

Klimaneutrale und wettbewerbsfähige Ernährungsindustrie bis 2030

Ein Leitfaden zur Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung



Mit Excel-Tool zur
Erstellung einfacher
Treibhausgas-Bilanzen



Impressum

Herausgeber:

Verband Deutscher Wirtschaftsingenieure e.V. (VWI)
Kurfürstendamm 194
10707 Berlin

Telefon + 49 30 549 072 540

Telefax + 49 30 549 072 541

E-Mail info@vwi.org

Registergericht: Amtsgericht Berlin Charlottenburg
Vereinsregisternummer: 690NZ

Vertreten durch:

Dr.-Ing. Frauke Weichardt (Präsidentin)

Dipl.-Ing. Axel Haas (Geschäftsführer)

ISBN Printausgabe:

ISBN 978-3-00-073533-2

Bildnachweis:

Titelseite: Pixabay

Alle Rechte vorbehalten. Diese Broschüre und alle in ihr enthaltenen Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmung und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mitteilungen von Firmen und Organisationen erscheinen außerhalb der Verantwortung der Redaktion. Namentlich gekennzeichnete Artikel geben die Meinung des jeweiligen Autors bzw. der jeweiligen Autorin wieder und müssen nicht mit derjenigen der Redaktion übereinstimmen. Alle verwendeten Namen und Bezeichnungen können Marken oder eingetragene Marken ihrer jeweiligen Eigentümer sein.

Printed in Germany

1	Einleitung	14
1.1	Treibhausgasemissionen und Energiebedarf der deutschen Industrie.....	14
1.2	Studien zur Energieeffizienz und Klimaneutralität in der Ernährungsindustrie.....	17
1.3	Aufbau des Leitfadens.....	19
2	Bewertung von Klimaneutralität	21
2.1	Begriffsdefinition „Klimaneutralität“.....	21
2.2	Normen und Standards.....	23
2.2.1	GHG-Protokoll.....	23
2.2.2	DIN EN ISO 14064.....	25
2.2.3	PAS 2060.....	25
2.3	Treibhausgas-Emissionen von Energieträgern.....	26
2.4	Kompensation von Treibhausgas-Emissionen.....	29
3	Die Ernährungsindustrie	32
3.1	Struktur der Branche.....	32
3.2	Energiebedarf der Ernährungsindustrie.....	35
3.3	Kosten durch CO ₂ -Emissionen.....	38
3.4	Prozesse der Ernährungsindustrie.....	39
3.4.1	Mechanische Grundprozesse.....	40
3.4.2	Thermische Grundprozesse.....	41
4	Vermeidung von Emissionen durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien	42
4.1	Technologien zur klimaneutralen Strombereitstellung.....	42
4.1.1	Photovoltaik.....	43
4.1.2	Windkraft.....	44
4.1.3	Stromspeicher.....	46

4.2	Technologien zur klimaneutralen Bereitstellung thermischer Energie	48
4.2.1	Solarthermie	49
4.2.2	Geothermie	52
4.2.3	Wärmepumpe und Kältemaschine	53
4.2.4	Biomasse	58
4.2.5	Power-to-Heat Technologien	62
4.2.6	Wasserstoff	65
4.2.7	Thermische Energiespeicher	66
5	Effizienzsteigerung durch Wärmeintegration	69
5.1	Die Pinch Analyse	71
5.2	Mathematische Optimierung	75
6	Leitfaden zur Bewertung von betrieblichen THG-Emissionen	77
6.1	Treibhausgas-Emissionsbilanz nach GHG-Protokoll	77
6.2	Prozessbewertung mit Hilfe der Prozess-Technologie-Matrix	78
6.3	Nutzwertanalyse möglicher Technologien	82
6.4	Wirtschaftlichkeits- und Sensitivitätsanalyse	86
7	Fallbeispiele aus der Ernährungsindustrie	92
7.1	Fallbeispiel 1: Fleischverarbeitende Industrie	92
7.1.1	Ist-Situation	93
7.1.2	Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse	95
7.1.3	Ergebnisse	100
7.2	Fallbeispiel 2: Hersteller von Kartoffelprodukten	102
7.2.1	Ist-Situation	102
7.2.2	Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse	105
7.2.3	Ergebnisse	109
7.3	Fallbeispiel 3: Tiernahrungsmittel Hersteller	112

7.3.1 Ist-Situation	112
7.3.2 Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse	115
7.3.3 Ergebnisse	121
7.3.4 Exkurs: Nutzung einer Photovoltaikanlage als Eigenstromerzeuger ..	123
8 Transformationspfad – Klimaneutrale Ernährungsindustrie 2030	126
9 Fazit und Ausblick	131
10 Literaturverzeichnis	135
11 Anhang	154

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklung der jährlichen THG-Emissionen der deutschen Industrie seit 1990 bis 2019 nach Daten des BMWi [2] und der anschließende Zielpfad nach dem Klimaschutzgesetz von 2021 bis 2030.....	15
Abb. 2: Entwicklung der Energieträger zur Wärmebereitstellung in der Deutschen Industrie im Zeitraum zwischen 2008 und 2019 nach [2].....	16
Abb. 3: Aufbau des Leitfadens	20
Abb. 4: Beitrag der wichtigsten Treibhausgase am Klimawandel und Treibhausgaspotentiale nach [13].....	22
Abb. 5: Unterteilung der Bilanzierungsgrenzen bei einer THG-Bilanz nach GHG-Protokoll [14] und DIN EN ISO 14064 [15]; Darstellung angelehnt an [16].....	24
Abb. 6: Emissionsfaktoren nach Daten aus Tabelle 1.....	28
Abb. 7: Empfohlene Leitlinie für Klimaschutz Engagement von Unternehmen [23], [22]	30
Abb. 8: Die Wertschöpfungskette von Lebensmitteln nach [26], [27].....	33
Abb. 9: Anzahl von Unternehmen und Beschäftigten der zehn Hauptgruppen der Branche der Ernährungsindustrie sortiert nach WZ 2008 [28].....	33
Abb. 10: Umsätze aller Unterbranchen der Ernährungsindustrie im Jahr 2019 nach Daten [28].....	34
Abb. 11: Energiebedarf nach Energieträgern der Ernährungsindustrie nach Daten [28] in 2019	35
Abb. 12: Primärenergiebedarf nach Energieträgern der Hauptgruppen der Ernährungsindustrie in 2019 nach Daten [28].....	36
Abb. 13: Gegenüberstellung von Jahresumsatz und Primärenergiebedarf.....	37
Abb. 14: Preisanstieg durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) für ausgewählte Brennstoffe zwischen 2021 und 2025 auf Basis der spezifischen CO ₂ -Emissionen nach Daten [32] und [31]	39
Abb. 15: Energiespeicher als wichtiges Bindeglied in verteilten Energiesystemen; Darstellung angelehnt an [50].....	48

Abb. 16: Integrationskonzepte für Solarthermie in der Ernährungsindustrie; Bilder aus [7].....	51
Abb. 17: Schematischer Jahresgang der tiefenabhängigen Bodentemperatur in gemäßigten Breiten nach [56].....	53
Abb. 18: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe nach [58].....	54
Abb. 19: Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine nach [60].....	56
Abb. 20: Funktionsschema einer Adsorptionskältemaschine nach [60], [62].....	57
Abb. 21: Schematische Darstellung einer Pellet-KWK-Anlage [85].....	61
Abb. 22: Gegenüberstellung der Funktionsprinzipie von Elektro- und Elektrodenkessel nagelehnt an [94]	64
Abb. 23: Schematische Darstellung eines exemplarischen Prozesses nach [118]..	72
Abb. 24: Intervallweise Summation von zwei HS zur Bildung der heißen Kompositkurve (HCC).....	73
Abb. 25: Schematische Darstellung einer Pinch Analyse mit Pinch Punkt	74
Abb. 26: Prozess-Technologie-Matrix zur Zuordnung potenzieller Technologien zur THG-armen Bereitstellung von Wärme und Kälte zu Prozessen der Ernährungsindustrie (Schritt 2 ist hier ausgeblendet).....	80
Abb. 27: Nutzwertanalyse zur Bestimmung der am besten geeigneten Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte unter Berücksichtigung betrieb- licher Rahmenbedingungen und Gewichtungskriterien	84
Abb. 28: Fallbeispiel 1 – Aufteilung und Verwendung des Endenergiebezugs.....	93
Abb. 29: Fallbeispiel 1 – THG Bilanz des Unternehmens, mit den Emissionsfaktoren nach [21]	94
Abb. 30: Fallbeispiel 1 – Nutzwertanalyse der gesamten Wärmeprozesse	98
Abb. 31: Fallbeispiel 1 – Nutzwertanalyse der gesamten Kälteprozesse	99
Abb. 32: Fallbeispiel 2 – Aufteilung und Nutzung des Energiebezugs eines Unternehmens der Ernährungsindustrie mit KWK-Anlage	103
Abb. 33: Fallbeispiel 2 – THG Bilanz des Unternehmens mit den Emissionsfaktoren nach [21]	105
Abb. 34: Fallbeispiel 2 – Nutzwertanalyse der Wärmebereitstellung bei 185 °C.	108
Abb. 35: Fallbeispiel 3 – Aufteilung und Verwendung des Endenergiebezug.....	113

Abb. 36: Fallbeispiel 3 – THG-Bilanz für das Jahr 2017, mit den Emissionsfaktoren nach [21]	114
Abb. 37: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Dampfbereitstellung	118
Abb. 38: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Heißwasserbereitstellung (Vorwärmung)	119
Abb. 39: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Heißwasserbereitstellung (Weitererhitzung)	120
Abb. 40: Endenergiebedarf nach Energieträgern eines radikalen Transformationspfades in der Ernährungsindustrie hin zur Klimaneutralität bis 2030	128
Abb. 41: Entwicklung der Energiekosten der Ernährungsindustrie für den in Abb. 40 dargestellten Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2030 unter Berücksichtigung der in Anhang A 4 angenommenen Gestehungskosten	130

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Treibhausgas-Emissionen ausgewählter Energieträger nach Daten [19], [20], [21]	27
Tabelle 2: Energetische Kennzahlen bei linksläufigen Kreisprozessen nach [58]...	55
Tabelle 3: Kennziffern verschiedener Wärmeerzeuger mit biogenem Brennstoff, Daten nach [19], [74], [72], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82]...	60
Tabelle 4: Stoffeigenschaften von ausgewählter Speichermedien für Sensible Thermische Energiespeicher [111].....	67
Tabelle 5: Aus Abbildung 23 abgeleitete Prozessströme als Ausgangsdaten für die Pinch Analyse nach [118].....	72
Tabelle 6: Fallbeispiel 1 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung	100
Tabelle 7: Fallbeispiel 1 – Zusammenfassung der Maßnahmen	101
Tabelle 8: Fallbeispiel 1 – Gesamtübersicht der THG-Vermeidung und deren Mehrkosten	101
Tabelle 9: Fallbeispiel 2 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung	109
Tabelle 10: Fallbeispiel 2 – wirtschaftliche Bewertung der zwei Szenarien der Maßnahmen vor und nach Maßnahmenumsetzung	110
Tabelle 11: Fallbeispiel 2 – Spezifische THG-Vermeidungskosten der beiden Szenarien	111
Tabelle 12: Fallbeispiel 3 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung	121
Tabelle 13: Fallbeispiel 3 – Zusammenfassung der Maßnahmen	122
Tabelle 14: Fallbeispiel 3 – Gesamtübersicht der THG-Vermeidung und deren Mehrkosten	123

Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (seit 08.12.2021)
BVE	Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V.
CCC	Cold Composite Curve (Deutsch: Kalte Verbundkurve)
CS	Cold Stream (Deutsch: Kalter Prozessstrom)
COP	Coefficient of Performance (Deutsch: Leistungszahl)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
GHG	Greenhouse Gas (Deutsch: Treibhausgas)
GWP	Global Warming Potential (Deutsch: Treibhausgaspotenzial)
HCC	Hot Composite Curve (Deutsch: Heiße Verbundkurve)
HS	Hot Stream (Deutsch: Heißer Prozessstrom)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Deutsch: Weltklimarat)
JAZ	Jahresarbeitszahl
KSG	Klimaschutzgesetz
LPG	Liquified Petroleum Gas (Deutsch: Flüssiggas)
NRW	Nordrhein-Westfalen
ORC	Organic Rankine Cycle
PA	Pinch Analyse
PAS	Publicly Available Specification (Deutsch: Öffentlich verfügbare Spezifikation)
PCM	Phase Change Material (Deutsch: Phasenwechselmaterial)
PEM	Proton Exchange Membran (Deutsch: Polymerelektrolyt-Membran)
PtH	Power to Heat
TES	Thermischer Energiespeicher
THG	Treibhausgas
WI	Wärmeintegration
WZ	Wirtschaftszweig



Prof. Dr.-Ing. Jörg Meyer

Leiter SWK E²-Institut für Energietechnik und Energiemanagement
Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen, Hochschule Niederrhein

Steigende Energiepreise, verstärkte Vorgaben durch Klimaschutzmaßnahmen oder vermehrte Forderungen nach konkreten Angaben zu CO₂-Emissionen stellen die Unternehmen der Ernährungsindustrie in Deutschland vor große Herausforderungen. Ein konsequentes CO₂- und Energiekostenmanagement ist wichtiger denn je, um die geforderten Klimaschutzziele sowie die gewünschten und notwendigen Ertragsziele erreichen zu können.

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz stellen Instrumente dar, die in hervorragender Weise dazu geeignet sind, die Energiekosten und vor allem die CO₂-Emissionen in den Unternehmen zu senken. Vor diesem Hintergrund entstand bei dem Verband Deutscher Wirtschaftsingenieure e.V. und der Hochschule Niederrhein die Idee, den Unternehmen der Ernährungsindustrie mit diesem Leitfaden eine praxisorientierte Hilfestellung zu geben. Neben den konkreten Beispielen ist ein wesentlicher Bestandteil des Leitfadens ein Tool, mit dem jedes Unternehmen schnell und einfach Maßnahmen zum klimaneutralen Betrieb der Produktionsstätte bewerten kann.

Mit Blick auf die durchgeführten Fallbeispiele wird deutlich, dass eine Umstellung auf klimaneutrale Energieträger bis 2030 durchaus möglich ist. Die meisten Betriebe der Ernährungsindustrie benötigen nur elektrische Energie und Prozesswärme bis maximal 200 °C. Aber durch die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger entstehen hohe Zusatzkosten für die Betriebe, die einen gravierenden Wettbewerbsnachteil darstellen können. Außerdem ist für eine klimaneutrale Ernährungsindustrie in 2030 der zügige

Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die Bereitstellung von ausreichenden Mengen an klimafreundlichen Brennstoffen wie Biomasse eine zwingende Voraussetzung. Um die finanzielle Belastung zu mildern, müssen Steuern und Umlagen auf Strom und klimafreundliche Energieträger soweit wie möglich reduziert werden. Nur so kann die Ernährungsindustrie auch in 2030 bei einem klimaneutralen Betrieb wirtschaftlich produzieren und somit wettbewerbsfähig bleiben.

An dieser Stelle danke ich allen, die zur Entstehung dieses Leitfadens beigetragen haben. Mein besonderer Dank geht an meinen Mitarbeiter Simon Möhren für seine inhaltlichen und redaktionellen Beiträge. Dem Verband Deutscher Wirtschaftsingenieure e.V. danke ich für die finanzielle Unterstützung sowie für die Publizierung dieses Leitfadens.

Wir sind uns darüber im Klaren, dass nicht jedes der hier aufgeführten Beispiele in jedem Unternehmen erfolgreich umgesetzt werden kann. Der Leitfaden soll daher Ideen und Anregungen geben, wie einzelne Technologien unterstützen können – aber auch Mut machen, dass der Weg zur Klimaneutralität machbar ist. Wir würden uns sehr freuen, wenn Sie mit Hilfe des Leitfadens und des Tools Ihren Betrieb in die neue, klimaneutrale Zukunft führen können.



Peter Feller

Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V. (BVE)
Stellv. Hauptgeschäftsführer, Rechtsanwalt

Die gesetzlich verankerte Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 ist mit einem fundamentalen Veränderungs- und Transformationsprozess verbunden, der unter anderem auch große Teile der produzierenden Wirtschaft betreffen wird. Entsprechend der bestehenden Zielsetzung müsste der Industriesektor im Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion auf 118 Mt CO₂ erreichen, was einer ca. 37-prozentigen Reduktion gegenüber 2019 bedeutet.

Die Maßnahmen, um dies zu erreichen sind vielfältig. Neben übergreifenden Instrumenten – fossile Energieträger unattraktiver machen, den Wechsel zu Strom anreizen, der Implementierung eines nationalen Infrastrukturprogramms, der Entwicklung einer Biomassestrategie, etc. – gibt es auch industriespezifische Ansätze. Diese bestehen beispielsweise in der Dekarbonisierung der Industrierwärme und Effizienzsteigerungen in Querschnittstechnologien. Die Umsetzung dieser Klimaschutzmaßnahmen wird insgesamt, das heißt für alle betroffenen Sektoren (Verkehr, Energie, Gebäude, Industrie etc.) Investitionen in Höhe von 100 Mrd. Euro jährlich, somit voraussichtlich circa 860 Mrd. Euro bis 2030 erfordern.

Mit diesen Herausforderungen wird selbstverständlich auch die Ernährungsindustrie konfrontiert. Mit über 610.000 Beschäftigten und einem Jahresumsatz in Höhe von rund 850 Mrd. Euro (Stand: 2020) ist sie die viertgrößte Industriebranche Deutschlands. Ihr vitales Interesse besteht darin, auch zukünftig in Deutschland Nahrungsmittel zu produzieren, um diese Konsum-

menten im In- und Ausland anzubieten. Dies erfordert verlässliche staatliche Ausgleichsmaßnahmen, um die industrielle Wettbewerbsfähigkeit der Nahrungsmittelhersteller in Deutschland sicherzustellen.

