrifizierungsprojekten häufig auch das **betriebsinterne Stromnetz** an seine Kapazitätsgrenzen: Für den Anschluss großer Verbraucher wie Elektrodenkessel, Wärmepumpen oder Batteriespeicher sind meist Umbauten an Transformatoren, Schaltanlagen und Kabeltrassen nötig. Anders als beim externen Netzanschluss können diese

Maßnahmen jedoch im Rahmen der unternehmenseigenen Planung koordiniert und zeitlich optimiert werden, was eine deutlich höheren Planungssicherheiten ermöglicht als die Bereitstellung größerer netzseitiger Stromanschlussleistungen. Zwar bedeutet der interne Netzausbau einen zusätzlichen Investitions- und Koordinationsaufwand, dieser ist jedoch vergleichsweise gut kalkulierbar und stellt somit ein beherrschbares Hemmnis für die Elektrifizierung dar.

Sowohl bei der Ölsaatenverarbeitung als auch der Stärkeherstellung spielen **Netzentgelte** eine zentrale Rolle für die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitäts- und Elektrifizierungsmaßnahmen. Aktuell bemessen sich die Netzkosten häufig nach der vereinbarten Anschlusskapazität – also dem maximalen Leistungswert – und weniger nach der tatsächlichen Netzbelastung im Zeitverlauf. Da gerade größere Anlagen zur elektrischen Dampferzeugung oder Batteriespeicher insbesondere im Falle einer flexible Betriebsweise eine hohe Anschlussleistung benötigen, können steigende Spitzenleistungen in der Praxis zu deutlich höheren Netzentgelten führen, selbst wenn der reale Energiebezug im Mittel konstant bleibt. Dabei ließen sich durch einen flexiblen Strombezug eigentlich Kostenvorteile realisieren – in ungünstigen Fällen können diese jedoch durch zusätzliche Netzentgelte aufgehoben oder sogar zu Mehrkosten führen. Die aktuellen Regelungen zu den Netzentgelten sind daher häufig ein Hemmnis für eine flexible Fahrweise von Anlagen. Vorteilhaft für energieintensive Unternehmen aus der Ernährungsindustrie ist, dass diese aktuell meist von Netzentgeltentlastungen wie durch die Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV profitieren. Ein wichtiger Kostenvorteil ergibt sich bislang aus dem sogenannten Bandlastprivileg, das Unternehmen mit gleichmäßig hoher Lastkurve von den Netzentgelten um bis zu 90 % entlastet. Wird das geforderte Nutzungsprofil jedoch – beispielsweise durch ungeplante Anlagenstillstände oder schwankende Produktionsmengen – nicht eingehalten, drohen Zusatzkosten die schnell im niedrigen einstelligen Millionenbereich liegen können. Kampagnebetriebe können die mindestens 7.000 Stunden möglichst gleichmäßiger Last, die für eine Netzentgeltentlastung durch das Bandlastprivileg erforderlich sind, in der Regel nicht erreichen, profitieren jedoch von Sonderregelungen, welche auch zu reduzierte Netzentgelten führen. Vereinzelt spielt auch die atypische Netznutzung eine Rolle, bei der die Unternehmen ihre Spitzenlasten außerhalb in durch den Netzbetreiber festgelegte Hochlastzeitfenster verlegen, um ähnliche Kostenreduktionen zu erhalten. Mit Blick auf die bevorstehende Novelle der Stromnetzentgeltverordnung zeichnet sich ab, dass diese Privilegien wie das Bandlastprivileg oder die atypische Netznutzung abgeschafft und durch ein flexibleres System ersetzt werden sollen. Die Neuregelung (u.a. Bundesnetzagentur 2025a; nachträglich erschienen: Bundesnetzagentur 2025c) soll dafür sorgen, dass flexible Netzentgelte ein systemdienliches Verhalten bei den Verbrauchern anreizen und dadurch das Stromnetz entlasten und die Energienutzung an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien angleichen. Die Besonderheit bei KWK-Anlagen-Betreibern ist jedoch, dass diese proaktiv die Energiewende mitgestalten können. Denn sie sind in der Lage, selbst überschüssigen Strom in das Netz einzuspeisen und so bei Dunkelflauten oder erhöhtem Energiebedarf als dezentrale Redispatch-Dienstleister mitwirken zu können. Es müssten so weniger Back-Up Kraftwerke gebaut werden, was einen direkten Einfluss auf die geplanten Gaskraftwerkszubauleistung bis 2035 haben könnte²². Genaue Einsparpotential dieser dezentralen Back-Up-Kraftwerke inkl. der systemischen Auswirkungen müssten allerdings noch erhoben werden. Unternehmen, die sich mit der Neuregelung der Netzentgelte beschäftigten, erachteten es als wichtig, dass die Anreize mehr an den tatsächlichen Netzzuständen als am Day-Ahead Markt auszurichten sind, um Fehlanreize zu vermeiden. Im Falle einer Ausrichtung am Strommarkt, könnten die Anreize zur Lastverschiebung, die sowieso bereits durch die Energiebeschaffungspreise an der Strommarktbörse vorliegen, weiter verstärkt werden, ohne jedoch den aktuellen Netzzustand zu berücksichtigen.