Unabhängig davon befürwortet die Branche den Übergang zu einer modernen, ressourceneffizienten und klimaneutralen Wirtschaft. Als ihr Spitzenverband unterstützt die BVE diesen Transformationsprozess. Mit ihrer aktuellen Klimaschutzkampagne (www.plusplusprinzip.de), die durch das Bundesumweltministerium gefördert wird, unterstützt die BVE die Unternehmen durch verschiedene Maßnahmen, wie zum Beispiel Webinare und die Gründung von Energieeffizienz- und Klimaschutz-Netzwerken, darin, die Energiewende in den Betrieben umzusetzen, das heißt den Energieeinsatz pro Produkt zu optimieren und erneuerbare Energien einzusetzen.

Vor diesem Hintergrund begrüßt die BVE ausdrücklich den vorliegenden Leitfaden zur Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung und ihren unmittelbaren Bezug zur Ernährungsindustrie und einzelnen Teilbranchen. Dieser Leitfaden wird einen hohen Nutzen bringen und die Unternehmen partiell dabei unterstützen, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Damit leistet der Leitfaden einen wichtigen Beitrag, um die Erreichung der bestehenden Klimaschutzziele Deutschlands zu fördern.

Unser aufrichtiger Dank gilt sowohl dem Herausgeber als auch den Autoren.



Dr.-Ing. Frauke Weichhardt

CEO Semtation GmbH, Präsidentin des Vorstands im
Verband Deutscher Wirtschaftsingenieure e.V. (VWI)

Antworten auf offene Fragen an der Schnittstelle von Technologie und Management – das ist das Ziel des VWI-Fokusthemas, das der Verband Deutscher Wirtschaftsingenieure in diesem Jahr wieder herausgibt. In dem nun vorliegenden vierten Band ist die Dekarbonisierung von Prozesswärme das zentrale Thema eines Forschungsteams des SWK E²-Instituts für Energietechnik und Energiemanagement im Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen an der Hochschule Niederrhein.

Das Team hat für diesen Band die möglichen Technologien und Energieträger zur Umsetzung eines klimaneutralen Betriebs ökologisch wie ökonomisch untersucht und für drei Unternehmen aus der Ernährungsindustrie ein wettbewerbsfähiges Energieversorgungskonzept entwickelt. Als besonderen Mehrwert stellt das Fokusthema zudem ein Excel-Tool zur Verfügung, mit dem Unternehmen einfache Treibhausgas-Bilanzen erstellen können. Ich danke den Autoren für die schlüssige Darstellung dieses sehr aktuellen Themas.

Bis spätestens 2045 müssen Betriebe in Deutschland klimaneutral wirtschaften. Gleichzeitig müssen sie international wettbewerbsfähig bleiben. Dafür ist allein der Blick auf die technische Machbarkeit ebenso wenig zielführend wie eine rein betriebswirtschaftliche Perspektive. Diese Forschungsarbeit spiegelt daher die Stärken und vielfältigen Kompetenzen des Wirtschaftsingenieurwesens wider – praxisorientiert, interdisziplinär, lösungsorientiert.

Einleitung

Der durch den Menschen verursachte Klimawandel führt zu umfangreichen Veränderungen im Klimasystem der Erde. Eine schnelle Reduzierung der globalen Treibhausgasemissionen in allen Sektoren hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft ist daher dringend notwendig, um den globalen Temperaturanstieg und hierdurch auch die negativen Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen [1]. Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes (KSG) im Jahr 2021 hat sich Deutschland zum Ziel gesetzt, bis 2045 klimaneutral zu wirtschaften und ab 2050 der Atmosphäre mehr Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu entziehen als emittiert wird. Zudem wurde hierin zulässige Jahresemissionsmengen für die Jahre zwischen 2020 und 2030 separat für jeden Sektor definiert.

1.1 Treibhausgasemissionen und Energiebedarf der deutschen Industrie

Für die Industrie wird bis zum Jahr 2030 eine Reduzierung der jährlichen Emissionen an Treibhausgasen (THG) um 51 % gegenüber 1990 vorgegeben. Die Entwicklung der jährlichen THG-Emissionen seit 1990 bis 2019 nach Daten des BMWi [2] und der anschließende Zielpfad nach dem KSG bis 2030 sind in Abbildung 1 dargestellt. Es wird deutlich, dass in den letzten zehn Jahren die jährlichen THG-Emissionen geringfügig angestiegen sind. In den verbleibenden neun Jahre bis 2030 ist aber ein deutlicher Rückgang der Emissionen notwendig.



Abbildung 1: Entwicklung der jährlichen THG-Emissionen der deutschen Industrie seit 1990 bis 2019 nach Daten des BMWi [2] und der anschließende Zielpfad nach dem Klimaschutzgesetz von 2021 bis 2030

Im Jahr 2019 hat die deutsche Industrie knapp 28 % des gesamten deutschen Primärenergiebedarfs verursacht. Die eingesetzte Energie wird mit 67 % zum größten Teil zur Bereitstellung von Prozesswärme genutzt, welche bislang fast ausschließlich durch den Einsatz fossiler Brennstoffe bereitgestellt wird [2]. In Abbildung 2 ist die Entwicklung der Energieträger zur Wärmebereitstellung in der deutschen Industrie im Zeitraum zwischen 2008 und 2019 dargestellt. Insgesamt ist keine signifikante Reduzierung des Einsatzes von fossilen Energieträgern oder des Gesamtwärmebedarfs erkennbar.

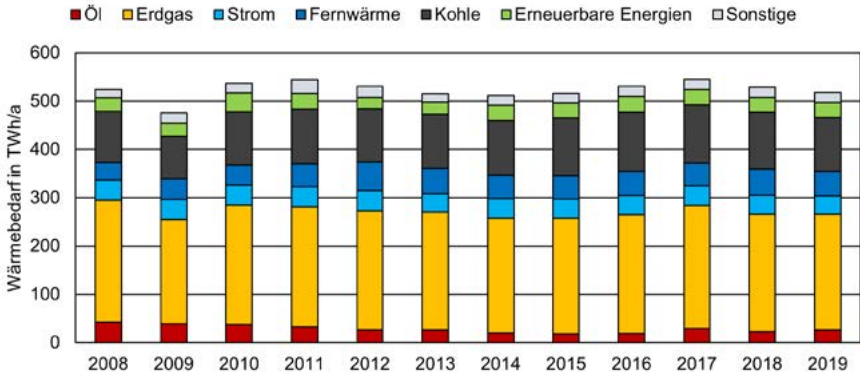


Abbildung 2: Entwicklung der Energieträger zur Wärmebereitstellung in der Deutschen Industrie im Zeitraum zwischen 2008 und 2019 nach [2]

Zum Gelingen der Energiewende und dem Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 ist auch eine Wärmewende in der Industrie dringend notwendig. Durch die in Deutschland eingeführte Bepreisung von CO₂ Emissionen ab 2021 im Wärme- und Transportsektor sowie eine zunehmende Verschärfung der energiepolitischen Rahmenbedingungen steigt der wirtschaftliche und gesellschaftliche Druck auf Industriebetriebe ihre Produktion auf eine möglichst klimaneutrale Energieversorgung umzustellen. Hierzu zählen Investitionen in Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, wie auch in Technologien zur möglichst klimafreundlichen Bereitstellung von Wärme.

Die klimafreundliche Bereitstellung von Prozesswärme stellt in der Umsetzung häufig eine größere Herausforderung für Unternehmen dar. Die Schwierigkeit beginnt in der Regel bereits bei der Bewertung des Begriffes „klimafreundlich“ bzw. „klimaneutral“ sowie einer ökologischen und ökonomischen Bewertung möglicher Technologien zur Bereitstellung klimaneutraler Wärme. Viele Unternehmen setzen übergangsweise auf eine bilanzielle Klimaneutralität durch den Einkauf von „Ökogas“ und „Ökostrom“.

Dies ist in der Regel bedeutend leichter umzusetzen, da kein Austausch von Komponenten und keine Umstellung von Prozessen notwendig ist. Da eine bilanzielle Klimaneutralität mittels Zertifikaten jedoch nicht zwangsweise zur Reduzierung von CO₂-Emissionen führen muss, kann hierdurch eine Verzögerung bei der Umstellung auf eine klimaneutrale Produktion entstehen.

Die Branche der Ernährungsindustrie eignet sich aufgrund niedriger Prozesstemperaturen besonders gut für die Einbindung regenerativer Energien. Im Rahmen dieses Leitfadens soll daher am Beispiel der Ernährungsindustrie untersucht werden, mit welchen Maßnahmen Industriebetriebe klimaneutral wirtschaften können und welche zusätzlichen wirtschaftlichen Belastungen hierdurch für die Industriebetriebe entstehen.

1.2 Studien zur Energieeffizienz und Klimaneutralität in der Ernährungsindustrie

In den letzten Jahrzehnten wurden bereits zahlreiche Untersuchungen zur Steigerung der Energieeffizienz und/oder zur Reduzierung von CO₂- bzw. THG-Emissionen in der Ernährungsindustrie durchgeführt. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über ausgewählte Untersuchungen gegeben.

Im Jahr 2000 veröffentlichten Meyer et al. [3] eines der ersten Bücher, das einen umfassenden Überblick über die Prozesse der Ernährungsindustrie und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz aufzeigt. Im Rahmen einer Studie für das Ministerium für Klimaschutz des Landes NRW [4] wurde der Leitfaden für die Ernährungsindustrie im Jahr 2014 noch einmal aktualisiert. Für eine leichte Handhabung des Leitfadens entwickelten die Autoren eine Branchen-Prozess-Matrix, die es dem Anwender ermöglicht, schnell die im eigenen Unternehmen relevanten Prozesse auszuwählen und die Beschreibung der effizienzsteigernden Maßnahmen schnell zu finden. [3], [4]

Ramirez et al. [5] untersuchten in einer Studie aus dem Jahr 2005 die Entwicklung des Energiebedarfs in der Fleischverarbeitenden Industrie in vier europäischen Ländern. Es konnte gezeigt werden, dass der Energiebedarf über die letzten 15 Jahre in allen Ländern um 14 bis 48 % gestiegen ist. Die Autoren begründen den Anstieg im Wesentlichen mit gestiegenen Hygieneanforderungen, höhere Temperaturen des Waschwassers und einen steigenden Prozesskältebedarf. [5]

Im Jahr 2014 veröffentlichte Lijun Wang [6] einen wissenschaftlichen Aufsatz über die Notwendigkeit von Energieeffizienzmaßnahmen in der Ernährungsindustrie und ihre Einsetzbarkeit. Die Nutzung von Abwärme kann hierbei zu einer Reduzierung von Energiekosten und Treibhausgasemissionen führen und sei notwendig für eine nachhaltige Entwicklung der Ernährungsindustrie. [6]

Im Jahr 2015 wurde im Rahmen des Projektes SolFood [7] der Einsatz von solarer Prozesswärme für die Ernährungsindustrie untersucht. Hieraus wurde ein Leitfaden erarbeitet und zahlreiche Fallstudien in den Branchen Milch, Fleisch, Obst/Gemüse, Süßwaren, Getränke und Lebensmittellogistik der Ernährungsindustrie durchgeführt und ausgewertet. Der Einsatz solarer Prozesswärmeerzeugung war in den vergangenen Jahren beständig Inhalt von wissenschaftlichen untersuchen und Fallstudien (siehe auch [8] oder [9]). Die Ernährungsindustrie eignet sich für den Einsatz von Solarthermie besonders, da viele Prozesse vergleichsweise niedrigen Temperaturen von unter 100 °C benötigen. Ein wesentliches Hemmnis des Einsatzes von Solarthermie ist jedoch die Volatilität der Wärmeerzeugung in Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung. Bei geeigneter Einbindung kann jedoch eine signifikante Reduzierung von Treibhausgasemissionen sowie von Produktionskosten erzielt werden. [7], [8], [9]

Im Rahmen des Projektes Energiewende in der Industrie [10] wurde im Jahr 2019 ein Branchensteckbrief für die Nahrungsmittelindustrie in Deutschland erstellt. Hier wurden die Energiebedarfe ausgewählter Teilbranchen und deren wichtigste Prozesse analysiert. [10]

Im Jahr 2020 wurde die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) geförderte Klimaschutzkampagne „Das PlusPlus-Prinzip“ der deutschen Ernährungsindustrie gestartet. Gemeinsam mit dem Bundesverband der deutschen Ernährungsindustrie (BVE) sowie Partnern aus der Wirtschaft sollen Unternehmen der Ernährungsindustrie zum Thema Energieeffizienz informiert, und zur Umsetzung im eigenen Betrieb animiert werden. [11]

In diesem Leitfaden werden die vorangegangenen Untersuchungen eingebunden, um Unternehmen der Ernährungsindustrie einen Pfad zur Klimaneutralität aufzeigen zu können.

1.3 Aufbau des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden gibt detaillierte Informationen zu Bewertungsverfahren, zu den Prozessen in der Ernährungsindustrie sowie zu Technologien, die eine klimaneutrale Energieversorgung ermöglichen. Die dargestellten Ergebnisse stammen aus eigenen Forschungs- und Hochschulprojekten sowie drei konkreten Energieanalysen in einzelnen Betrieben der Ernährungsindustrie. Ergänzt wurde die Datenerhebung und -auswertung durch Literaturrecherchen und Gesprächen mit Experten. In Abbildung 3 ist der Aufbau des Leitfadens dargestellt.

In den Kapiteln 2 und 3 werden zunächst die allgemeinen Grundlagen zur Bewertung von Klimaneutralität und THG-Emissionen (Kapitel 2) sowie

zur Struktur und zum Energiebedarf der Ernährungsindustrie (Kapitel 3) vorgestellt.

Darauf aufbauend werden die beiden wichtigsten Säulen einer klimaneutralen Industrie vorgestellt. Hierzu zählt der Umstieg auf Erneuerbarer Energien zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte (Kapitel 4) sowie die Reduzierung des Energiebedarfs durch effizienzsteigernde Maßnahmen, wie beispielsweise die Nutzung von Abwärme mittels Wärmeintegration (Kapitel 5).

In Kapitel 6 wird das im Rahmen dieses Leitfadens erstellte Excel-Tool beschrieben, das in Kapitel 7 in drei Fallbeispielen bei typischen Unternehmen der Ernährungsindustrie angewendet wurde. Aufbauend auf den Erkenntnissen dieser Kapitel wird in Kapitel 8 ein potenzieller Transformationspfad der Branche der Ernährungsindustrie zur Klimaneutralität skizziert und die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen diskutiert. Abschließend werden in Kapitel 9 ein Fazit und ein kurzer Ausblick gegeben.

Allgemeine Grundlagen		Säulen der Klimaneutralität	
Kap. 1 Einleitung		Kap. 4 Technologien zur klimaneutralen Energiebereitstellung	
Kap. 2 Bewertung von Klimaneutralität		Kap. 5 Energieeffizienz	
Kap. 3 Die Ernährungsindustrie			
Ergebnisse			
Kap. 6 Excel-Tool			
Kap. 7 Drei Fallbeispiele		Kap. 8 Transformationspfad	
Kap. 9 Fazit und Ausblick			

Abbildung 3: Aufbau des Leitfadens

Bewertung von Klimaneutralität

Bevor auf die Bewertung der Klimaneutralität und Maßnahmen zur Erreichung von Klimaneutralität eingegangen wird, soll in Kapitel 2.1 ein gemeinsames Verständnis des Begriffs Klimaneutralität geschaffen werden. Anschließend werden in Kapitel 2.2 Normen und Standards vorgestellt, nach denen eine Klimabilanz für ein Unternehmen aufgestellt und ein Klimamanagement im Unternehmen eingeführt werden kann. In den letzten beiden Kapiteln 2.3 und 2.4 werden die Emissionsfaktoren der Energieträger erläutert und diskutiert sowie Möglichkeiten der THG-Emissionskompensation vorgestellt und bewertet.

2.1 Begriffsdefinition „Klimaneutralität“

Entsprechend der Definition des Weltklimarates (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) beschreibt Klimaneutralität das Konzept eines Zustands, in dem menschliche Aktivitäten zu keinem Nettoeffekt auf das Klimasystem führen (Erderwärmung). Um Klimaneutralität herbeizuführen, ist eine Bilanzierung der anthropogenen Emissionen und ein entsprechender Emissionsabbau erforderlich. Verbleibende Restemissionen müssen durch Maßnahmen zur Entnahme von Emissionen aus der Atmosphäre ausgeglichen werden. Die Klimaneutralität beinhaltet somit die Emissionen aller Treibhausgase, die in Form von CO₂-Äquivalenten bilanziert werden kann. Aufgrund des globalen Klimasystems der Erde, muss eine Reduzierung bzw. Entnahme von Treibhausgasemissionen nicht am Ort der Emission erfolgen, sondern kann von diesem abweichen. [12]

Nach dem 5. Sachstandsbericht des IPCC [13] hat das Treibhausgas Kohlendioxid (CO_2) mit knapp 76 % den größten Anteil am menschengemachten Klimawandel. Darüber hinaus verursachen Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und F-Gase ebenfalls einen negativen, jedoch in Summe deutlich geringeren Beitrag zur Klimaerwärmung. Die spezifische Emission, also die Emission von einer Tonne Methan oder Lachgas ist jedoch aufgrund deutlich höherer Treibhauspotenziale (engl. Global Warming Potential (GWP)) im Vergleich mit CO_2 um ein Vielfaches klimaschädlicher. Aufgrund der großen Menge an CO_2 -Emissionen ist Kohlendioxid jedoch das mit Abstand klimaschädlichste Treibhausgas. In Abbildung 4 sind der Beitrag zur Klimaerwärmung sowie die Treibhausgaspotenziale der zuvor genannten Treibhausgase dargestellt. [1], [2], [13], [14], [15]

➤ *Wichtiger Hinweis: Der Fokus dieses Leitfadens liegt auf dem Treibhausgas CO_2 , da dieses bei der industriellen Energiebereitstellung die wichtigste Rolle spielt. Die Klimaneutralität von Industriebetrieben wird daher als CO_2 -Neutralität verstanden.*

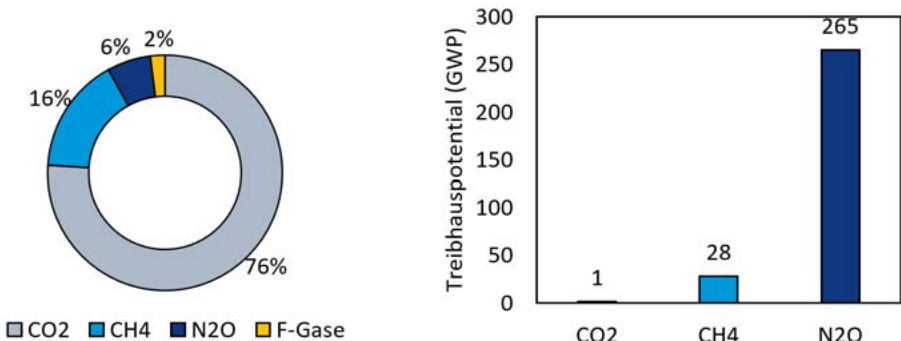


Abbildung 4: Beitrag der wichtigsten Treibhausgase am Klimawandel und Treibhausgaspotenziale nach [13]

2.2 Normen und Standards

Um die Reduzierung von THG-Emissionen auf Unternehmensebene quantitativ bewerten und vergleichen zu können, bedarf es international anerkannter Normen und Standards zur Bilanzierung von THG-Emissionen. Im Folgenden sollen die wichtigsten Standards kurz vorgestellt und anschließend gegenübergestellt werden.