²² Mit der Annahme aus Bundesnetzagentur 2025d sind fossil-basierte KWK-Anlagen mit einer Kapazität von 31.4 GW_{el} in 2030 installiert. Die tatsächliche Erzeugung liegt dabei i.d.R. 30 % unterhalb der installierten Kapazität, um Betriebssicherheit auf Industrieseite zu wahren. Demzufolge wären 9,4 GW_{el} nicht netzwirkend, was bis zu 43 % der geplanten Gaskraftwerkszubauleistungen bis 2035 entspricht.

Gerade im Kontext einer Strompreiszone, können die lokalen Netzanforderungen sich konträr zum Marktpreis verhalten und damit dann lokal falsche Anreize setzen. Für eine umfangreiche Einordnung der Neuregelung der Netzentgelte auf die wirtschaftlichen Auswirkungen sowie Flexibilitätsanreizung ist jedoch die genaue Ausgestaltung der neuen Sondernetzentgelte erforderlich, die zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch nicht vorlagen. Da die meisten Produktionsprozesse bisher auf einen kontinuierlichen Betrieb ausgelegt wurden, sollten die Auswirkungen schrittweise in flexible Netzentgelte überführt werden, um den Unternehmen Chancen zur Anpassung ihrer Verbräuche zu ermöglichen. Im Kontext der Diskussion um einen Industriestrompreis zeigt sich auch, dass umfangreichere Mehrkosten durch neugeregelte Netzentgelte möglichst vermieden werden sollten. Daher führt aktuell die Abschaffung insbesondere des Bandlastprivilegs und der atypischen Netznutzung zugunsten eines noch unklaren Systems flexibler Netzentgelte zu zusätzlichen Planungsrisiken und zurückhaltenden Investitionsentscheidungen.

Darüber hinaus stoßen weitere Regelungen, welche Einfluss auf die Stromkostenbestandteile nehmen, wie „Nutzen statt Abregeln“, bei einigen interviewten Unternehmen auf Interesse. „Nutzen statt Abregeln“ zielt dabei auf die Vermeidung von Abregelungen aufgrund von Netzengpässen bei hoher Einspeisung durch die Aktivierung zusätzlicher Stromverbraucher ab. Da jedoch die wenigsten Unternehmen in aktuellen Entlastungsregionen verortet sind, können sie diese Regelung nicht in Anspruch nehmen. Auch scheint es für Unternehmen teilweise schwierig zu sein, konkrete Informationen zur Regelung für ihr Netzgebiet zu erhalten. Da kein interviewtes Unternehmen die Regelung aktiv nutzte, kann auch keine Abschätzung vorgenommen werden, wie sich der zusätzliche Aufwand auf der Seite eines Unternehmens aus der Ernährungsindustrie wirtschaftlich in Bezug auf die reduzierten Strombezugskosten (inkl. zugeteilter Energievolumina) verhält. Es ist aber davon auszugehen, dass die Vorteilhaftigkeit der Beanspruchung der Regelung sehr von der Region abhängt und auch über die Zeit Veränderungen nicht auszuschließen sind, was Nutzungsentscheidungen seitens der Unternehmen aufgrund von Planungsunsicherheiten erschwert.

Eigenstromkonzepte mit erneuerbaren Energien (z. B. Photovoltaik-Anlagen auf Firmendächer) erlauben grundsätzlich eine enge Verzahnung von Erzeugung und Verbrauch direkt im Werk. In der Praxis ist ihr Einsatz für flexible Industrieprozesse jedoch nur begrenzt optimiert. Geltenden Umlagebefreiungen sind häufig an starre Lastprofile gebunden, sodass sich Flexibilisierungsmaßnahmen ab einer bestimmten Grenzlast kaum noch lohnen. Auch ist eine dynamische Steuerung erschwert, um als Teil eines virtuellen Kraftwerks das lokale Energiesystem außerhalb des Unternehmensgeländes zu unterstützen. In diesem Kontext lässt sich zudem erwähnen, dass auch über eine stärkere Integration von vorhandenen bzw. zu erneuernden Backup-Kraftwerke bei den Unternehmen ins Energiesystem nachgedacht werden könnte, um so bspw. etwas den Bedarf an neuen Gaskraftwerken für die Energiewende zu reduzieren. Daher könnte eine Weiterentwicklung hin zu dynamischen Tarifen und marktgerechten Prämien, die echte Lastverschiebung entlang der Netzengpässe belohnen, das Potenzial der Ölsaaten verarbeitende und Stärke produzierende Industrie für eine intelligente Netzintegration deutlich steigern.

Ein verlässlicher **regulatorischer Rahmen und ein darauf abgestimmtes Marktdesign** sind für die Stärkeherstellung und Ölsaatenverarbeitung unerlässlich, um Dekarbonisierungsstrategien und den Einsatz technischer Flexibilitäten überhaupt erst planbar und finanzierbar zu machen. Nur wenn Unternehmen dauerhaft und mit hinreichender Vorlaufzeit in den Strom- und Energiemärkten agieren können, ohne abrupten gesetzlichen Änderungen ausgesetzt zu sein, lassen sich Investitionsentscheidungen in neue elektrische Verfahren, Anlagen und Lastmanagementkonzepte treffen. Gleichzeitig ist das Geflecht aus EU-Richtlinien, nationalen Gesetzen und branchenspezifischen Vorgaben hochkomplex: Es reicht von der Industrieemissionsrichtlinie (IED) über das Energiewirtschafts- und das Stromnetzentgeltrecht bis hin zu Förderrahmen, die Vorgaben zu Effizienz und Eigenstrom vorgeben. Dies macht es häufig erforderlich, dass externe Berater hinzugezogen

werden müssen. Für eine Flexibilisierung von Prozessen kommt hinzu, dass Richtlinien oder Gesetze nicht auf Bereitstellungen von Flexibilitäten abgestimmt sind.

Als Teilnehmer am **EU-Emissionshandelssystem (EU ETS)** stehen Unternehmen der Ernährungsindustrie in direkter Abhängigkeit von der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise. Die Wirtschaftlichkeitsanalysen (Abschnitt 4) zeigen, dass ein erfolgreicher Energieträgerwechsel – von Erdgas auf grünen Strom oder Wasserstoff – nur dann erfolgen kann, wenn sich die Strom- respektive Wasserstoffpreise dauerhaft an der Summe aus Erdgas- und CO₂-Preis²³ orientieren. Für Investitionsentscheidungen ist es aber auch wichtig, dass man mit möglichst festen Preisen für die CO₂-Zertifikatspreise planen kann. Schwankungen wie zuletzt und die Gefahr der Marktpreiseinflussnahme durch Spekulanten erschweren dies aber. Bezogen auf die Flexibilitätsbereitstellung in der Ölsaatenverarbeitung und Stärkeherstellung durch die tendenziell kurzen Lastverschiebungsfenster, spielt der Einfluss des CO₂-Zertifikatspreise eher eine untergeordnete Rolle. Flexibilitätsoptionen mit Blick auf Tages- und Monatszeiträume können hingegen stärker von der CO₂-Preisentwicklung abhängen und dadurch eine operative Einsatzplanung erschweren. Regelungen für eine CO₂-Bepreisung und eine systemdienliche Bereitstellung von Flexibilitäten sollten daher möglichst im Einklang miteinander stehen.

Das **europäische CO₂-Grenzausgleichssystem** (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)) zielt bislang auf die Bepreisung von Importen aus Drittländern ohne oder mit zu niedrigem CO₂-Preis ab, um einen faireren Wettbewerb für Unternehmen im europäischen Binnenmarkt zu schaffen. Dies gilt bisher jedoch nur für einige Branchen und auch sind Exporte bisher nicht Teil des Systems. In den geführten Gesprächen wurde der Ruf nach fairem Wettbewerb insbesondere mit Bezug auf den Export laut. Für Unternehmen der Ernährungsindustrie in Hafennähe ist dies gut nachvollziehbar, für die Unternehmen im Hinterland spielte der direkte Export häufig jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Es wurde aber deutlich, dass die Abnehmer der Erzeugnisse teils stärker vom Export abhängig sind, wie bspw. die Papierherstellung die Stärke als Additiv einsetzt. Vor diesem Hintergrund wurde das Konzept eines „Reverse CBAM“ in die Gespräche mit eingebracht. Ziel wäre es bei einem Reverse CBAM auch die Exporte zu berücksichtigen, indem Exportströme in Märkte ohne CO₂-Bepreisung ausgeglichen würden und man so internationale Wettbewerbsnachteile vermeiden könnte. Eine genauere Betrachtung des Konzeptes liegt aber außerhalb des Untersuchungsrahmens dieser Studie und bedarf weitere Untersuchungen (wie bspw. Ambec et al. 2024). Ob und in welcher Form ein Reverse CBAM die Elektrifizierung und Flexibilisierung unterstützt, hängt dann vom späteren Ausgestaltungsmodell des CBAM ab.

In vielen mittelständischen Ernährungsbetrieben führt der hohe **bürokratische Aufwand** zu erheblichen Verzögerungen und zusätzlichen Kosten. So verlangen Behörden teilweise dieselben Energie- und Produktionsdaten in unterschiedlichen Formaten, wodurch Unternehmen dieselben Kennzahlen mehrfach aufbereiten und einreichen müssen. Moderne Energie-Management-Systeme können zwar die Datenerfassung automatisieren, doch zeigt dies, dass es an genormten Schnittstellen und verbindlichen Standards seitens der Behörden mangelt. Zudem dürfte es zu prüfen sein, ob immer alle Daten benötigt werden oder nicht teilweise auch schon die Daten in direkter oder indirekter Form vorliegen bzw. sich aus vorhandenen Daten ableiten lassen könnten – ein Umstand, der personelle Kapazitäten bindet und das Risiko widersprüchlicher Angaben erhöht.