2.2.1 GHG-Protokoll

Nach dem Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997 entstand die Notwendigkeit der Entwicklung eines einheitlichen Standards zur Bilanzierung von Treibhausgasbilanzen. Aus diesem Grund wurde der 2004 veröffentlichte Corporate Standard, das sogenannte Green-House-Gas-Protocol (GHG-Protocol) als erste Methode zur Inventarisierung von Treibhausgasen entwickelt. Im Vordergrund stand hierbei zunächst die Erhöhung der Konsistenz und Transparenz einer einheitlichen Berichterstattung zur Vermeidung von Doppelzählung und Verlust von Emissionen. [14]

Dieses GHG-Protokoll ist der weltweit am weitesten verbreitete Standard zur Bilanzierung von Treibhausgasen. Die Durchführung der THG-Bilanz erfolgt nach einem vorgegebenen Verfahren. Zunächst muss ein Unternehmen seine THG-Ziele festlegen sowie die Bilanzierungsgrenzen definieren. Anschließend folgt die Inventarisierung der Emissionen. Hierbei werden zunächst alle für diesen Standard relevanten Scope 1 und Scope 2 Emissionen identifiziert. Scope 1 beinhaltet dabei alle direkten Emissionen, die durch den Einsatz von Brennstoffen emittiert werden und Scope 2 umfasst alle indirekten energiebezogenen Emissionen, die beispielsweise durch den Einkauf von elektrischem Strom oder Wärme entstehen. Hierbei ist zu beachten, dass auch der Einkauf von Abwärme, also von Wärme, die anderenfalls ungenutzt an die Umgebung abgeführt wird, mit den anteiligen

Emissionen der Wärmeerzeugung berücksichtigt werden muss. Scope 3 umfasst weitere indirekte Emissionen und ist für die Erfüllung dieses Standards nur optional. In Abbildung 5 ist die Abgrenzung zwischen Scope 1 bis 3 dargestellt. [14]

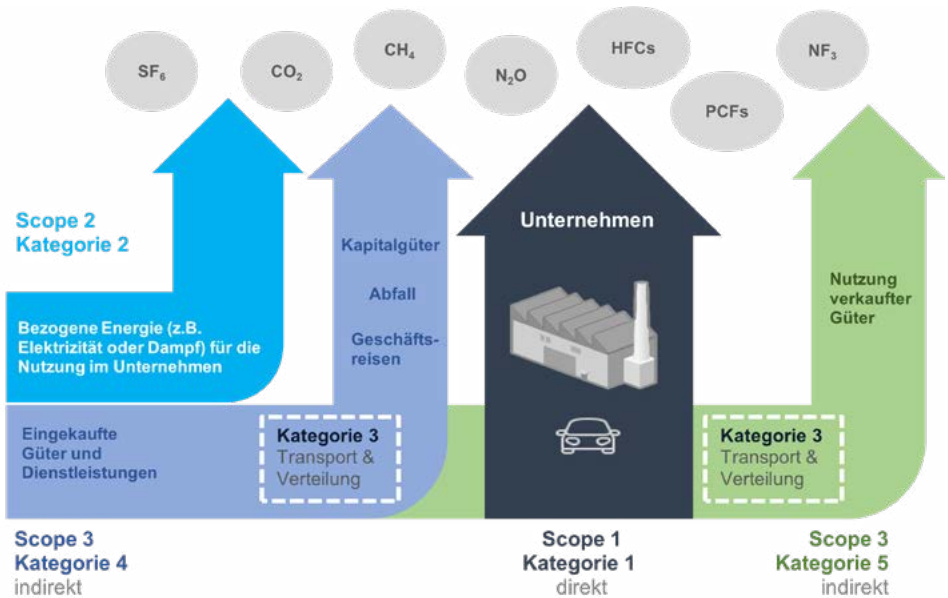


Abbildung 5: Unterteilung der Bilanzierungsgrenzen bei einer THG-Bilanz nach GHG-Protokoll [14] und DIN EN ISO 14064 [15]; Darstellung angelehnt an [16]

Anschließend muss ein passendes Bilanzierungstool ausgewählt und mit den Daten des eigenen Unternehmens angewendet werden. Die Ergebnisse müssen im Anschluss für die Unternehmensleitung nachvollziehbar aufbereitet und für die Außendarstellung in einem Bericht dokumentiert werden. [14]

2.2.2 DIN EN ISO 14064

Neben dem GHG-Protokoll gibt es auch in der Umweltnormenreihe ISO 14000 Normen zur Bilanzierung von Treibhausgasen. Die im Jahr 2006 veröffentlichte Norm DIN EN ISO 14064-1 liefert Spezifikationen mit entsprechender Anleitung, um Treibhausgasemissionen und den Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene mittels THG-Bilanz quantitativ zu bestimmen und in einem Bericht festzuhalten. Da die Anforderungen und das systematische Vorgehen dem Corporate Standard sehr ähnlich sind, wird an dieser Stelle kurz auf die Unterschiede beider Standards eingegangen. Im Gegensatz zur Unterteilung in drei Emissionskategorien (Scopes) unterteilt die DIN EN ISO 14064-1 Emissionen in sechs Kategorien. Kategorie 1 umfasst direkte THG Emissionen durch den innerbetrieblichen Einsatz von Brennstoffen aber auch durch Flächennutzung. Alle indirekten energiebezogenen Emissionen fallen unter Kategorie 2. Scope 1 und Kategorie 1 sowie Scope 2 und Kategorie 2 können weitestgehend synonym verwendet werden. Kategorie 3 beinhaltet den kompletten Transportsektor des Unternehmens. Die indirekten Emissionen aus genutzten Waren und Produkten werden Kategorie 4 und 5 zugeordnet. Nicht anders zuordbare Emissionen werden Kategorie 6 zugeteilt. Bei der Klassifizierung ist zu beachten, dass indirekte Emissionen nur unter Begründung der Wesentlichkeit exkludiert werden können und ab Kategorie 3 muss auf Doppelzählung und Verlust zwischen verschiedenen Unternehmen geachtet werden. Die Einteilung der Kategorien nach DIN EN ISO 14064-1 ist ebenfalls in Abbildung 5 dargestellt. [15]

2.2.3 PAS 2060

Die Publicly Available Specification (PAS) 2060 wurde 2010 von der British Standards Institution (BSI) veröffentlicht und 2014 überarbeitet. Sie definiert, anders als die zuvor betrachteten Standards, Maßnahmen und Anforderungen für Klimaneutralität. Damit ist er der bisher einzige international

anerkannte Standard für Klimaneutralität. PAS 2060 ist anwendbar für alle unternehmerischen Bereiche und liefert dabei ein 4-Schritt-Verfahren, um Netto-Emissionen von null zu erzeugen. Zunächst werden mittels der bereits vorgestellten DIN ISO 14064 die THG-Emissionen bilanziert. Es werden alle direkten und indirekten Emissionen innerhalb von Scope 1-3 ermittelt. Dabei muss die Vollständigkeit von Scope 1 und Scope 2 bei 100 % liegen. Unter Scope 3 müssen alle Emissionen, die einen Anteil über 1 % an den Gesamtemissionen haben, aufgeführt werden. Danach muss eine Strategie zur Reduzierung von THG-Emissionen entwickelt und implementiert werden. Dieses Vorgehen ähnelt zunächst den bisherigen Standards doch geht die PAS 2060 nun einen Schritt weiter, indem alle nicht vermeidbaren Emissionen anschließend durch verifizierte hochqualitative CO₂-Zertifikate kompensiert werden müssen. Abschließend müssen die Ergebnisse dokumentiert und bei Bedarf verifiziert werden. [17], [18]

2.3 Treibhausgas-Emissionen von Energieträgern

In Tabelle 1 sind die spezifischen Treibhausgasemissionen ausgewählter Energieträger nach Vorgabe des GHG Protokolls zur Durchführung einer THG Bilanz angegeben. Diese basieren auf den Daten des fünften Sachstandberichtes (AR5) des IPCC [19]. Aus Vergleichszwecken wurden zusätzlich die Emissionsfaktoren des Landesamtes für Umwelt (LfU) Brandenburg [20] auf der Datenbasis des Umweltbundesamtes sowie aktuelle Daten des Informationsblatt CO₂-Faktoren der BAFA [21] aufgeführt.

Energieträger	CO ₂ [19]	CH ₄ [19]	N ₂ O [19]	GHGPPC [19]	LÜ/UBA [20]	BAFA [21]
	kg _{CO₂} /kWh	g _{CH₄} /kWh	g _{N₂O} /kWh	kg _{CO₂e} /kWh	kg _{CO₂e} /kWh	kg _{CO₂e} /kWh
Antrazit Kohle	0,354	0,038	0,005	0,356	0,353	
Steinkohle	0,318	0,038	0,005	0,321	0,335	0,335
Steinkohlekoks	0,388	0,038	0,005	0,390	0,378	
Braunkohle	0,333	0,038	0,005	0,336	0,407	0,383
Torf	0,382*	0,109	0,014	0,388		
Heizöl leicht	0,249	0,010	0,002	0,250	0,266	0,266
Heizöl schwer	0,256	0,010	0,002	0,257	0,281	0,288
Erdgas	0,181	0,003	0,000	0,181	0,202	0,201
Flüssiggas	0,210	0,010	0,002	0,211	0,234	0,239
Ottokraftstoff	0,232	0,000	0,000	0,233	0,263	0,264
Diesel	0,270	0,000	0,000	0,270	0,266	0,266
Biogas	0,178*	0,011	0,002	0,179	0,071	0,152
Holz und Holzreste	0,320*	0,025	0,012	0,324	0,016	0,027
Kiargas & Deponiegas	0,178*	0,011	0,002	0,179	0,000	
Feste Siedlungsabfälle	0,309	0,109	0,014	0,316	0,288	
Landwirtsch. Nebenerzeugnisse	0,403*	0,109	0,014	0,410		
Pflanzenöl	0,278*	0,004	0,000	0,278	0,083	0,043
Bagasse (Reststoffe Zuckerrohr)	0,326*	0,006	0,001	0,326		
Strommix (DE)	0,729					
Erneuerbarer Strom	0,000	0,000	0,000	0,000	0,416	0,366
Nah- /Fernwärme (bzw. Dampf)	0,226	0,000	0,000	0,227	0,000	0,000
* biogenes CO ₂						0,280

Tabelle 1: Treibhausgas-Emissionen ausgewählter Energieträger nach Daten [19], [20], [21]

Eine Belieferung mit elektrischem Strom oder Dampf bzw. Wärme fällt dabei in Scope 2 nach GHG Protokoll. Wichtig ist, dass auch eine Belieferung mit Abwärme mit den THG-Emissionen zur Erzeugung der Abwärme berücksichtigt werden muss und nicht automatisch als erneuerbar eingestuft wird. Die als erneuerbar eingestuftten Energieträger sind grün eingefärbt.

Die spezifischen THG-Emissionen in Tonnen CO₂-Äquivalent pro kWh bereitgestellte Energie der in Tabelle 1 angegebenen Energieträger wird in Abbildung 6 verglichen. Die grün hinterlegten Energieträger werden allgemein als erneuerbar eingestuft.

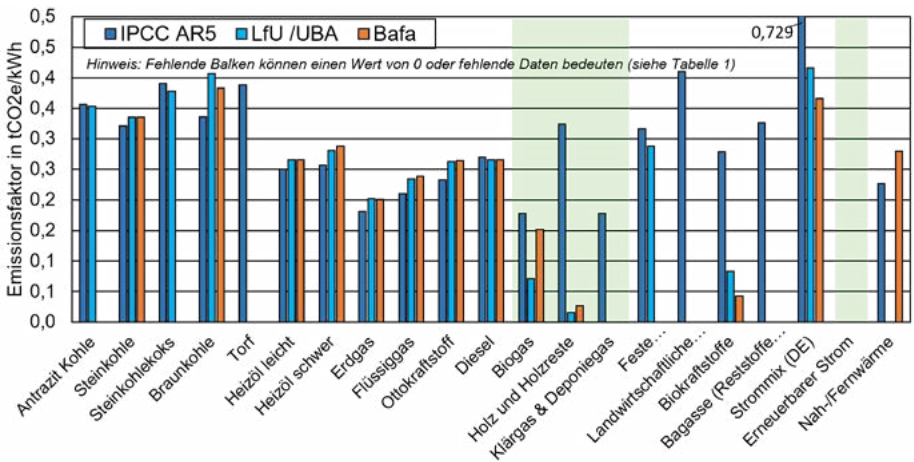


Abbildung 6: Emissionsfaktoren nach Daten aus Tabelle 1

Es wird deutlich, dass nach Einschätzung des IPCC nur erneuerbarer Strom einen Emissionsfaktor von 0 t_{CO_2e}/kWh aufweist¹. Hieraus resultiert, dass eine klimaneutrale Energieversorgung eines Industrieunternehmens auf Basis von erneuerbarem Strom, ergänzt durch Solarthermie und Geothermie aufgebaut werden kann. Bei allen anderen Energieträgern ist eine Kompensation der anfallenden Restemissionen zur Erreichung von Klimaneutralität notwendig. Auf den Stellenwert von Kompensationsmaßnahmen wird im nächsten Kapitel 2.4 ausführlicher eingegangen. Das LfU bewertet Deponie- und Klärgas ebenfalls mit einem Emissionsfaktor von 0 t_{CO_2e}/kWh . Darüber hinaus bewerten die deutschen Quellen des LfU und BAFA Biomasse zur Wärmebereitstellung mit deutlich geringeren Emissionsfaktoren. Ein Grund hierfür ist die Berücksichtigung der biogenen CO_2 Emissionen in den Faktoren nach GHG. Diese werden im Fall einer nachhaltigen Kreislaufwirtschaft bei LfU und BAFA nicht berücksichtigt. Nach Einschätzung von LfU und BAFA können biogene Energieträger daher im Rahmen ihrer begrenzten Verfügbarkeit eine sinnvolle Ergänzung zur Elektrifizierung der Prozesswärme darstellen. Im Rahmen der weiteren Bearbeitung werden in dieser Arbeit die Faktoren des BAFA angewendet und die grün hinterlegten Energieträger als klimafreundliche Optionen weiter betrachtet.

2.4 Kompensation von Treibhausgas-Emissionen

Allgemein gilt der in Abbildung 7 dargestellte Grundsatz, dass anfallende THG-Emissionen zunächst vermieden, wo nicht vermeidbar reduziert und wo nicht weiter reduzierbar kompensiert werden sollen. Nach Einschätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) sollte eine Kompensation erst dann genutzt werden, wenn alle Möglichkeiten einer Verringerung der betrieblichen Emissionen ausgeschöpft wurden. Die Kompensation sollte daher die Anstrengungen zur Reduktion von Emissionen nicht ersetzen, sondern zusätzlich ergänzen. Ein wichtiges Kriterium zur Bewertung von freiwilliger

¹ *Solarthermie oder Geothermie sind in der Auflistung nicht enthalten, werden jedoch ebenfalls als erneuerbar und emissionsfrei eingestuft.*

Kompensation ist nach Ansicht der IEA die „Zusätzlichkeit“ der Kompensationsmaßnahme. Das bedeutet, dass die Maßnahme nicht Teil des existierenden Geschäftsmodells ist und ohne die finanzielle Unterstützung durch die Kompensation nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. [22]



Abbildung 7: Empfohlene Leitlinie für Klimaschutz Engagement von Unternehmen [23], [22]

Ob die durch Kompensationsmaßnahmen erzielte Klimaneutralität somit im Rahmen des Marketingkonzeptes eines Unternehmens gewinnbringend eingesetzt werden darf, sollte daher hinterfragt werden.

In der Umsetzung stellt Kompensation allerdings für viele Unternehmen derzeit eine wirtschaftlichere Lösung zur Erreichung von Klimaneutralitätszielen dar, als die Vermeidung oder Reduzierung eigener Emissionen. Dies hat den Hintergrund, dass viele leicht zu erschließende Reduktionspotenziale in Entwicklungsländern noch unerschlossen sind und daher mit vergleichsweise geringem finanziellem Aufwand gehoben werden können. Eine häufig positiv bewertete Kompensationsmaßnahme ist beispielsweise der Einsatz von effizienteren Öfen für die Zubereitung von Nahrungsmitteln als Ersatz von holzbefeuerten offenen Kochstellen. [23]

Vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen globalen Beschaffenheit des Klimasystems der Erde spielt es keine Rolle für das Gesamtsystem, ob die THG-Emissionen im eigenen Unternehmen oder an einem anderen Ort auf der Erde reduziert werden. Es kann jedoch angenommen werden, dass aufgrund der klimapolitischen Ziele von EU und Deutschland eine dauerhafte Kompensation der eigenen Emissionen im Ausland nicht ausreichen wird. Zudem werden mit zunehmendem Heben der Potenziale im Ausland die

Preise für Kompensationsmaßnahmen steigen. Für ein Unternehmen bedeutet dies, dass die Klimaneutralität durch Kompensation im Ausland eine kurzfristig wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme sein kann, langfristig jedoch zu einer zusätzlichen finanziellen Belastung führt, da die Notwendigkeit zum Umstellen der eigenen Produktion möglicherweise nur verzögert wird.