Auch Planungs- und Genehmigungsverfahren²⁴ sind nach wie vor äußerst aufwendig. Schon kleinste Änderungen am Anlagenbestand können eine umfangreiche Neuprüfung vieler

²³ Bruttoanzahl benötigter Zertifikate abzgl. freier Zuteilungen

²⁴ Der Anspruch der Studie ist es nicht zu bewerten, wie viel Aufwand (planungsrechtlich, ingenieurseitig, etc.) in den Einzelunternehmen erfolgen muss. Dadurch, dass eine Wandlung von Energieträger bzw. Energieversorgungssystemen ein Eingriff in ein Kernsystem der herstellenden Betriebe ist und diese oftmals BImSchG-Betriebe (unterliegen dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und benötigen für Errichtung und Betrieb von Anlagen eine Genehmigung) sind, ist der Aufwand sehr wahrscheinlich also hoch bis sehr hoch einzustufen.

technischer und sicherheitsrelevanter Aspekte nach sich ziehen. Dabei sorgen umfangreiche Abstimmungen zwischen den verschiedenen Fachämtern und ggf. erforderlichen Gutachten von Sachverständigen häufig für lange Bearbeitungs- bzw. Wartezeiten. Vereinfachte bzw. verkürzte Prozesse sollten angeboten werden sofern es die Sache erlaubt.

Hinzu kommt eine undurchsichtige Förderlandschaft: Nationale, europäische und regionale Programme überschneiden sich einerseits, weisen aber andererseits sehr unterschiedliche Voraussetzungen auf. Besonders kleinere Unternehmen haben häufig nicht die Ressourcen, um allein die zahlreichen Richtlinien anzupassen und Änderungen in den Förderbestimmungen kontinuierlich zu verfolgen. Dadurch wird die Inanspruchnahme erschwert und der Transformationsprozess verzögert. Lange Bearbeitungszeiten sorgen zudem für unnötige Unsicherheiten bei der Projektplanung und -durchführung. Eine Kommunikation und Einhaltung von klaren Fristen und akzeptablen Bearbeitungszeiten wäre hier hilfreich.

Bei der unternehmensinternen Entscheidung für Investitionen spielen **Amortisationszeiten** eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Transformationsprojekte in der Ernährungsindustrie, etwa die Elektrifizierung der Dampfbereitstellung oder der Aufbau flexibler Energiespeicher, sind in der Regel mit hohen Investitionen verbunden. Anders als bei klassischen früheren Anlageninvestitionen gewinnt hier der laufende Betriebsaufwand (OPEX) für den eingesetzten Energieträger deutlich an Bedeutung. Dieser erhöhte OPEX-Anteil kann die Amortisationszeiten spürbar verlängern, da die erwarteten Einsparungen nicht allein über einmalige Energieeffizienzgewinne, sondern fortlaufend erwirtschaftet werden müssen. Jede geplante Investition konkurriert zusätzlich unmittelbar mit anderen Projekten – von Produktinnovationen über Prozessoptimierungen bis hin zu Ersatzbeschaffungen. Besonders in Unternehmen, die Teil internationaler Konzerne sind, fließen diese Transformationsvorhaben nicht selten auch in einen globalen Investitionsvergleich ein: Projekte mit höherem Return-on-Invest bzw. Standorte mit kurzen Rückflüssen können dabei bevorzugt werden, weil sie schneller Liquidität freisetzen und als weniger risikobehaftet gelten. Längere Amortisationszeiträume bleiben demgegenüber eher die Ausnahme, da sie neben dem finanziellen Risiko auch Unsicherheiten durch volatile Energiepreise und technisch komplexe Neuerungen bergen. Als Teil strategischer Planungen lassen sich aber auch auf den ersten Blick weniger interessante Investitionsprojekte erfolgreich realisieren. Hilfreich ist hierbei eine mögliche und vorteilhafte klare Abgrenzung zu Alternativen und eine zu erwartende langfristige mit dem strategischen Investitionsprojekt verbundene Wettbewerbsfähigkeit.

In der Ernährungsindustrie erfolgt die **Transformation zu einer klimafreundlichen Energieversorgung meist im Bestand**, da zentrale Teile der Produktionsanlagen nach einer Dekarbonisierung weitergenutzt werden und dadurch Investitionen vermieden werden können. Die Transformation im Bestand erfordert jedoch eine gute Planung, damit einzelne Anlagen bzw. Anlagenkomponenten passend ersetzt werden bzw. Dekarbonisierungstechnologien richtig integriert werden können. Moderner Dekarbonisierungstechnologien etwa Hochtemperatur-Wärmepumpen oder Wasserstoff-Dampfkessel können andere Platz-, Druck- oder auch Materialanforderungen stellen als wie bestehende Komponenten wie bspw. Dampfkessel oder Gasbrenner. Die Umbauarbeiten an sensiblen Produktionslinien bergen zudem ein erhebliches Risiko: Technische Schnittstellen zwischen Alt- und Neuanlagen lassen sich nur schwer präzise planen, und unerwartete Inkompatibilitäten führen oft zu Nachrüstungen. Ein besonders kritischer Kostenfaktor sind die während der Umbaumaßnahmen unvermeidlichen Stillstandszeiten. Da in der Lebensmittelproduktion mit verderblichen Rohstoffen und festen Hygienezyklen gearbeitet wird, kann schon eine Stundenunterbrechung zu Produktverlusten, aufwändigen Reinigungszyklen und Lieferverzögerungen führen. Um diese Hemmnisse zu minimieren, sind daher eine detaillierte Prozesssimulation, enge Abstimmungen mit Anlagenbauern, ein gestuftes Vorgehen in Teilabschnitten sowie umfassende