Aus diesem Grund sollte eine THG-freie statt einer klimaneutralen Produktion angestrebt werden. Diese beinhaltet keine Kompensation und zielt somit auf eine vollständige Vermeidung und Reduzierung aller Treibhausgase ab. [24]

**Sie möchten Ihren Energiebedarf reduzieren
und nutzen Wärme auf verschiedene Temperaturniveaus
in Ihren Prozessen?**

Wir unterstützen Sie gerne!

SynErgy Thermal Management bietet Ingenieursdienstleistungen bei der Entwicklung von thermischen Systemen mit einem speziellen Fokus auf die Auslegung und Optimierung von Wärmepumpen.

Die Ernährungsindustrie

Die Ernährungsindustrie ist Teil des verarbeitenden Gewerbes und mit einem Umsatz von 185,3 Mrd. € im Jahr 2020 eine der größten Branchen des verarbeitenden Gewerbes Deutschlands. Insgesamt lag die Beschäftigungszahl bei circa 614.063 Personen, die sich auf 6.163 Betriebe verteilen. Die Branche ist von überwiegend kleinen und Mittelständischen Handwerks und Familienbetrieben und nur wenigen großen Unternehmen geprägt. [25] Im nachfolgenden Kapitel 3.1 wird die Struktur der Ernährungsindustrie beschrieben. Es folgen in Kapitel 3.2 Informationen zum Energiebedarf sowie in Kapitel 3.3 Informationen zu CO₂-Emissionen und deren Kosten. Das Kapitel 3.4 stellt ausführlich die in der Ernährungsindustrie eingesetzten Prozesse mit den erforderlichen Temperaturniveaus da.

3.1 Struktur der Branche

Die Betriebe der Ernährungsindustrie verteilen sich in allen Bundesländern, jedoch mit einem größeren Anteil in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen [26].

Die Ernährungsindustrie ist ein Bestandteil der Wertschöpfungskette bei Lebensmitteln und liefert die Produkte für den Lebensmittel-Einzelhandel (siehe Abbildung 8). Da dieser von wenigen großen Handelsunternehmen dominiert wird (Metro, REWE, Edeka, Aldi, Schwarz), liegt die Macht bei Preis- und Leistungsverhandlungen in der Regel auf Seiten der Handelsunternehmen. [27]



Abbildung 8: Die Wertschöpfungskette von Lebensmitteln nach [26], [27]

Entsprechend der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 2008 (WZ 2008) kann die Ernährungsindustrie in zehn Haupt- und 25 Untergruppen unterteilt werden. Die Anzahl an Betrieben und Beschäftigten der jeweiligen Hauptgruppe ist in Abbildung 9 dargestellt. Die Hauptgruppen Herstellung von Back- und Teigwaren sowie Schlachten und Fleischverarbeitung zeichnen sich durch eine große Anzahl an Unternehmen mit vielen Beschäftigten aus. Die weiteren acht Hauptgruppen bestehen aus bedeutend weniger Betrieben und beschäftigen deutlich weniger Mitarbeiter.

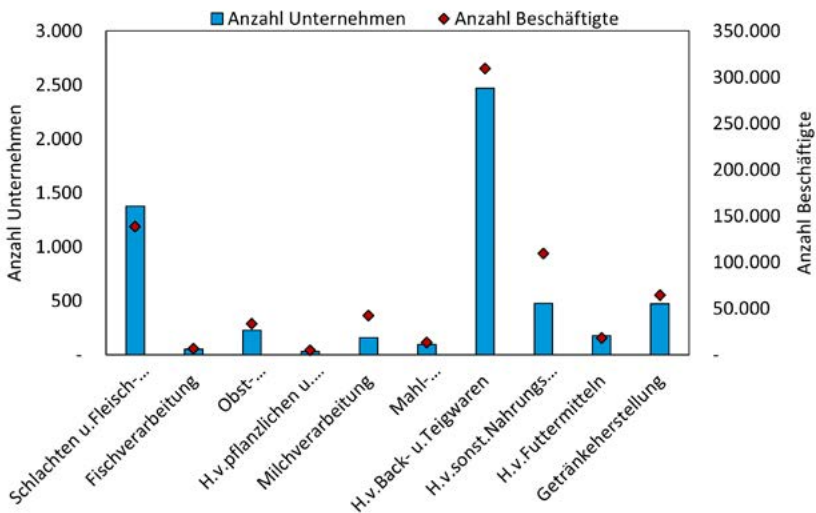


Abbildung 9: Anzahl von Unternehmen und Beschäftigten der zehn Hauptgruppen der Branche der Ernährungsindustrie sortiert nach WZ 2008 [28]

In Abbildung 10 sind die Umsätze der Untergruppe der Branche in Mrd. Euro dargestellt. Mit 30,9 Mrd. € im Jahr ist die Milchverarbeitende Industrie die umsatzstärkste Untergruppe der Ernährungsindustrie. Gefolgt von der Fleischverarbeitenden Industrie (21,4 Mrd. €), der Herstellung von Backwaren (18,1 Mrd. €) sowie dem Schlachten (17,4 Mrd. €), erwirtschaften diese vier Untergruppen knapp die Hälfte des Umsatzes der gesamten Ernährungsindustrie.

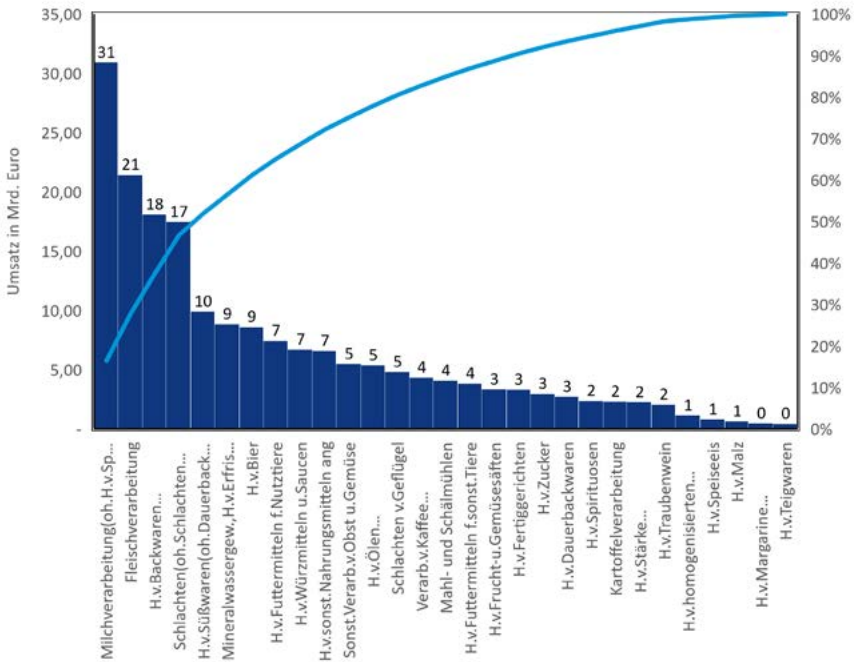


Abbildung 10: Umsätze aller Unterbranchen der Ernährungsindustrie im Jahr 2019 nach Daten [28] (Die vollständige Branchenbeschriftung finden Sie im Anhang A1)

3.2 Energiebedarf der Ernährungsindustrie

In diesem Kapitel soll zunächst der Energiebedarf der Ernährungsindustrie untersucht werden. Aus Abbildung 11 wird deutlich, dass die Energieträger Erdgas (58 %) und Strom (28 %) die mit Abstand wichtigsten Energieträger darstellen. Knappe 5 % des Energiebedarfs werden über Fern- und Nahwärmenetze gedeckt. Darüber hinaus werden geringe Mengen an Stein- (1,6 %) und Braunkohle (2,4 %) sowie Heizöl (3 %) benötigt. Biomasse (1,5 %) spielt bislang eine untergeordnete Rolle.

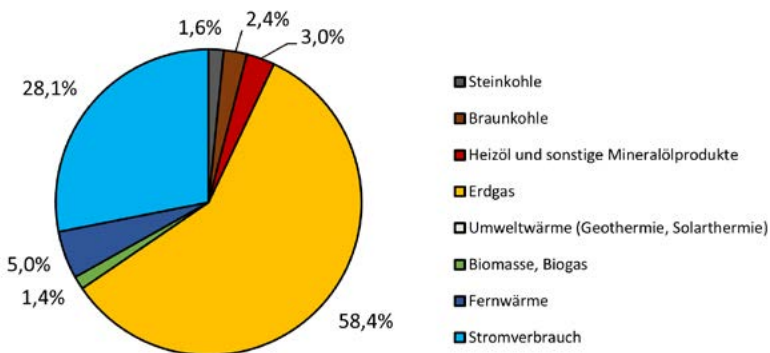


Abbildung 11: Energiebedarf nach Energieträgern der Ernährungsindustrie nach Daten [28] in 2019

In Abbildung 12 ist der Energiebedarf auf Ebene der Hauptgruppen nach Energieträgern dargestellt. Kohle wird in der Ernährungsindustrie nur noch in den energieintensiven Prozessen der Zuckerherstellung (Hauptgruppe: Herstellung von Sonstigen Nahrungsmitteln) eingesetzt. Alle übrigen Gruppen der Branche nutzen hauptsächlich Erdgas und Strom zur Deckung des Energiebedarfes.

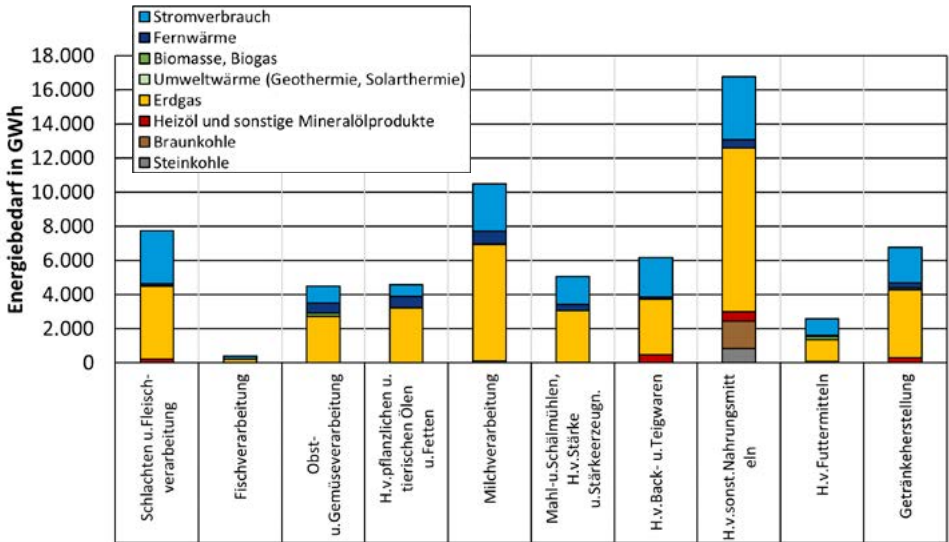


Abbildung 12: Primärenergiebedarf nach Energieträgern der Hauptgruppen der Ernährungsindustrie in 2019 nach Daten [28]

Erdgas wird in der Produktion überwiegend zur Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme benötigt. Hierzu werden häufig erdgasbetriebene Dampfkessel eingesetzt. Die elektrische Energie wird im Wesentlichen für Kühlprozesse, elektrische Antriebe, Druckluftherzeugung und Beleuchtung benötigt.

In Abbildung 13 wurde der Jahresumsatz gegenüber des Energiebedarfs jeder Untergruppe aufgetragen. Der Großteil der Untergruppen liegt in einem Korridor entlang einer Diagonalen von unten links nach oben rechts im Diagramm. Dies signalisiert, dass bei vielen Branchen ein ähnliches Verhältnis zwischen Umsatz und Energiebedarf besteht. Untergruppen mit erhöhtem Energiebedarf bezogen auf den Umsatz sind vor allem die Herstellung von Zucker, Stärke und Ölen (sogenannte energieintensive Branchen). Unter-

gruppen mit leicht erhöhtem Umsatz gegenüber dem Energiebedarf sind das Schlachten und die Fleischverarbeitung (sogenannte wenig energieintensive Branchen).

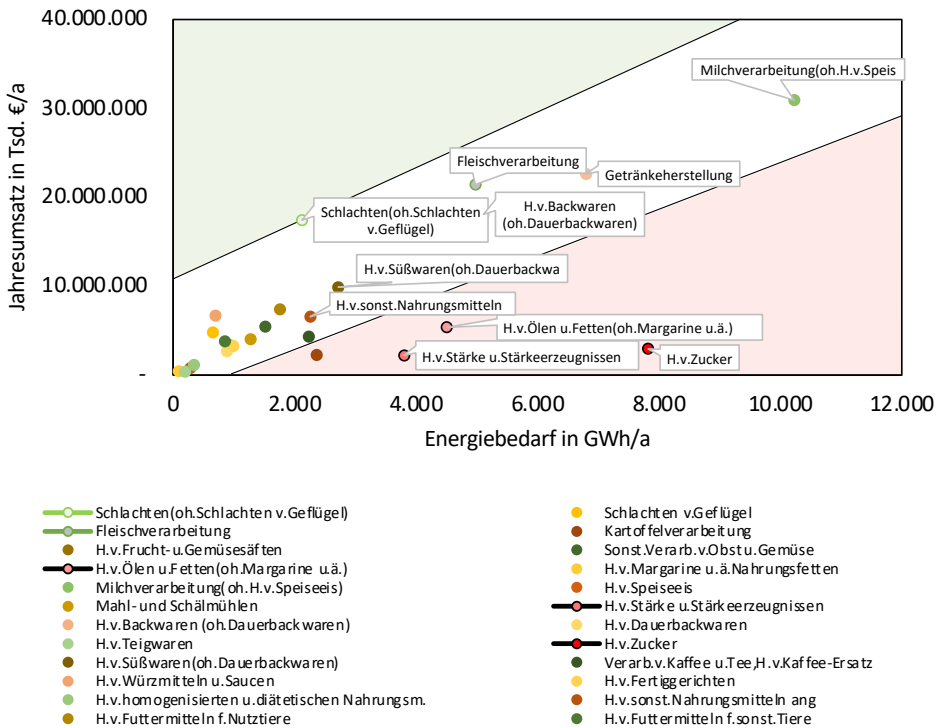


Abbildung 13: Gegenüberstellung von Jahresumsatz und Primärenergiebedarf

3.3 Kosten durch CO₂-Emissionen

In der Europäischen Union wird seit 2005 im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) ein Preis für CO₂-Emissionen aus industriellen Feuerungsanlagen mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW erhoben. Für jede emittierte Tonne CO₂ müssen Betreiber betroffener Anlagen ein entsprechendes Zertifikat erwerben. Die Zertifikatpreise für Emissionsberechtigungen werden marktbasiert durch den Handel der Marktteilnehmer an der Börse (z.B. ECX oder EEX) gebildet. Aufgrund einer stetigen Reduzierung der Menge an Zertifikaten (Cap) erfolgt auch eine Verringerung von CO₂-Emissionen der betroffenen Unternehmen bzw. Sektoren. [29]

In der Liste von emissionshandelspflichtigen Anlagen der Deutschen Emissionshandelsstelle von 2019 sind knapp 50 Feuerungsanlagen der Ernährungsindustrie aufgeführt. Diese werden überwiegend in den zuvor genannten energieintensiven Untergruppen der Herstellung von Zucker, Stärke, Ölen und Malz sowie in Brauereien zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt. In geringen Maße sind auch Feuerungsanlagen in der Milch- und Fleischverarbeitung betroffen. [30]

Im Dezember 2019 wurde das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen, kurz Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) verabschiedet. Hierdurch wird die Grundlage für ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) geschaffen, welches die bisher vom EU-ETS nicht betroffenen Sektoren Verkehr und Wärme erfasst. Seit 2021 werden daher auch nicht vom EU-ETS erfasste industrielle Anlagen zur Wärmebereitstellung auf Basis fossiler Brennstoffe im Rahmen des BEHG mit einem CO₂-Preis belastet. Dieser steigt zunächst bis 2025 entlang eines festgelegten Preiskorridors von 25 €/t_{CO₂} auf 55 €/t_{CO₂} an und soll anschließend im Rahmen des nEHS durch Angebot und Nachfrage der Marktteilnehmer bestimmt werden [31]. Mit den bis 2025 gesetzlich festgelegten CO₂-Preisen

können die durch das BEHG verursachten Preissteigerungen für fossile Energieträger berechnet werden (siehe Abbildung 14, Preissteigerungen für ausgewählte Brenn- bzw. Kraftstoffe). Das BEHG wird sowohl beim Transport wie auch bei der Wärmebereitstellung die meisten Unternehmen der Ernährungsindustrie betreffen und zu steigenden energiebedingten Produktionskosten führen. Hierdurch entsteht besonders bei energieintensiven Produktionen ein Anreiz zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung.

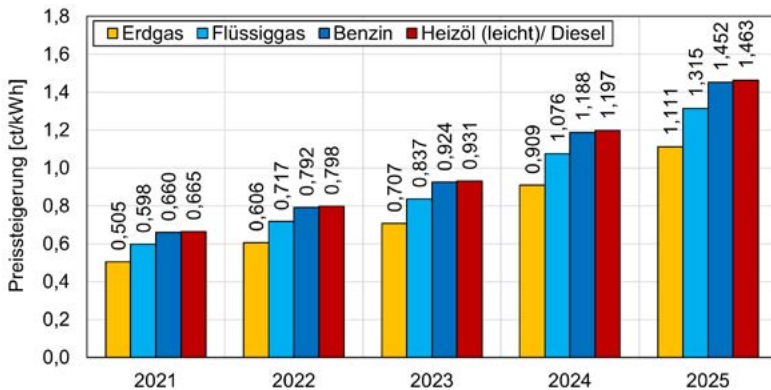


Abbildung 14: Preisanstieg durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) für ausgewählte Brennstoffe zwischen 2021 und 2025 auf Basis der spezifischen CO₂-Emissionen nach Daten [32] und [31]

3.4 Prozesse der Ernährungsindustrie

In der Ernährungsindustrie wird eine Vielzahl unterschiedlicher Produktionsprozesse eingesetzt (vgl. [3], [4], [33]), die im Rahmen dieses Leitfadens nicht im Detail analysiert werden können. Die Prozesse dienen in dieser Arbeit lediglich zur Bestimmung von Anwendungsgrenzen möglicher Technologien der Energiebereitstellung. Einsparpotenziale durch effizientere Produktionsprozesse sind nicht Teil dieser Untersuchung, sollten jedoch entsprechend des Grundsatzes „Efficiency First“ stets mitberücksichtigt werden. Möglich-

keiten zur Effizienzsteigerung für ausgewählte energierelevante Produktionsprozesse können beispielsweise [3] oder [4] entnommen werden. Die hier verwendete Einteilung in mechanische und thermische Grundprozesse, sowie die Zuordnung der Prozesse in übergeordneten Klassen wird in dieser Arbeit in reduzierter Form übernommen.