Risikobewertungen unverzichtbar. Nur so lassen sich Dekarbonisierungstechnologien im Bestand integrieren, ohne Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu gefährden.

Eng verbunden mit der Transformation im Bestand ist, dass es nur eine **begrenzte Verfügbarkeit an freien Flächen** an vielen Unternehmensstandorten der Ernährungsindustrie gibt. Die betrieblichen Flächenressourcen sind bereits so hoch ausgelastet, dass durch u. a. Produktionshallen, Lagerbereiche oder Kühlräume der Großteil der Grundstücke beansprucht wird und wenig Freifläche für zusätzliche Infrastrukturen verbleiben. Gerade für hybride Energiesysteme und moderne Dampferzeugungskonzepte – etwa in Kombination mit Wärmepumpen, Batteriespeichern oder Elektrolyseanlagen – werden jedoch erhebliche Platzkapazitäten benötigt, die schnell 30–40 % der bisherigen Gesamtfläche ausmachen können. An vielen Standorten fehlen nicht nur geeignete Außenflächen, sondern auch nutzbare Hallenbereiche, ohne in bestehende Prozess- oder Logistikabläufe einzugreifen. Vorhandene Verkehrswege, Beförderungswege für das Ausgang-, Zwischen- und Endprodukte sowie häufig Dampfnetz zur Wärmebereitstellung lassen eine bauliche Erweiterung oft nur mit aufwändigen Umplanungen, kostenintensiven Abrissen oder komplizierten Integrationen zu. Um diesen Flächenengpass zu überwinden, sind für den Standort passende Technologien zur Dekarbonisierung auszuwählen und die einzelnen Transformationsschritte gut aufeinander aufbauend zu planen.

Vergleicht man diese hier vorgestellten regulatorischen und Infrastruktur seitigen Herausforderungen, die sowohl extern als auch intern Unternehmensentscheidungen bei einer Elektrifizierung bzw. Flexibilisierung beeinflussen, so kann man feststellen, dass viele Parallelen zu Unternehmen in anderen Branchen (vgl. Fleiter et al. 2024) erkennbar sind. Zentrale Aussagen wie der Bedarf nach zeitnahen Netzanschlüssen, wirtschaftliche Rahmenbedingungen für emissionsarme Energieträger, regulatorischen Regelungen zur Dekarbonisierung die im Einklang mit einer Flexibilisierung stehen oder verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen spielen auch in anderen energieintensiven Industrien eine wichtige Rolle.

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen aus der Umfeldanalyse ziehen:

Externes Umfeld

- 1) Netzanschluss: Die bis zu 5-fache Netzanschlussleistung kann durch Elektrifizierung erforderlich werden. Netzanschlusserweiterungen dauern häufig mehrere Jahre und erfordern feste Unternehmenszusagen gegenüber dem Netzbetreiber.
- 2) Netzentgelte: Netzkosten orientieren sich stärker an Kapazitäten anstatt den tatsächlichen Netzbelastungen. Flexibilisierung kann zu höheren Netzentgelten führen.
- 3) Regulatorik: Komplexes Regelwerk. Verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen erforderlich. Wettbewerbsfähigkeit erfordert ähnliche internationale Rahmenbedingungen.
- 4) Bürokratie: Diverse Berichtspflichten; teilweise Datenabfrage mit behördenspezifischer Aufbereitung. Aufwendige und lange Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Internes Umfeld

- 1) Amortisationszeit: Höhere Kosten (zum Teil CAPEX, maßgeblich OPEX) erzeugen längere Amortisationszeiten und höheres Risiko. Investitionsentscheidungen stehen im internationalen Wettbewerb.
- 2) Transformation im Bestand: Weiternutzung von Bestandanlagen schränkt Einsatz von Dekarbonisierungstechnologien ein. Umbauarbeiten beinhalten ein Risiko und Stillstandszeiten sind ein Kostenfaktor.

- 3) Begrenzte Verfügbarkeit an freien Flächen: Freier Platz in bestehenden Anlagen und Freiflächen sind begrenzt. Speicher und hybride Konzepte benötigen zusätzlichen Platz.