3.4.1 Mechanische Grundprozesse

Bei den mechanischen Grundprozessen wird in der Regel elektrische Energie für den Betrieb von Motoren benötigt. Zu den wichtigsten energieintensiven mechanischen Prozessen gehören unter anderem Trenn-, Misch- und Zerkleinerungsprozesse. [4]

Mit zunehmender Dekarbonisierung der Strombereitstellung durch den Ausbau von Photovoltaik- und Windenergie-Anlagen können die mechanischen Grundprozesse ohne größere Anpassungen bereits heute klimaneutral betrieben werden. Herausfordernd ist dabei somit nicht die technische, sondern die wirtschaftliche Machbarkeit, da der derzeit noch höhere Preis für Erneuerbaren Strom zu höheren Produktionskosten und damit ggf. zu einem Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Marktteilnehmern führen kann. Im weiteren Verlauf dieses Leitfadens werden die mechanischen Grundprozesse daher nicht weiter betrachtet, da diese in Folge der Dekarbonisierung der Stromversorgung automatisch klimaneutral werden und diese Herausforderung im Wesentlichen durch die Energiewirtschaft und nicht durch Industriebetriebe zu lösen sein wird.

3.4.2 Thermische Grundprozesse

Die thermischen Grundprozesse können allgemein in die Zufuhr (Erwärmen) und den Entzug (Kühlen) von Wärme aus einem System unterteilt werden. Wichtige Prozesse der Wärmezufuhr sind beispielsweise Destillation, Trocknen, Kochen oder Pasteurisieren. Die wichtigsten Technologien zur Bereitstellung dieser Prozesswärme werden in Kapitel 4.2 kurz vorgestellt. Wichtige energieintensive Kühlprozesse sind unter anderem das Kühlen, Gefrieren oder Tiefkühlen. Die Kältebereitstellung erfolgt in der Regel ebenfalls durch den Einsatz von elektrischer Energie (z.B. mit Hilfe einer Kompressionskälteanlage), wird in dieser Arbeit jedoch ebenfalls betrachtet, da mit der Technologie der Absorptionskälteanlage auch thermische Energie zur Kältebereitstellung genutzt werden könnte. Die Technologien zur Bereitstellung von Kälte werden in Kapitel 4.2.3 im Zusammenhang mit der Wärmepumpentechnologie näher beschrieben. [4]

In Anhang A 1 ist die Struktur der thermischen Grundprozesse dargestellt. Die aufgelisteten Prozessklassen und Prozesse bilden einen wesentlichen Bestandteil der Prozess-Technologie-Matrix, in der jedem Prozess mögliche emissionsarme Technologien zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte zugeordnet werden. Jedem Prozess sind hier typische Temperaturbereiche zugeordnet und diese werden mit den typischen Einsatztemperaturen der Technologien verglichen. Zur Verbesserung der Aussagefähigkeit der Prozess-Technologie-Matrix sollten die vorgegebenen typischen Prozesstemperaturen durch reale Temperaturen der Prozesse im eigenen Betrieb ersetzt werden.

Vermeidung von Emissionen durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien

In Kapitel 2.4 (Abbildung 7) wurde betont, dass das Vermeiden von THG-Emissionen als erste Maßnahme hin zu einer klimaneutralen Produktion betrachtet werden sollte. Emissionen, die gar nicht erst anfallen, müssen später auch nicht verringert oder kompensiert werden. Eine der wichtigsten Maßnahmen stellt daher eine möglichst THG-freie Bereitstellung von Energie dar. Hierzu können unterschiedliche Technologien eingesetzt werden, die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen. Dabei gehen wir in Kapitel 4.1 auf Technologien zur klimaneutralen Strombereitstellung und in Kapitel 4.2 auf Technologien zur klimaneutralen Bereitstellung von thermischer Energie ein.

➤ *Wichtiger Hinweis: Im Rahmen dieses Leitfadens wird vorrangig die Dekarbonisierung der Wärme- und Kältebereitstellung untersucht, da angenommen wird, dass durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik in Deutschland das Stromnetz auf 100 % Erneuerbare Energien umgestellt wird. Hierdurch wird auch der Strombezug in der Ernährungsindustrie automatisch klimaneutral.*

4.1 Technologien zur klimaneutralen Strombereitstellung

Der Energieträger Strom stellt mit knapp 28 % des Primärenergiebedarfs der Ernährungsindustrie nach Erdgas den zweit wichtigsten Energieträger dar (vgl. Abbildung 11). In diesem Leitfaden wird angenommen, dass eine

Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland maßgeblich durch die Energiewirtschaft vorangetrieben wird. Im Koalitionsvertrag vom 24.11.2021 wird ein Anteil von 80 % Erneuerbare Strom am Gesamtstrombedarf in Deutschland als Ziel vorgegeben [34]. Bei einer vollständigen Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien wird der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz als klimaneutral bewertet. Für Unternehmen besteht bei der Dekarbonisierung der Stromversorgung daher keine bzw. nur wenig Notwendigkeit zu Handeln.

Der Einsatz von erneuerbaren Energien sollte jedoch unabhängig von dieser getroffenen Annahme betriebsintern in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit geprüft werden. In den folgenden Kapiteln 4.1.1, 4.1.2 und 4.1.3 werden daher für Industriebetriebe interessante Technologien zur regenerativen Strombereitstellung und Speicherung kurz vorgestellt und die jeweiligen Stromgestehungskosten abgeschätzt.

4.1.1 Photovoltaik

Die Strahlungsenergie der Sonne ist eine wichtige erneuerbare Energieform zur Stromerzeugung. Diese Strahlungsenergie kann sowohl als direkte Strahlung als auch als diffuse (gestreute) Strahlung genutzt werden. Durch Photovoltaikmodule, die wiederum aus mehreren zusammengeschalteten Photovoltaikzellen bestehen, kann die auf die Module treffende Strahlungsenergie in elektrischen Strom umgewandelt werden. Marktdominierend sind dabei zwei Solarzellentypen, monokristalline und polykristalline Module. Bei monokristallinen Modulen wird im Fertigungsprozess ein einziger Halbleiterkristall gebildet, polykristalline Module bestehen hingegen aus einer Vielzahl solcher Kristalle. Aus der unterschiedlichen Fertigungsart resultiert für monokristalline Module ein höherer Wirkungsgrad jedoch durch die aufwendigere Herstellung auch ein höherer Modulpreis. Die Wirkungsgrade monokristalliner PV-Module sind mit rund 20 % etwa 3 %-Punkte höher als

die polykristalliner mit rund 17 %. [35] Bedingt durch den geringeren Wirkungsgrad ist bei polykristallinen Modulen für den entsprechend selben Stromertrag mit einer größeren PV-Fläche und somit mit mehr Platzbedarf und mehr Modulen zu rechnen. [35], [36], [37]

In Deutschland kann im Durchschnitt ein jährlicher PV-Stromertrag von 950 kWh/kWp (bzw. etwa 190 kWh/m²) erwartet werden [35], [36]. Die Investitionsaufwendungen für PV-Anlagen sind dabei typischerweise stark von der Anlagengröße abhängig. So lag die spezifische Investition bei kleineren Anlagen für bspw. Einfamilienhäusern mit 8 bis 10 kWp in 2020 typischerweise zwischen 1.300 und 1.400 €/kWp. [38] Bei Großanlagen kann näherungsweise mit spezifischen Investitionen im Bereich zwischen 800 und 1.100 €/kWp gerechnet werden. [39] Bei sehr großen Anlagen im Bereich mehrerer MWp installierter Leistung, kann der spezifische Investitionsaufwand auch noch geringer ausfallen. [35]

Mit der vielerorts installierbaren klimaneutralen Erzeugungstechnologie kann in Ernährungsindustrieunternehmen dezentral Strom bereitgestellt werden. Eine übliche Spanne der realisierbaren Stromgestehungskosten liegt dabei zwischen 4 und 10 ct/kWh, welche aktuell für eine übliche Laufzeit von 20 bis 30 Jahren angesetzt werden kann. [35], [40]

4.1.2 Windkraft

Bereits Ende des 19. Jahrhunderts wurde die im Wind enthaltene Energie genutzt, um Strom zu erzeugen. Dabei setzt die kinetische Energie der Luft einen Rotor in Bewegung. Diese mechanische Energie wird anschließend in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Im Bereich der Windkraft gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Funktionsweisen und Bauarten. Eine grobe Einteilung lässt sich über den Standort in

Onshore und Offshore, sowie die Anlagengröße in Groß- und Kleinwindkraftanlagen vornehmen. Die Grenze ist nicht einheitlich definiert, wird jedoch häufig bei etwa 100 kW Leistung gezogen. [41], [42] Kleinwindkraftanlagen haben dabei in der Regel eine deutlich geringere Höhe, was sich bei Bauhöhen von weniger als 50 m in unkomplizierteren Genehmigungsverfahren auszahlt [43] [44]. Häufig finden Kleinwindkraftanlagen Anwendung als Eigenstromversorgungsanlagen, wohingegen die größeren Windkraftanlagen überwiegend zur Stromeinspeisung genutzt werden. Sowohl bei Groß- wie auch bei Kleinanlagen ist die gängigste Bauweise die mit einer horizontalen Rotationsachse und drei Rotorblättern. Eine vertikale Bauweise wird vor allem dann eingesetzt, wenn die Windrichtung sich stetig verändert. [35], [45]

Die elektrische Leistung, die eine Windturbine zur Verfügung stellen kann, ist unter anderem abhängig von der Rotorblattlänge bzw. der Rotorfläche, die durch die meistens drei rotierenden Rotorblätter aufgespannt wird und von der herrschenden Windgeschwindigkeit. Dies in Kombination mit einer in der Regel mit zunehmender Höhe über dem Erdboden steigenden und konstanter werdenden Windgeschwindigkeit erklärt, dass die zunehmenden Windkraftanlagenleistungen unter anderem über eine steigende Narbenhöhe und Rotorfläche generiert werden. [45] Motivation für die zunehmende Anlagenleistung dürften die Skaleneffekte sein, denen wie die PV-Anlagen auch die Windkraftanlagen unterliegen, was mit zunehmender Anlagenleistung sinkende spezifische Investitionen und Stromgestehungskosten mit sich bringt [46]. In einer Studie des Fraunhofer ISE wurde errechnet, dass die Stromgestehungskosten bei beispielhaften Onshore Windkraftanlagen in einer Spanne zwischen 4 und 8 ct/kWh liegen.

Der Einsatz von Kleinwindkraftanlagen in Industriebetrieben hat sich bislang, aufgrund von vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten zwischen 15 und 35 ct/kWh noch nicht durchgesetzt. [40], [47]

4.1.3 Stromspeicher

Durch den Einsatz von Stromspeichersystemen können Angebot und Nachfrage von Strom zeitlich entkoppelt werden. Auf diese Weise können die oben genannten volatilen Erneuerbaren Energien, die starken tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, an den Bedarf an elektrischer Energie angepasst werden. [48]

Neben dem Ausgleich der Volatilität oder der Stabilisierung des Stromnetzes können Stromspeicher den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad erhöhen und somit oft auch die Betriebskosten reduzieren. Außerdem kann in Einzelfällen der Anlagenbetrieb verbessert werden (z.B. Vermeidung von Taktungen), was eine positive Auswirkung auf Nutzungsgrad und Lebensdauer der Anlagen hat. Der letzte Aspekt ist die Verbesserung der räumlichen Flexibilität: Der Strom kann unabhängig von einem Netz transportiert werden (z.B. elektrisch betriebene Flurförderfahrzeuge).

Eine direkte Speicherung von elektrischer Energie kann beispielsweise durch den Einsatz von Kondensatoren oder supraleitenden Spulen erfolgen. Kondensatoren eignen sich besonders zur Speicherung geringer Mengen Energie bei hoher Leistung. Sie besitzen hohe Wirkungsgrade und sind wartungsarm, was ihren Einsatz an schwer zugänglichen Orten, wie z.B. in Offshore-Windanlagen für die kurzzeitige Bereitstellung hoher Anfahrleistungen für Stellmotoren begünstigt. [48]

In elektrochemischen Energiespeichern wird die elektrische Energie in Form von Ladungsträgern gespeichert, die durch chemische Reaktionen (Reduktion/Oxidation) aufgenommen und/oder abgegeben werden können [48]. Die derzeit wichtigsten elektrochemischen Energiespeicher sind Lithium-Ionen, Blei- und Redox-Flow-Batterien. Lithium-Ionen-Batterien sind teurer, besitzen hohe Wirkungsgrade von knapp 95 % und eine lange Lebensdauer

von etwa 10.000 Zyklen. Bleibatterien sind hingegen deutlich kostengünstiger, erreichen Wirkungsgrade von ca. 80 % und besitzen eine begrenzte Lebensdauer von etwa 1.500 Zyklen. Redox-Flow-Batterien erreichen Gesamtwirkungsgrade von etwa 70 % und können über mehr als 10.000 Zyklen betrieben werden. [48], [49]

Besonders im Falle der Eigenstromerzeugung im Betrieb z.B. mit einer Photovoltaikanlage kann ein Elektrochemischer Speicher zu einer Erhöhung der Eigennutzung beitragen. Bei hohen Strombezugspreisen ist hierdurch eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik Anlage möglich. Kondensatoren können zur kurzzeitigen Bereitstellung hoher Leistungen genutzt werden und beispielsweise Lastspitzen reduzieren.

Weitere Stromspeichermöglichkeiten sind mechanische Speicher wie Schwunghmassenspeicher, Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher und chemische Speicher wie Wasserstoff oder synthetische Kohlenwasserstoffe. Abbildung 15 zeigt Einsatzszenarien unterschiedlicher Energiespeicherarten.

Hemmnisse für die Nutzung von Stromspeichern sind oft die hohen Investitionssummen, die teilweise zu geringe Energiedichten sowie die Speicherverluste und ggf. eingeschränkte Zuverlässigkeit.

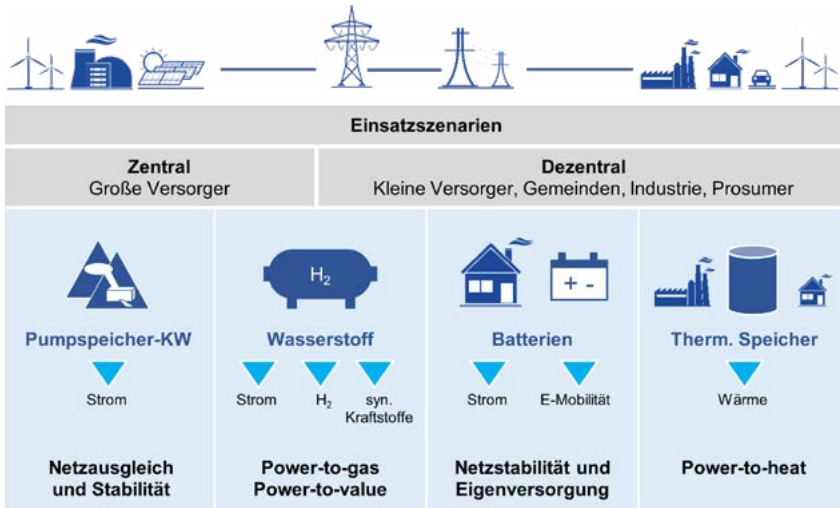


Abbildung 15: Energiespeicher als wichtiges Bindeglied in verteilten Energiesystemen; Darstellung angelehnt an [50]

4.2 Technologien zur klimaneutralen Bereitstellung thermischer Energie

Wie bereits in Kapitel 3.2 beschrieben, entfällt der größte Teil des Endenergiebedarfes in der deutschen Ernährungsindustrie auf nicht elektrische Energieträger, welche gegenwärtig hauptsächlich in der thermischen Verwendung Einsatz finden. Dieser thermische Energiebedarfes zeichnet sich durch im Vergleich zu einigen anderen Branchen geringen benötigte Temperaturen aus (vgl. Kapitel 1.2). Durch das niedrige Temperaturniveau ergibt sich ein erhebliches Senkungspotential der Treibhausgasemissionen durch den Einsatz von regenerativen Technologien zur Wärmebereitstellung [51].

Ergänzend zur Bereitstellung von Wärme, fällt der Abtransport von Wärme, also die Kühlung, ebenfalls unter den Bereich der thermischen Prozesse. Die

Prozesse des Kühlens, Gefrieren oder Tiefkühlen werden dabei häufig durch den Einsatz elektrischer Energie gewährleistet. Wird der Aspekt der Klimaneutralität im Vordergrund gestellt, gilt auch hier wie in Kapitel 4.1: Bei einer vollständigen Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien wird der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz als klimaneutral bewertet und somit ist der Abtransport von Wärme, also die Kühlung, ebenfalls klimaneutral.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkt ist es aber auch hier lohnenswert, alternative Technologien anzuschauen. Die Kühlprozesse können auch mit thermischer Energie betrieben werden, bspw. mittels einer Absorptionskälteanlage [4].

In nachfolgenden Unterkapiteln werden für Industriebetrieben interessante regenerativen Technologien zur Wärme- und Kältebereitstellung vorgestellt. Darüber hinaus wird auf thermische Speicher und ihr Nutzen eingegangen.