7 Zusammenfassung

In der deutschen Ernährungsindustrie – exemplarisch betrachtet an den Branchen Ölsaatenverarbeitung und Stärkeproduktion – stoßen Unternehmen zunehmend an Grenzen ihrer etablierten Produktions- und Energieversorgungskonzepte, wenn es um eine weitere Dekarbonisierung geht. Die heute vorherrschenden Anlagen sind im Regelfall auf einen kontinuierlichen und volllastgeführten Betrieb ausgelegt, um einen wirtschaftlichen Betrieb und eine gleichbleibende Produktqualität sicherzustellen. Sehr häufig kommen dabei gasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) zum Einsatz, die Strom und Prozesswärme ungefähr im benötigten Verhältnis 1:4 liefern, um die Energiebedarfe der Produktionsprozesse abzudecken. Eine Ausnahme spielen jedoch Kampagnenbetriebe, für die sich eine Investition in KWK-Anlagen aufgrund der saisonal beschränkten Betriebszeit gegebenenfalls nicht lohnen. Hier kommen dann bspw. Gaskessel zum Einsatz, die aber auch teilweise bei ganzjährig produzierenden Unternehmen zur Absicherung oder auch zur teilweise finalen Wärmebereitstellung noch zusätzlich eingesetzt werden. Klassische Flexibilisierungsansätze – etwa kurzfristige Lastreduktionen oder Verschiebungen des Wärmebedarfs – finden in diesen Strukturen kaum Anwendung, da sie ohne Einbußen bei Produktion, Qualität und Effizienz kaum realisierbar sind. Die Erhebungen belegt daher für den Status quo ein geringes Flexibilisierungspotenzial, das sich praktisch nur auf geringe Drosselungen in Ausnahmesituationen beschränkt (Abschnitt 2.2.4 und 2.3.4).

Im Unterschied zu anderen Branchen wie bspw. der Stahlherstellung gibt es nicht die eine klare Dekarbonisierungsstrategien (Abschnitt 3). Dies hat einmal damit zu tun, dass die Produktionsprozesse der Ernährungsindustrie je nach Produkt sehr unterschiedlich ausfallen können und andererseits damit, dass es auch einfach mehrere vielversprechende Dekarbonisierungsoptionen gibt. So kann in vielen Unternehmen das eingesetzte Erdgas durch Wasserstoff substituiert werden. Der Anpassungsbedarf der Anlagen wird dabei häufig als überschaubar aber auch sehr teure Lösung eingeschätzt. Es ist aber auch möglich auf den Einsatz von Biomassen zurückzugreifen. Durch die Verarbeitung von landwirtschaftlichen Erzeugnissen besteht ein guter Zugang hierzu, wobei bisher eher versucht wurde diese vor Ort verfügbaren Biomassen nicht energetisch zu nutzen. Als weitere Option steht die Möglichkeit der Elektrifizierung zur Verfügung, die im Kontext erweiterte Flexibilitätsoptionen eine wichtige Rolle spielen kann.

Die Elektrifizierung der Dampf- und Prozesswärmebereitstellung mit einer Kombination aus elektrischen Dampferzeugern (Elektrodenkesseln) und Hochtemperatur-Wärmepumpen erlaubt eine weitgehende Dekarbonisierung selbst bei Temperaturen bis zu 250 °C. Insbesondere bei Temperaturen bis etwa 150 °C, wie sie in vielen Reinigungs-, Trocknungs- oder Desolvierungsschritten vorkommen, eröffnen Wärmepumpen in Verbindung mit vor Ort nutzbarer Abwärme sehr attraktive Effizienzwerte ($COP > 2$). Höhere Prozesstemperaturen lassen sich effizient über elektrische Heizstäbe in Dampfkesseln realisieren. In Kombination mit Speichern für thermische Energie – etwa in Form von großvolumigen Wasser- oder Latentspeichern – entstehen hybride Prozesswärmeanlagen, die je nach Marktlage zwischen Strom-, Gas- oder sogar Wasserstoffbetrieb wechseln können. Solche Systeme ermöglichen nicht nur eine fundamentale Flexibilisierung der Wärmebereitstellung, sondern schaffen auch die Voraussetzung, dass die Betriebe ihre Lastprofile aktiv an den Strommarkt anpassen und zusätzliche Erlöse durch Regel- und Ausgleichsenergieleistungen erwirtschaften können. Ein intelligentes Zusammenspiel von Elektrifizierung, hybriden Gas-/Wasserstoff-/Biomasseanlagen und thermischen Speichern kann dadurch erhebliche Systemdienstleistungen erbringen. Auf Branchenebene lässt sich so bis zum Jahr 2050 ein Lastverschiebungspotenzial von 0,4 GW bis 1,5 GW ableiten, das saisonale und tagesgleiche Lastverschiebungen umfasst (Abschnitt 4.5).