4.2.1 Solarthermie

Wie auch bei der Photovoltaik wird bei der Solarthermie die solare Strahlungsenergie genutzt. Diese wird jedoch nicht direkt in elektrische, sondern in nutzbare thermische Energie umgewandelt. Die eintreffende Globalstrahlung wird dabei von einem Absorber aufgenommen und an ein Trägermedium abgegeben. Das Trägermedium gibt an anderer Stelle die Wärme über einen Wärmeübertrager direkt an den Prozess oder einen Wärmespeicher ab und wird zurückgeführt. Die nutzbare thermische Energie kann nun als Raum- oder Prozesswärme verwendet werden. Ebenfalls ist es in solarthermischen Kraftwerken möglich die thermische Energie zur Stromerzeugung zu nutzen. Dieser Umwandlungsprozess von Strahlungsenergie in thermische Energie kann grob in konzentrierende und nicht-konzentrierender Solarthermie unterschieden werden. [52], [53]

Bei nicht-konzentrierenden Kollektoren trifft die Strahlung direkt auf den Absorber. Bei den weitverbreiteten Flachkollektoren trifft die Strahlung durch eine Abdeckung auf eine Absorberplatte. Diese gibt die Wärme an eine darunter befestigte Rohrschlange ab, in welcher das Trägermedium zirkuliert. Hierdurch können in Deutschland typischerweise jährliche Wärmeerträge im Bereich zwischen 250 und 500 kWh_{th}/m² Kollektorfläche bei einer Temperatur von rund 40–90 °C bereitgestellt werden (bei PV-Anlagen sind es nur etwa 190 kWh_{el}/m², da der Wirkungsgrad schlechter ist). Wie bei den PV-Anlagen schwanken sowohl die Temperatur als auch der Ertrag jahreszeit- und standortabhängig. Der Jahreswärmeertrag ist maßgeblich vom Nutzungsgrad und somit von der individuellen Anlagenauslegung und Bedarfssituation abhängig. [54, pp. 67-71, 105], [35, p. 249] Die Kosten für Flachkollektoren liegen typischerweise im Bereich von 200–400 €/m². Hinzuzurechnen sind jedoch noch Kosten für Rohrleitungen, Montage und eventuelle Wärmespeicher. [35, p. 309]

Bei Vakuumröhrenkollektoren sind die Rohre mit dem Trägermedium direkt mit dem Absorber beschichtet. Um einen Wärmeübertrag in die Umwelt zu vermeiden, sind die Rohre in vakuumierten Glasröhren eingefasst. Das erwärmte Trägermedium steigt in der Röhre nach oben und gibt Wärmeenergie am oberen Ende an ein weiteres Trägermedium ab, welches zum Prozess geführt werden kann. So können höhere Wirkungsgrade bei vergleichsweise hohen Betriebstemperaturen erreicht werden. Das bereitstellbare Temperaturniveau liegt etwa zwischen 60 °C und 150 °C. Durch die aufwendigere Verarbeitung von Vakuumröhrenkollektoren sind diese pro Quadratmeter teurer als Flachkollektoren. [35, pp. 249, 257] Vakuumröhrenkollektoren eignen sich daher besonders für höhere Temperaturen, welche Flachkollektoren nicht oder nur ineffizient bereitstellen können. [35, p. 262]

Konzentrierende Solarthermieranlagen fangen die direkte Strahlung auf einer Fläche über Spiegel auf und bündeln diese auf einen Punkt oder eine Linie.

Hierdurch können höhere Temperaturen von bis über 1.000 °C erreicht werden. Damit die Strahlung optimal genutzt werden kann, müssen die Kollektoren in der Regel dem Sonnenstand nachgeführt werden, um den Brennpunkt bzw. die Brennlinie auf dem Absorber zu halten. Konzentrierende Solarthermische Anlagen eignen sich neben der Stromerzeugung für die Bereitstellung von Prozesswärme benötigen jedoch einen großen Platzbedarf und einen sehr hohen Anteil direkter Sonneneinstrahlung, weshalb diese in Deutschland seltener eingesetzt werden. [53] Für die deutschen Ernährungsindustrie ist diese Technologie also weniger interessant.

Nach Untersuchungen der Universität Kassel [7] könnten die Solarthermie in der deutschen Ernährungsindustrie aufgrund der teilweise niedrigen Temperaturen gut für eine Prozesswärmebereitstellung eingesetzt werden. Bei konservativer Abschätzung könnten in der deutschen Ernährungsindustrie knapp 3,4 TWh/a Wärme durch Solarthermie gedeckt werden (technisches Potenzial). Bei einem Gesamtenergiebedarf der Branche von 65,8 TWh/a im Jahr 2019 entspricht dies einem Anteil von knapp 6,5 %. Als weitere mögliche Einbindungsoptionen wird eine Vorwärmung des Kesselspeisewassers oder eine direkte Erwärmung von CIP Wasser empfohlen. Die beiden Integrationskonzepte sind in Abbildung 16 dargestellt. [7]



Abbildung 16: Integrationskonzepte für Solarthermie in der Ernährungsindustrie; Bilder aus [7]

4.2.2 Geothermie

Unter Geothermie wird die Nutzung der im Erdreich gespeicherten thermischen Energie verstanden. Die Wärme im Erdinneren ist überwiegend auf radioaktive Zerfallsprozesse im Erdkern sowie auf Wärme aus der Erdentstehung sowie der Kristallisationswärme bei der Erstarrung des flüssigen Kerns zurückzuführen. Durch den etwa 3.000 bis 6.000 K heißen Erdkern entsteht durch Wärmeleitung ein Wärmestrom in Richtung der kälteren Erdoberfläche. Die Erdwärme ist unabhängig von Witterungseinflüssen und kann vor dem Hintergrund menschlicher Betrachtungszeiträume als unerschöpfliche Energie betrachtet werden. Im Zuge der Nutzung von Geothermie in geschlossenen Kreisläufen fallen keine THG-Emissionen an. Die Wärme kann entweder direkt zur Deckung des Wärmebedarfes genutzt oder in einem thermodynamischen Kreisprozess in elektrische Energie umgewandelt werden. [36]

In oberflächennahen Erdschichten bis ca. 20 m Tiefe variiert die Erdtemperatur mit tages- und jahreszeitlichen Veränderungen sowie durch den Einfluss von Wasser. Unterhalb von 20 m steigt die Erdtemperatur linear mit der Tiefe um ca. 30 Kelvin pro Kilometer (3 K pro 100 m). Dieser Zusammenhang zwischen Temperatur und Tiefe ist in Abbildung 17 dargestellt. [55]

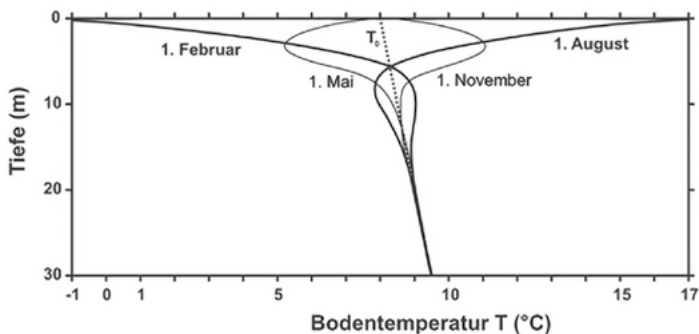


Abbildung 17: Schematischer Jahresgang der tiefenabhängigen Bodentemperatur in gemäßigten Breiten nach [56]

Bis zu einer Tiefe von 400 m wird diese als oberflächennah und anschließend als tiefe Geothermie bezeichnet. Erst ab ca. 1.000 m Tiefe können in Deutschland in der Regel Temperaturen von 50 °C erreicht werden, die eine direkte Nutzung der Wärme ermöglichen. Oberhalb müssen in der Regel Wärmepumpen genutzt werden, um das Temperaturniveau auf ein nutzbares Niveau anzuheben. Ab etwa 3.000 m könnten Temperaturen über 100 °C erreicht werden, die eine Umwandlung in elektrischen Strom ermöglichen. Da dieses Temperaturniveau jedoch noch vergleichsweise gering ist, müssen Kreisprozesse mit niedrigsiedenden organischen Arbeitsfluiden (ORC-Prozess) oder Ammoniak (Kalina-Prozess) eingesetzt werden. [36]

4.2.3 Wärmepumpe und Kältemaschine

Wärmepumpen und Kältemaschinen entziehen einer Wärmequelle auf einem niedrigen Temperaturniveau Wärme und geben diese auf höherem Temperaturniveau wieder an eine Wärmesenke ab. Bei einer Wärmepumpe wird primär die Wärmebereitstellung bei erhöhter Temperatur genutzt und bei einer Kältemaschine der Entzug von Wärme (Kühlung) auf niedrigem

Temperaturniveau. Für den Betrieb einer Wärmepumpe bzw. einer Kältemaschine wird das Kältemittel im Kompressor auf einen höheren Druck verdichtet. Ist der Antrieb des Kompressors ein Elektromotor oder ein Verbrennungsmotor, wird die Anlage als Kompressionsmaschine bezeichnet. Erfolgt die Kompression thermisch handelt es sich um eine Absorptions- oder Adsorptionsmaschine. [57] Das Funktionsprinzip einer Wärmepumpe mit elektrischem Kompressor ist in Abbildung 18 dargestellt.

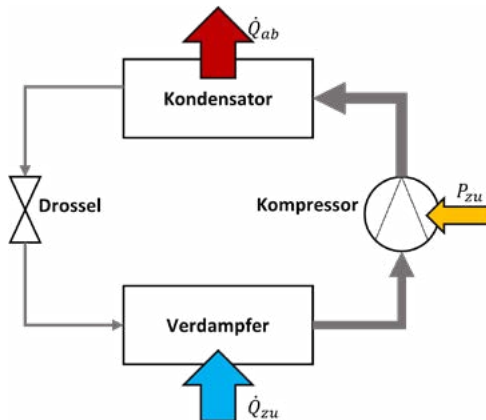


Abbildung 18: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe nach [58]

Zur Bewertung der Effizienz einer Wärmepumpe wird für den stationären Betrieb auf dem Prüfstand die Leistungszahl COP (Coefficient of Performance) ermittelt oder für den tatsächlichen Anlagenbetrieb über ein ganzes Jahr die Jahresarbeitszahl JAZ verwendet. Die Carnot-Leistungszahl entspricht der Effizienz unter Idealbedingungen und kann anhand der Temperaturen des Kältemittels im Verdampfer T_{verd} und Kondensator T_{kond} bestimmt werden. Zur Berechnung des COP wird der Quotient aus abgegebenem Wärmestrom \dot{Q}_{ab} und aufgenommener Verdichterleistung P_{zu} gebildet. Die JAZ wird als Quotient aus der über ein ganz abgegebenen Wärmemenge und der für die Kompression aufgenommenen Energie E_{zu} bestimmt.

Die Bewertung einer Kälteanlage ist vergleichbar. Als Nutzen wird hier aber der Wärmestrom \dot{Q}_{zu} betrachtet.

In Tabelle 2 werden die energetischen Kenngrößen von Wärmepumpe und Kältemaschine gegenübergestellt. Die größte Effizienz einer Anlage kann bei gleichzeitiger Nutzung der aufgenommenen und abgegebenen Wärme erzielt werden. [58]

	Wärmepumpe	Kältemaschine
Carnot-Leistungszahl	$\varepsilon_{C,W} = \frac{T_{Kond}}{T_{Kond} - T_{Verd}}$	$\varepsilon_{C,K} = \frac{T_{Verd}}{T_{Kond} - T_{Verd}}$
Leistungszahl	$COP_W = \frac{\dot{Q}_{ab}}{P_{zu}}$	$COP_K = \frac{\dot{Q}_{zu}}{P_{zu}}$
Jahresarbeitszahl	$JAZ_W = \frac{Q_{ab}}{E_{zu}}$	$JAZ_K = \frac{Q_{zu}}{E_{zu}}$

Tabelle 2: Energetische Kennzahlen bei linksläufigen Kreisprozessen nach [58]

Derzeit sind Wärmepumpen bis zu einer Vorlauftemperatur von ca. 100 °C kommerziell verfügbar. Anlagen mit Vorlauftemperaturen bis zu 160 °C befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Auch bei hohen Vorlauftemperaturen kann bei einem Temperaturhub von 70 K bei den Hochtemperatur-Wärmepumpen im Entwicklungsstadium vielversprechende COP's von 2,2 bis 2,8 erzielt werden. [59] Mögliche Wärmequellen für den Betrieb von Wärmepumpen können beispielsweise Abwärme, Geothermie oder Umgebungswärme sein [58].

Im Vergleich zu Kompressionskältemaschinen wird bei Absorptionskältemaschinen (AKM) der Kälteprozess hauptsächlich mittels Wärmeenergie umgesetzt, so kann überwiegend Wärme anstatt der exergetisch hochwertigeren elektrischen Energie für den Betrieb genutzt werden. Die Funktionsweise der AKM, die ähnlich der KKM ist, wird nachfolgend in Abbildung 19 visualisiert.

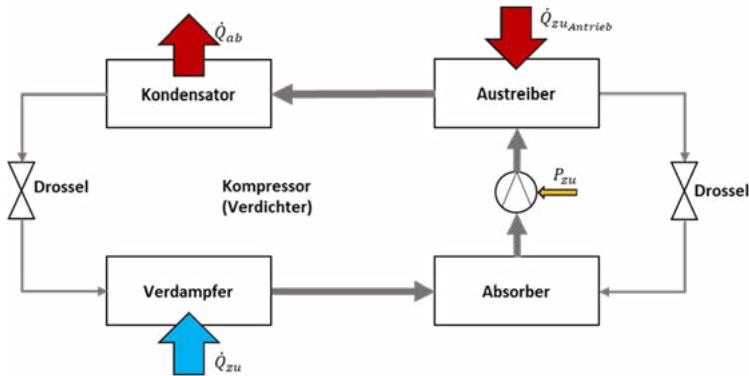


Abbildung 19: Funktionsschema einer Absorptionskältemaschine nach [60]

Nach der Verdampfung wird im Absorber das gasförmige Kältemittel mit einem hochkonzentrierten Lösungsmittel in Kontakt gebracht. Dieses absorbiert das Kältemittel. Das in flüssiger Form vorliegende Gemisch kann nun auf ein höheres Druckniveau zum Austreiber gepumpt werden. In diesem Austreiber wird das Gemisch mittels der Antriebswärmeenergie erhitzt, wodurch das Kältemittel ausdampft und zum Kondensator geleitet wird. Das Lösungsmittel gelangt anschließend wieder zum Absorber. Die Funktionsweise der AKM zur KKM unterscheidet sich energetisch hauptsächlich dadurch, dass bei der Druckerhöhung in der AKM ein inkompressibles Fluid verdichtet wird, aus welchem anschließend das Kältemittel durchverdampfen separiert wird. Hierdurch ist nur ein Bruchteil der elektrischen Antriebsenergie nötig. [60]

Eine weitere Möglichkeit der Kältebereitstellung mittels Wärmeenergie ist die Adsorptionskältemaschine (AdKM). Abweichend vom Sorptionsprozess der Absorptionskältemaschine wird in Adsorptionskältemaschinen der Kältemitteldampf an der Oberfläche eines hygroskopischen Feststoffes adsorbiert. Durch die Pumpfähigkeit des Feststoffes arbeitet die AdKM

diskontinuierlich. Das im Verdampfer verdampfende Kältemittel erhöht den Druck im Verdampfer, der Kältemitteldampf gelangt durch die Druckdifferenz und Klappenführung in die Adsorberkammer (in Abbildung 20 „Adsorber 2“) und wird dort vom Adsorbat adsorbiert. Durch Erwärmen der Adsorberkammer erhöht sich zum einen der Druck und zum anderen löst sich der Kältemitteldampf vom Adsorbat. Der desorbierte Kältemitteldampf gelangt bei höherem Druck in den Kondensator, dies ist in Abbildung 20 in der Adsorberkammer 1 dargestellt. Durch den Einsatz von mindestens einer zweiten Adsorberkammer, wie in Abbildung 20, kann die Funktion kontinuierlicher gestaltet werden. Dennoch bleibt durch die prozessbedingte Diskontinuität ein Schwanken der Kaltwassertemperatur des Kältemediums nicht aus. Nachteilig ist, dass die Adsorbertechnik zu Kältebereitstellung derzeit vergleichsweise hohe Anlagenkosten mit sich bringt und noch keine Anlagen in industriell nutzbaren Maßstäben marktfähig verfügbar sind. Aus diesem Grund werden AdKM im Folgenden nicht näher berücksichtigt. [60], [61]

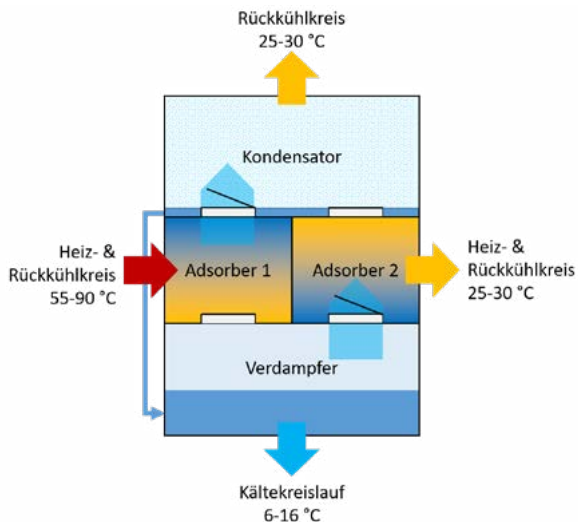


Abbildung 20: Funktionsschema einer Adsorptionskältemaschine nach [60], [62]

4.2.4 Biomasse

Biomasse beschreibt alle Stoffe, welche eine organische Herkunft besitzen und sich im Gegensatz zu fossilen Energieträgern noch nicht über Millionen von Jahren in der Erde abgelagert haben. Sie lässt sich in drei Kategorien unterteilen. Primäre Biomasse, wie beispielsweise Holz und Energiepflanzen, umfasst die gesamte Pflanzenmasse, die durch photosynthetische Nutzung entsteht. Sekundäre Biomasse ist indirekt durch die Sonne gespeist und wird durch Organismen gebildet. Darunter fällt die gesamte Zoomasse, wie z.B. Gülle. Werden die ersten beiden Biomassearten technisch weiterverarbeitet, wird von der tertiären Biomasse gesprochen. [63], [64]

Biomasse lässt sich auf verschiedene Weise in End- bzw. Nutzenergie umwandeln, um die benötigte Art zu erhalten. Neben der mechanischen Aufbereitung (Holzpellets) umfassen die Veredelungsprozesse in den meisten Fällen entweder eine thermo-chemische (Holzkohle, Synthesegas), physikalisch-chemische (Pflanzenöl, Lösemittel) oder biochemische Umwandlung (Ethanol, Biogas). [63]

Die Rolle der Biomasse in einem klimaneutralen Energiesystem der Zukunft wird derzeit kontrovers diskutiert und spielt eine bedeutende Rolle für die Planung der Umstellung der Wärmebereitstellung in den kommenden Jahrzehnten. So wird bspw. die energetische Nutzung von Altholz (im Anschluss an eine stoffliche Nutzung, wenn kein Recycling möglich ist) in der Regel als ökologisch sinnvoll betrachtet [65]. Die energetische Waldholznutzung ist hingegen umstritten. Nach Einschätzung des Sachverständigenrates für Waldpolitik des BMEL [66] ist der Zuwachs (und damit auch die Kohlenstoffspeicherung) in einem nachhaltig bewirtschafteten Wald am größten. Dies ist in einem schnelleren Wachstum von jüngeren gegenüber älteren Wäldern begründet. [66]

In einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem kann Biomasse daher eine wichtige Rolle spielen, da dem Gesamtsystem bei nachhaltiger Forstwirtschaft kein zusätzlicher Kohlenstoff zugeführt wird. Rütters et al. [67] kommen hingegen zu dem Schluss, dass sowohl bei reduzierter als auch bei gesteigerter Nutzung von Waldholz die resultierenden CO₂-Emissionen zunehmen. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die nachhaltig zur Verfügung stehende Holzmenge nur sehr begrenzt gesteigert werden kann. Insgesamt stehen jährlich knapp 81 Mio. Erntefestmeter (Efm) nachhaltig zur Verfügung, deren nachhaltige Nutzung insgesamt zu einer leichten Zunahme des Waldvorrats führt. Wichtig ist daher, dass Biomasse möglichst in den Sektoren genutzt wird, in denen keine ökologisch und ökonomisch sinnvoller Alternativen zur Verfügung stehen. In einigen Studien wird daher von einer Verschiebung des Einsatzes von Biomasse vom Energie- hin zum Industriesektor ausgegangen [68], [69]. Hierbei werden besonders die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme und Dampf in der Stahl und Chemieindustrie als zentrale Anwendungsfelder genannt [70].