Trotz dieses technischen Potenzials bremsen derzeit vor allem infrastrukturelle und ökonomische Rahmenbedingungen die praktische Umsetzung (Abschnitt 5). Die erforderlichen Netzanschlussleistungen für großvolumige Wärmepumpen oder Elektrodenkessel können um das Zwei- bis Fünffache über den heute verfügbaren Kapazitäten liegen. Netzbetreiber sehen sich angesichts zahlreicher Anfragen für Batteriespeicher stark ausgelastet, sodass Anschlussausweitungen mitunter mehrere Jahre benötigen. Parallel hierzu sind die Netzentgelte bisher überwiegend an die maximale Anschlusskapazität gekoppelt und nicht an die tatsächlich abgerufenen Lasten. Insbesondere Anlagen mit kurzfristig höheren Spitzenbelastungen werden dadurch mit überproportional steigenden Gebühren belegt, obwohl sie netzdienliche Lastverschiebungen vornehmen könnten. Die resultierende Unsicherheit hemmt Investitionsentscheidungen und erschwert die Planung flexibler Fahrweisen erheblich. Hinzu kommt, dass sich unter den gegenwärtigen Preisrelationen von Strom- zu Erdgaspreisen die OPEX-Anteile elektrifizierter Prozesswärmeerzeugung deutlich nachteilig darstellen, wodurch Wärmepumpen und Elektrodenkessel trotz niedrigerer CO₂-Emissionen deutlich höhere Wärmegestehungskosten aufweisen als bestehende gasbetriebene KWK-Anlagen.

Aus ökonomischer Sicht (Abschnitt 4) dominieren die Energiekosten in den Wärmegestehungskosten aller betrachteten Technologien mit Anteilen zwischen 67 % und 99 %. Die CO₂-Kosten (75 EUR/tCO₂) schlagen dabei mit zusätzlichen 17 % bis 20 % zu Buche, werden bei Elektrifizierung jedoch weitgehend über den Strompreis weitergereicht. Investitions- und Wartungskosten spielen nur eine untergeordnete Rolle (1 % bis maximal 11 %). Unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen zeigen sich direkte Elektrifizierungsoptionen als ökonomisch unattraktiv: Wärmepumpen verursachen Mehrkosten von rund 56 % bis 80 % gegenüber gasbefeuelten KWK-Anlagen, Wasserstoffdampfkessel liegen sogar 175 % bis 270 % teurer. Nur unter kontrafaktischen Annahmen – Strompreise von etwa 60 EUR/MWh und vollständige Kompensation der auf Strom überwälzten CO₂-Kosten – erreichen Wärmepumpen und Elektrodenkessel Parität oder Kostenvorteile von bis zu 39 % gegenüber fossilen Referenztechnologien. Wasserstoff bleibt bei Preisniveaus über 100 EUR/MWh unwirtschaftlich. Ein flexibler Betrieb kann zu Kosteneinsparungen führen, wobei gerade für Elektrodenkessel Regelungen zu möglichst niedrigen Netzentgelten wichtig sind, um wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber Erdgaskesseln zu sein.

Auf regulatorischer Ebene sollte zudem der bürokratische Aufwand reduziert werden, indem standardisierte Datensätze zum Austausch von Informationen eingesetzt werden, straffere und vereinfachte Genehmigungsverfahren zum Einsatz kommen und der Zugang zu Förderungsmöglichkeit durch eine weniger komplexe Förderlandschaft verbessert werden. Die anstehende Novelle der Stromnetzentgeltverordnung, die die Privilegien des Bandlastprivilegs und atypischer Netznutzung ablösen soll, bietet eine Chance, flexible Netzentgelte einzuführen, die netzdienliche Verbrauchsprofile belohnen. Darüber hinaus könnte ein dynamisches Tarifsysteem, das lokale Netzengpässe und erneuerbare Erzeugungsschwankungen berücksichtigt, das Potenzial dezentraler Lastverschiebung in der Ernährungsindustrie erheblich steigern. Hierbei sollten jedoch entsprechende Übergangszeiten berücksichtigt werden, damit die Systemumstellung von kontinuierlich betriebenen auf flexible Prozesse erfolgreich verlaufen kann.

Auf Unternehmensebene gilt es, Transformationsprojekte unter begrenzten Flächenverfügbarkeiten im Bestand präzise zu planen und phasenweise umzusetzen. Die Nutzung vorhandener KWK-Anlagen als Ausgangspunkt – etwa durch Umrüstung auf Wasserstoff oder schrittweise Integration elektrischer Komponenten bzw. Hybridsysteme – kann dabei eine risikoärmere Vorgehensweise sein. Unvermeidliche Umbau- und Stillstandszeiten sollten sorgfältig terminiert werden, um damit dann Transformationskosten gering zu halten.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die erfolgreiche Transformation der energieintensiven Segmente der Ernährungsindustrie eine Symbiose aus Technik, Wirtschaft und Politik erfordert. Nur durch eine gezielte Elektrifizierung der Dampfbereitstellung, die Ergänzung um hybride Prozess-

wärmeanlagen und thermische Speicher sowie durch ein verlässliches regulatorisches Umfeld können Unternehmen ihre Effizienz steigern und neue Erlösquellen erschließen. Verfügbare Netzan-schlüsse, flexible Netzentgelte und bürokratiearme Verfahren schaffen die Voraussetzungen, damit Investitionen in Dekarbonisierung und Flexibilisierung nicht nur technisch möglich, sondern auch wirtschaftlich attraktiv werden. Damit öffnet sich der Weg, nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit langfristig zu sichern, sondern auch die ambitionierten Klimaziele im deutschen und europäischen Kontext zu erreichen.

8 Literatur

1.1 Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen e.V. (2025): Bilanz 2023. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2021-2030>.

Ambec, Stefan; Esposito, Federico; Pacelli, Antonia (2024): The economics of carbon leakage mitigation policies. In: *Journal of Environmental Economics and Management* 125, S. 102973. DOI: 10.1016/j.jeem.2024.102973.

Arpagaus, Cordin (2019): Hochtemperatur-Wärmepumpen.

Banse, M.; Kilian, D.; Weimar, H.; Iost, S.; Morland, C.; Glasenapp, S. (2023): Abschlussbericht Bausteine für eine Biomassestrategie: Biomassepotenziale und Erwartungen an ihre künftige Nutzung (BIOSTRAT).

Bundesnetzagentur (Hg.) (2025a): Diskussionspapier. Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). Grosse Beschlusskammer Energie. Bonn.

Bundesnetzagentur (2025b): Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250714_Hochlauf.html, zuletzt geprüft am 21.08.2025.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2025c): Diskussionspapier. Entgelte für Industrie und Gewerbe. Grosse Beschlusskammer Energie. Bonn.

Bundesnetzagentur (Hg.) (2025d): Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Ergebnisse. Anhang 5. Versorgungssicherheit Strom. Bonn.

EU Commission (Hg.) (2025): Study on network development planning, tariff structures and connection requests for electricity distribution grids. Brüssel.

Europäisches Parlament (14.06.2018): Richtlinie (EU) 2018/851 über Abfälle (L 150/109). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32018L0851>.

Eurostat (2024): Gas prices - bi-annual data (from 2007 onwards) (nrg_pc_202). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_pc_202_sims.htm.

Fleiter, Tobias; Haendel, Michael; Klobasa, Marian; Lux, Benjamin; Khanra, Mahnish; Männer, Wolfgang et al. (2024): Studie Flexibilisierung elektrifizierter Industrieprozesse. Eine Analyse der technischen und ökonomischen Herausforderungen aus Unternehmens- und Systemperspektive. Hg. v. Kompetenzzentrum Klimaschutz in.

Fleiter, Tobias; Rehfeld, Matthias; Hirzel, Simon; Neusel, Lisa; Aydemir, Ali; Schwotzer, Christian et al. (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. Hg. v. Umwelt Bundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-neutrale-prozesswaermeerzeugung>, zuletzt geprüft am 18.11.2024.

Fleiter, Tobias; Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang (Hg.) (2013): Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Stuttgart (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").

Forbes (2025): Thermal Energy Storage: The Industrial World's Hottest Batteries. Online verfügbar unter <https://www.forbes.com/sites/erikkobayashisolomon/2025/08/07/thermal-energy-storage-the-industrial-worlds-hottest-batteries/>, zuletzt aktualisiert am 07.08.2025, zuletzt geprüft am 15.09.2025.

Foslie, Sverre Stefanussen; Knudsen, Brage Rugstad; Bjarghov, Sigurd; Korpås, Magnus (2025): Faster decarbonization of heavy industries in low-carbon power grids: using process flexibility for handling grid congestions (22).

FutureCamp (Hg.) (2024): Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland. Pfade zur Treibhausgasneutralität – Perspektiven im Jahr 2024.

Gilbert, Tristan; Menon, Akanksha K.; Dames, Chris; Prasher, Ravi (2023): Heat source and application-dependent leveled cost of decarbonized heat. In: *Joule* 7 (1), S. 128–149. DOI: 10.1016/j.joule.2022.11.006.

Icha, Petra; Lauf, Thomas (2025): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2024. Unter Mitarbeit von Umweltbundesamt.

Jahnel, Valentin (2023): PROZESSWÄRME AUS BIOENERGIE. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien.

KrWG (24.02.2015): Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen. KrWG. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/krwg/>.

Lehner, Joana (10.07.2025): Kein Anschluss für die Schlüsseltechnologie der Energiewende. Welt. Online verfügbar unter <https://www.welt.de/wirtschaft/plus256336182/Westenergie-Bis-zu-15-Jahre-warten-Warum-Grossbatterien-am-Netz-scheitern.html>.

Pascher, Peter; Möddel, Heinz; Stork, Stork (2024): Situationsbericht 24/25. Kapitel 1.4. Hg. v. Deutscher Bauernverband e.V. Online verfügbar unter <https://www.situationsbericht.de/>, zuletzt geprüft am 05.03.25.

Statistisches Bundesamt (2025): Produktion im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/42131/table/42131-0004/search/s/bGViZW5zbWI0dGVsJTlwCHJvZHVrdGlvgbGvbg==>.

Umwelt Bundesamt DEHSt (2025): Strompreiskompensation (SPK). Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Themen/SPK/spk_node.html, zuletzt geprüft am 21.08.2025.