Dieser Abschnitt legt den Fokus zunächst auf holzartige biogene Festbrennstoffe zur energetischen Verwendung nach DIN EN ISO 17225 [71].

Holzhackschnitzel bzw. Holzhackgut wird in schnelllaufenden Hackern hergestellt. Dabei kann bereits getrocknetes oder noch feuchtes Holz weiterverarbeitet werden. Das Holz wird beispielsweise über Walzen eingezogen und dort von einer Vielzahl von Messern der erforderlichen Größe entsprechend zerkleinert. Bei der Lagerung von Holzhackschnitzeln muss die begrenzte Lagerdauer berücksichtigt werden, bei deren Überschreitung biologische Abbauprozesse und Pilzbefall einsetzen. Bei Heizungen mit Holzhackschnitzelfeuerung ist der Heizwert abhängig vom restlichen Wassergehalt. [72], [63] Aufgrund von vergleichsweise niedrigen spezifischen Betriebskosten von 35,5 €/MWh, eignen sich Holzhackschnitzelheizungen gut für industrielle Anwendungen [73].

	Spez. Betriebskosten	Ø-jährliche Preissteigerung	Emissionen
Biogas ²	75,6 €/MWh	2,24 %	0,181 kg/kWh
Holzpellets	67,4 €/MWh	4,51 %	0,320 kg/kWh
Holzhackschnitzel	35,5 €/MWh	1,81 %	0,320 kg/kWh

Tabelle 3: Kennziffern verschiedener Wärmeerzeuger mit biogenem Brennstoff, Daten nach [19], [74], [72], [75], [76], [77], [78], [79], [80], [81], [82]

Der Holzpelletkessel ist eine skalierbare Technologie zur Bereitstellung von Wärme (siehe Abbildung 21). Durch Verbrennung des Holzes wird thermische Energie erzeugt. Wärmeverluste über Abgas und Gehäuse führen zu einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 80%, wobei dieser Wert individuell abweichen kann. [83], [84]

Die spezifischen Betriebskosten eines Holzpelletkessels von 67,4 €/MWh ergeben sich durch die im Vergleich zu Holzhackschnitzeln aufwendigere Herstellung des Energieträgers. Das Rohmaterial aus überwiegend Sägespänen muss zunächst getrocknet und von Fremdmaterialien gereinigt werden. Anschließend wird der Rohstoff in einer Hammermühle zerkleinert und dann in der Konditionierung durch Hinzugabe von Stärke und Wasser auf den benötigten einheitlichen Verarbeitungszustand gebracht. In der Pelletierpresse wird die Holzmasse mittels Walzen von innen durch ein rotierendes Lochblech gepresst und auf der Außenseite in regelmäßigen Abständen von feststehenden Messern abgeschnitten. Die in der Pelletierpresse durch Reibung aufgeheizten Pellets werden abschließend abgekühlt und gelagert, bis diese für den Transport zum Endkunden verladen werden. Dieser Prozess erfordert zusätzliche Energie in Höhe von 4 % bis 6 % des Heizwertes der Pellets. [72], [86]

2 Die Preissteigerungsrate und Emissionswerte von Erdgas werden hier ebenfalls für Biogas angenommen.

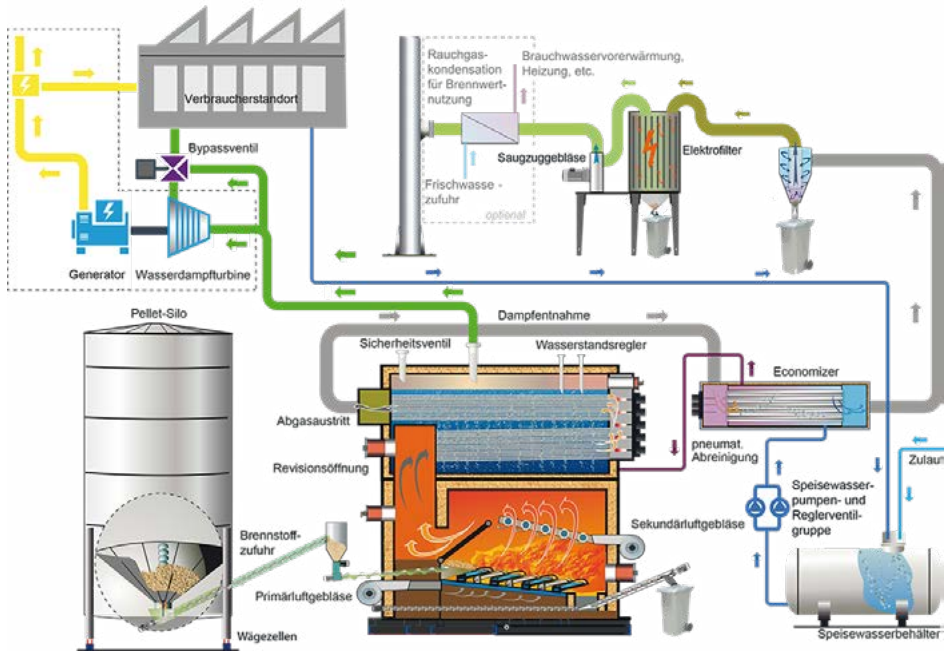


Abbildung 21: Schematische Darstellung einer Pellet-KWK-Anlage [85]

Wie bereits erwähnt lässt sich mit Biomasse auch Biogas bzw. Biomethan gewinnen. Hierbei werden durch Mikroorganismen organische Substanzen unter der Freisetzung von Biogas abgebaut (Vergärungsprozess). Der Methananteil im Gasgemisch liegt bei bis zu zwei Drittel. Der Rest setzt sich aus überwiegend Kohlenstoffdioxid und diversen Spurengasen zusammen. Biogas kann ohne große Anpassungen in dafür tauglichen Feuerungsanlagen für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Zur Erzeugung von Strom und Wärme in einem BHKW lässt sich Biogas ebenfalls verwenden. Da sich Biogas qualitativ nicht auf der gleichen Stufe wie herkömmliches Erdgas befindet ist vor einer eventuellen Einspeisung ins Erdgasnetz eine Aufbereitung zu Biomethan notwendig. Diese ist ebenfalls erforderlich, wenn eine

Nutzung in GuD-Kraftwerken angestrebt wird. Gemäß GHG Corporate Standard besitzt Biogas jedoch mit Erdgas vergleichbare Emissionseigenschaften (siehe Abbildung 6) [19], [63]

Eine Sonderform des Biogases ist das Deponiegas. Durch mikrobiellen Abbau der organischen Bestandteile im Abfall bildet sich dieses ungesteuert und entweicht oft unkontrolliert in die Atmosphäre. Damit Deponiegas einen energetischen Nutzen erzeugen kann muss eine Entgasungsanlage an der Deponie installiert werden. In dieser wird das Deponiegas zunächst erfasst (Drainage, Gasbrunnen) und meistens vorbehandelt (Wasserabscheidung, CO₂-Abscheidung). Aufgrund seines niedrigeren Methangehalts hat Deponiegas jedoch weniger Anwendungsbereiche als reguläres Biogas und wird nicht selten mittels Hochtemperaturfackel verfeuert. [63], [87], [88]

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Einsatz von Biomasse und Biogas zur Wärmebereitstellung unter Berücksichtigung nachhaltiger Forstwirtschaft als potenzielle Alternative berücksichtigt.

4.2.5 Power-to-Heat Technologien

Mit dem Begriff Power-to-Heat (PtH) ist die Umwandlung von Strom in Wärme gemeint. Damit fällt PtH unter den Bereich der Sektorenkopplung [89]. Energetisch betrachtet geht bei Power-to-Heat keine Energie verloren, jedoch wird eine hochwertige Energieform (Strom) unter dem Verlust von Exergie in eine minderwertige Energieform (Wärme) konvertiert. Deshalb findet PtH nur dort Anwendung, wo ein flexibles System zur Nutzung von Stromüberschüssen benötigt wird. [90], [91], [92]

Großindustriell gibt es neben der in Kapitel 4.2.3 erläuterten Wärmepumpe nur zwei relevante Technologien für Power-to-Heat, die zur elektrischen Wärmebereitstellung genutzt werden können. Diese sind der Elektrokessel

und der Elektrodenkessel. Die Funktionsprinzipien beider Technologien werden im Folgenden kurz beschrieben und sind in Abbildung 22 schematisch gegenüber gestellt. [90], [91]

Bei einem Elektrokessel wird Wasser, wie bei einem Tauchsieder, indirekt über Heizschleifen erhitzt. Hierdurch kann bei hohem Wirkungsgrad sowohl Heißwasser, wie auch Dampf erzeugen. Elektrokessel sind im Leistungsbereich von etwa 100 kW bis hin zu 15 MW verfügbar und mit spezifischen Investitionskosten von etwa 100 bis 350 €/kW_e aufgrund der einfachen Bauweise vergleichsweise günstig. [90], [91], [93], [94]

Bei einem Elektrodenkessel hingegen sind Elektroden innerhalb des Kesselkörpers angebracht und das Wasser selbst dient als elektrischer Widerstand. Der Strom wird durch die sogenannten Phasenelektroden hin zu einem Nullpunkt geleitet. Wird der Weg des Stroms hin zum Nullpunkt verändert, lässt sich die Leistung des Elektrodenkessels stufenlos regeln. Dadurch kann die Anlage binnen weniger Minuten von Kaltzustand bis Volllast gefahren werden. Der Wirkungsgrad von Elektrodenkessel ist ebenfalls sehr hoch und die Anlagenleistungen liegen üblicherweise im Bereich zwischen 1 und 90 MW. Im Industriebereich sind die Investitionskosten von Elektrodenkesseln stark durch Skaleneffekte beeinflusst, die entsprechend von der installierten Leistung abhängen. Die Investitionskosten liegen in der Regel über denen des Elektrokessels. [90], [91], [95]

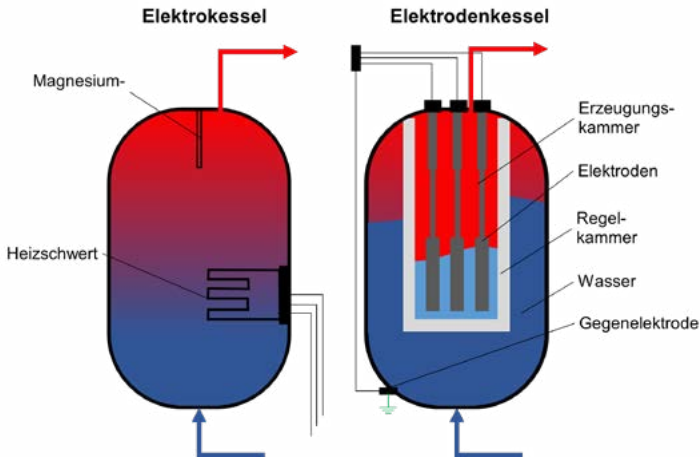


Abbildung 22: Gegenüberstellung der Funktionsprinzipie von Elektro- und Elektrodenkessel angelehnt an [94]

Zusammenfassend zeichnen sich die vorgestellten Power-to-Heat Technologien durch ihr sehr gutes dynamisches Verhalten, ihre Skalierbarkeit und ihren geringen Platzbedarf aus, der nicht durch Schornsteine oder Brennstofflager vergrößert wird. Negativ ist der unter Umständen entstehende hohe Leistungspreis (bei Fremdstrombezug) zu bewerten, wenn die Kessel parallel zu anderen elektrischen Verbrauchern betrieben werden. Ebenfalls sollte der verwendete Strom möglichst aus erneuerbaren Energien stammen, um sich nicht negativ auf die THG-Bilanz auszuwirken. Dennoch bieten die Temperaturbereiche, der von PtH-Anlagen bereitgestellten Prozesswärme, besonders für Unternehmen der Ernährungsindustrie ein hohes Anwendungspotenzial. [93], [95], [96]

4.2.6 Wasserstoff

Die Nutzung von Wasserstoff für Prozesswärme oder Mobilitätsanwendungen gewinnt in Gesellschaft und Politik zunehmend an Bedeutung [97]. Sofern Wasserstoff in einem Elektrolyseur aus Wasser erzeugt wird und für die Wasserelektrolyse Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird, kann der erzeugte Wasserstoff als klimaneutral angesehen werden. Er wird daher auch als grüner bzw. erneuerbarer Wasserstoff bezeichnet. Mit einer nachgeschalteten Methanisierungsanlage kann der Wasserstoff mit CO₂ angereichert werden, um synthetisches Methan zu konvertieren [98].

Der Wasserstoff kann über Wasserstoffleitungen oder in geringeren Mengen auch direkt über Erdgasleitungen zu Industriestandorten und weiteren Großabnehmern transportiert werden. Das Methan hingegen kann direkt über die bestehende Erdgasinfrastruktur transportiert werden und das fossile Erdgas substituieren. Der Einsatz von Elektrolyseuren kann also nicht nur für die Bereitstellung von Flexibilitäten im Strommarkt, sondern auch für die Dekarbonisierung der regionalen Infrastrukturen, eine zentrale Rolle spielen [99].

Die Nutzung von Wasserstoff bietet insbesondere in denjenigen Prozessen großes Potential, die nur schwer elektrifiziert werden können. Daher wird der Einsatz des Wasserstoffs zur Dekarbonisierung des Transportsektors sowie des Wärmesektors von Politik und Gesellschaft als vielversprechender Pfad eingestuft. Der geringe Wirkungsgrad (z. B. Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyse 54–75 % oder PEM mit nachgeschalteter Methanisierung 49–65 %) und die hohen Strom- und Transportkosten verringern jedoch das wirtschaftliche Potenzial für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff für die industrielle Wärmeerzeugung [100], [101]. Darüber hinaus hat das Mischungsverhältnis mit Wasserstoff einen erheblichen Einfluss auf die Verbrennungseigenschaften wie Verbrennungsgeschwindigkeit und Heizwert [102] und kann daher eine Modifizierung der Brenner erforderlich machen.

Neue technologische Entwicklungen mit höheren Wirkungsgraden [103], eine breite kommerzielle Anwendung, die Anpassung der politischen Rahmenbedingungen und der Mangel an Alternativen können sich positiv auf die Nutzung der Technologie zur Bereitstellung von Prozesswärme auswirken. Der Ausbau der erneuerbaren Energien mit zunehmender volatiler Stromerzeugung und die Befreiung für den für die Elektrolyse eingesetzten Strom von der EEG-Umlage werden ebenfalls einen positiven Einfluss auf die Wasserstoffgestehungskosten haben. Die Wasserstoffgestehungskosten sind stark von der Förderlandschaft und den getroffenen Annahmen abhängig und liegen meist zwischen 5 € und 6 € pro Kilogramm Wasserstoff [104]. Somit wird die Technologie derzeit nicht als wirtschaftliche Alternative für die regenerative Prozesswärmeversorgung angesehen und in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet [105].

4.2.7 Thermische Energiespeicher

Durch den Einsatz von Thermischen Energiespeichersystemen³ (TES) können Angebot und Nachfrage von Wärme zeitlich entkoppelt werden [36]. Auf diese Weise können Wärmequellen, die starken tages- oder jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, genutzt werden. TES können zu einer erheblichen Reduzierung des Energiebedarfs und der Kosten führen [106], sollte jedoch erst in Betracht gezogen werden, wenn eine direkte Nutzung mittels Wärmeübertrager nicht sinnvoll ist [107].

TES können nach ihren physikalischen Speicherprinzipien in sensible, latente und thermochemische Speicher unterteilt werden [108]. In allen drei Fällen wird die thermische Energie durch Veränderung der inneren Energie im Speichersystem gespeichert [109].

³ *Thermische Energiespeicher werden umgangssprachlich häufig auch als Wärmespeicher bezeichnet. Da Wärme jedoch eine Prozessgröße und keine Zustandsgröße ist, kann diese zwar an ein Wärmespeichermedium übertragen werden, wird im Speicher jedoch in Form von innerer Energie gespeichert.*

Sensible Thermische Energiespeicher (STES) nutzen die Temperaturänderung des Speichermediums zur Speicherung von Energie. Ein gutes Speichermedium zeichnet sich durch eine hohe spezifische Wärmekapazität, chemische Stabilität und Kompatibilität mit dem Behältermaterial aus [48]. Bei niedrigen Temperaturen (bis etwa 40 °C) hat Wasser mit seiner hohen spezifischen Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit bei geringen Kosten gute Materialeigenschaften für die sensible Speicherung. Bei steigenden Temperaturen (bis etwa 100 °C) müssen auch die Anforderungen an die Isolierung und Druckfestigkeit des Tanks berücksichtigt werden. Weitere mögliche Speichermedien für sensible Speicher sind Salze, Öle oder geschmolzene Metalle [110]. Für STES muss das Speichermedium so gewählt werden, dass im Bereich der Be- und Entladetemperaturen keine Phasenwechsel stattfindet. In Tabelle 4 sind die Materialeigenschaften ausgewählter Speichermedien dargestellt.

Aggregatzustand	Stoff	ΔT [°C]	c_p $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right]$	ρ $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$	λ $\left[\frac{W}{mK} \right]$
Flüssig	Wasser	0 – 100	4,19	998-1000	0,58 – 0,6
	Thermal Öl	0 – 400	1,6 – 2,1	850 – 900	0,06 – 0,12
	Salze	150 – 565	1,3 – 1,5	500 – 2243	0,2 - 2
	Natrium	100 – 882	1,3	975 – 1203	64,9 - 71
Fest	Sand, Kies, Gestein	0 – 800	0,83 – 0,96	1555 – 2560	0,48
	Granit	0 – 800	0,6 – 0,95	2640 – 2750	2,6 – 3,1
	Zement	0 – 500	0,75 – 1,13	1900 – 2700	0,9 – 2,0
	Ziegel	0 – 1000	0,84 – 1	1400 – 1900	1,5 – 1,8
	Eisen	0 – 800	0,47 – 0,84	7200 – 7860	29,3 - 73

Tabelle 4: Stoffeigenschaften von ausgewählter Speichermedien für Sensible Thermische Energiespeicher [111]

Bei Latenten Thermischen Energiespeichern wird die Wärme zusätzlich zur Temperaturänderung durch den Phasenwechsel des Speichermediums gespeichert [48]. Je größer die Phasenwechsel-Enthalpie des Speichermediums (Phasenwechselmaterial (PCM) genannt) ist, desto mehr Energie kann gespeichert werden. In der Regel können PCM-Speichersysteme das 5- bis 14-fache der Energie von STES speichern [112].

Thermochemische Energiespeicher speichern Wärme durch reversible chemische Reaktionen in Form von chemischer innerer Energie. Vorteilhaft ist hierbei, dass die Reaktionsprodukte nach dem Trennen für lange Zeiten verlustfrei gespeichert werden können, bevor sie in einer exothermen Reaktion wieder in Wärme umgewandelt werden können. Die chemische Reaktion muss sich im Bereich der erforderlichen Nutzttemperaturen abspielen. [48]

Effizienzsteigerung durch Wärmeintegration

Neben der Substitution von fossilen Energieträgern durch regenerative Energieträger ist die Reduzierung des Energiebedarfs durch Verbesserung der Energieeffizienz eine mindestens ebenso wichtige Maßnahme zur Reduzierung von THG-Emissionen. Entsprechend des Grundsatzes „Efficiency First“ sollte im ersten Schritt der Energiebedarf durch Effizienzverbesserung so stark wie wirtschaftlich sinnvoll reduziert werden. Im zweiten Schritt sollte der verbleibende Energiebedarf durch eine direkte Nutzung erneuerbarer Energien klimaneutral gedeckt werden (Scope 1). Im dritten Schritt sollte der verbleibende Energiebedarf durch Strom aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden (Scope 2). [113]

Da etwa drei Viertel des Energiebedarfs der Industrie in Form von Wärme benötigt wird, haben effizienzverbessernde Maßnahmen im Wärmebereich häufig ein großes Potenzial zur Reduzierung von THG-Emissionen. Dies wird auch bei der Auswertung von 400 Unternehmen in Effizienznetzwerken ersichtlich [114]. In Anhang A 3 ist eine Auswertung der im Rahmen der Effizienznetzwerke festgestellten Maßnahmen aus [114] dargestellt. Hieraus wird deutlich, dass Maßnahmen zur Nutzung von Abwärme bei nur 6 % aller Maßnahmen zu immerhin 31 % der Energieeinsparung beitragen. Die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen ist aufgrund niedriger Erdgaspreise im Vergleich zu Effizienzmaßnahmen beim Strom jedoch unterdurchschnittlich. Dies hat dazu beigetragen, dass Effizienzmaßnahmen bei der Wärmeversorgung häufig nicht umgesetzt wurden. [114]

Da für eine klimaneutrale Wärmebereitstellung jedoch häufig deutlich höhere Wärmegegostehungskosten anfallen, können Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz der Wärmeversorgung künftig stark an Bedeutung gewinnen. Vor dem Hintergrund eines klimaneutralen Betriebs sollten bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen auch bereits die Energiegegostehungskosten einer klimaneutralen Energiebereitstellung angesetzt werden. Hierdurch wird die wirtschaftliche Bewertung von Effizienzmaßnahmen im Wärmebereich langfristig realistischer dargestellt und ein stärkerer Fokus auf das Vermindern des Energiebedarfs gesetzt.

Nachfolgend werden die Methoden der Wärmeintegration zur systematischen Reduzierung des Wärmebedarfs eines Prozesses oder ganzen Betriebes kurz beschrieben. Diese können bei der Erschließung der Potenziale im eigenen Betrieb unterstützen.

Die Wärmeintegration (WI) ist ein Teilgebiet der Prozessintegration und umfasst alle Methode zur Kombination von Prozessen mit dem Ziel, Energiebedarf, Emissionen, Ressourcen oder Kosten zu reduzieren. Im Rahmen der Ölkrise in den 1970er Jahren gewannen die Methoden der Wärmeintegration erstmalig an Bedeutung und wurden in den vergangenen 50 Jahren beständig weiterentwickelt. Die Methoden können grob in graphische Methoden und mathematische Methoden unterschieden werden. Die am weitesten verbreitete graphische Methode ist die Pinch Analyse, welche in Kapitel 5.1 kurz vorgestellt wird. Die mathematischen Methoden nutzen Optimierungsmodelle zur Minimierung der jeweiligen Zielgröße und werden in Kapitel 5.2 kurz beschrieben.

5.1 Die Pinch Analyse

Hohmann [115] stellte im Jahr 1971 erstmalig einen thermodynamischen Ansatz zur Darstellung von Prozessströmen in einem Temperatur-Enthalpie Diagramm vor. Linnhoff und Flower [116] entwickelten darauf aufbauend die Pinch Analyse (PA), mit der der minimale Heiz- und Kühlbedarf eines Systems bestimmt werden kann. Hierdurch kann die Effizienz jedes Prozesses durch Vergleichen mit dem thermodynamischen Optimum bestimmt werden. Die PA ist die am weitesten verbreitete Methode der WI [117] mit deren Hilfe anhand von Auslegungsregeln ein effizientes Wärmeübertrager Netzwerk identifiziert werden kann. Ein Wärmeübertrager-Netzwerk ist eine Konstellation von Wärmeübertragern, die Wärmequellen und Wärmebedarfe möglichst effizient verknüpfen, um den Wärmebedarf des Gesamtsystems zu reduzieren [118]. Die Wärmeintegration eignet sich besonders für kontinuierliche Prozesse, bei denen Wärmeströme gleichzeitig vorliegen und eine direkte Wärmeübertragung mittels Wärmeübertrager möglich ist [107].

Zur Durchführung einer Pinch Analyse muss zunächst eine Auflistung aller Prozessströme mit Wärmebedarf (diese werden Cold Streams – CS genannt) sowie aller Prozessströme die abgekühlt werden sollen (diese werden Hot Streams – HS genannt) erstellt werden. Hierzu müssen die Prozesse im Betrieb analysiert und alle HS und CS identifiziert werden. Die Auflistung sollte für jeden Prozessstrom mindestens die Ein- und Austrittstemperaturen bzw., den Massenstrom sowie die spezifische Wärmekapazität des Mediums enthalten. In Abbildung 23 ist exemplarisch ein industrieller Prozess dargestellt aus welchem die Auflistung (Tabelle 5) der aufzuheizenden und abzukühlenden Prozessströme abgeleitet werden kann. [119]

Anhand der in Tabelle 5 dargestellten Prozessströme kann im nächsten Schritt die Pinch Analyse durchgeführt werden. Hierzu werden zunächst alle HS und alle CS jeweils getrennt voneinander intervallweise aufsummiert und zu zwei separaten Kurven in ein Temperatur-Enthalpie-Diagramm gezeichnet. In Abbildung 24 ist die intervallweise Summation zweier HS exemplarisch dargestellt. Die aus allen HS gebildete Kurve wird heiße Kompositkurve (HCC) und die aus allen CS gebildete Kurve wird kalte Kompositkurve (CCC) genannt. [119]

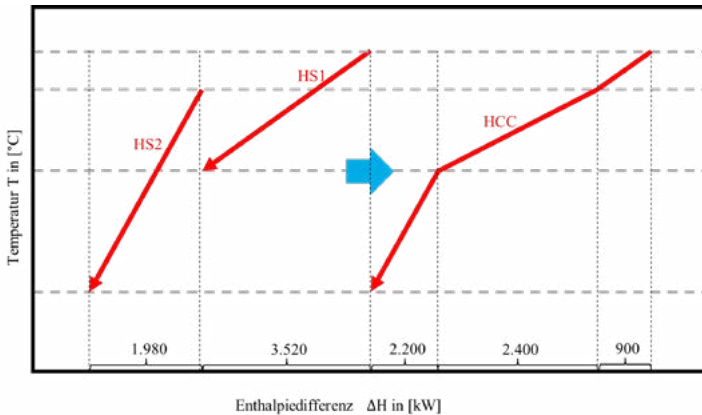


Abbildung 24: Intervallweise Summation von zwei HS zur Bildung der heißen Kompositkurve (HCC)

Anschließend werden beide Kompositkurven in einem T-H-Diagramm dargestellt (Abbildung 25). Die Enthalpie wird dabei als Differenz aufgetragen, was ein horizontales Verschieben der Kompositkurven erlaubt, da während des Verschiebens die Temperaturen sowie die Enthalpiedifferenzen ΔH konstant bleiben. Der Punkt, an dem beide Kompositkurven vertikal den geringsten Abstand zueinander besitzen, wird Pinch-Punkt genannt. Der vertikale Abstand beider Kurven zueinander wird als minimale Temperaturdifferenz ΔT_{min} bezeichnet. Diese stellt auch die minimale Temperaturdiffe-

renz dar, die sich bei der Wärmeübertragung von HS zu CS im Wärmeübertrager einstellt. Je weiter die CCC horizontal von der HCC weg verschoben wird, desto größer wird ΔT_{min} und umgekehrt. Je kleiner der Wert von ΔT_{min} wird, desto mehr Wärme kann übertragen werden, desto größer muss jedoch auch die Fläche des Wärmeübertragers sein. Eine größere Fläche des Wärmeübertragers führt wiederum zu höheren Kosten bei der Anschaffung des Wärmeübertragers. Es existiert daher in der Regel ein optimales ΔT_{min} bei welchem die Kosten für Wärmeübertrager sowie für die Bereitstellung von Wärme und Kälte minimal werden. [119]

Anhand der Pinch-Analyse kann darüber hinaus direkt der minimale Kältebedarf und der minimale Wärmebedarf, sowie maximal mögliche (theoretische) Nutzung von Abwärme abgelesen werden. Der minimale Kältebedarf kann anhand der horizontalen Überlappung der HCC auf der linken Seite und der minimale Wärmebedarf anhand der horizontalen Überlappung der CCC auf der rechten Seite des Diagramms abgelesen werden. Der Bereich, in dem sich beide Kompositkurven überlappen, kann maximal durch den Einsatz von Wärmeübertragern genutzt werden. [107] Abbildung 25 veranschaulicht dies.

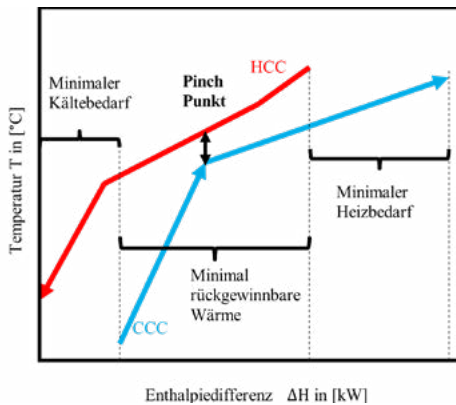


Abbildung 25: Schematische Darstellung einer Pinch Analyse mit Pinch Punkt

Anhand der drei Pinch-Hauptregeln sowie von Wärmeübertrager-Netzwerk Design-Regeln kann aus der Pinch Analyse ein Wärmeübertrager Netzwerk gebildet werden [107]. Hierauf soll an dieser Stelle jedoch nicht vertiefend eingegangen werden. Detailliertere Informationen können verfügbaren Büchern und Leitfäden zum Thema Pinch Analyse entnommen werden. [118], [107]

► *Anwendungs-Tipp: Zur Durchführung von Pinch Analysen im eigenen Betrieb können bestehende Software-Lösungen wie beispielsweise die von der Hochschule Luzern entwickelte PinCH 3.0 Software oder für erste Potenzialabschätzungen das kostenlose Online Pinch Analysis Tool (<http://uic-che.org/pinch/>) genutzt werden.*

5.2 Mathematische Optimierung

Neben der Pinch-Analyse haben sich Methoden der mathematischen Optimierung als weiteres Feld der Wärmeintegration entwickelt. Dabei wird das Wärmetransportproblem mathematisch mit einem komplexen Modell abgebildet und numerisch gelöst [120]. Diese Methoden werden angewandt, um automatisch das optimale Wärmeübertrager-Netzwerk zu bestimmen und die benötigte Energie, die Kosten oder die Emissionen des gesamten Systems zu minimieren. Im Jahre 1979 wendeten Cerda et al. [121] erstmals das lineare Transportproblem zur Minimierung des Wärme- und Kältebedarfs durch Maximierung der Nutzung von Abwärme an. Dieses und ähnliche mathematische Modelle wurden in den letzten 50 Jahren kontinuierlich weiterentwickelt und auf neue Vielzahl unterschiedlicher Branchen und Prozesse angewendet [118]. Nachfolgend ist eine Auswahl möglicher Erweiterungen und weiterführende Literatur dargestellt:

- Optimierung von Kosten, Emissionen oder Energiebedarf [122]
- Einbindung Erneuerbarer Energieträger [122]

- Optimierung mehrperiodischer Probleme, beispielsweise für Batch Prozesse [123]
- Berücksichtigung von THG-Bepreisung [124]
- Einbindung thermischer Energiespeicher [125] [126]
- Einbindung von ORC-Anlagen [127]
- Einbindung von Wärmepumpen [126]
- Berücksichtigung von Wärmeverlusten [128]

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Methoden der mathematischen Optimierung aufwändig in der Entwicklung und Implementierung sind, jedoch ohne manuelles Eingreifen auch bei sehr komplexen Problemen angewendet werden können und sehr gute bis optimale Lösungen ermitteln können. Da keine manuelle Erstellung des Wärmeübertrager-Netzwerks erforderlich ist, können schnell unterschiedliche Modellvarianten berechnet und verglichen werden. [117], [118]

In der Regel ist für die Anwendung von mathematischer Optimierung bei der Wärmeintegration die Einbindung von fachkundigen Personen notwendig, da die Implementierung eigener Optimierungsmodelle einen hohen zeitlichen Aufwand und fachspezifisches Wissen erfordert. Derzeit sind keine benutzerfreundlichen und kommerziell verfügbaren Softwarelösungen bekannt, die eine intuitive Anwendung der Wärmeintegration ohne vorherige Kenntnisse ermöglicht. Für in der Literatur vorgestellte Programme wie RESHEX [129] oder CAD-HEN (Computer Aided Design of Heat Exchanger Networks) [117] konnten im Internet keine funktionsfähigen Versionen gefunden werden.

Leitfaden zur Bewertung von betrieblichen THG-Emissionen

Der in diesem Kapitel beschriebene Leitfaden wurde in Form eines Excel-Tools umgesetzt. Dieses Tool ist über den folgenden Link sowie den QR-Code von der Seite der Hochschule Niederrhein abrufbar.



<https://www.hs-niederrhein.de/swk-e2/vwi-fokusthema-2021/>

Nachfolgend werden die einzelnen Komponenten des Leitfadens und somit auch des Excel-Tools näher erläutert. In Kapitel 7 sind drei Fallbeispiele beschrieben, die die hier aufgeführten Erläuterungen veranschaulichen.

6.1 Treibhausgas-Emissionsbilanz nach GHG-Protokoll

Damit der Nutzer sich selbst einen Überblick über seine Emissionen verschaffen kann, unterstützt ihn das Excel-Tool bei der Erstellung einer vereinfachten Treibhausgasbilanz (THG-Bilanz). Diese orientiert sich an der Vorgehensweise des GHG-Protokolls unter Berücksichtigung der Emissionsfaktoren des BAFA [21], welches in Kapitel 2.2.1 vorgestellt wird [14].

Die THG-Bilanz umfasst eine Auswahl der wichtigsten Energieträger wie z.B. Heizöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Biogas, LPG (Flüssiggas), Holz, Super Benzin und Diesel nach Klassifikation Scope 1 für direkte Emissionen durch Brennstoff- bzw. Kraftstoffverbrauch, sowie Strom, Nah-/Fernwärme, Dampf und Ökostrom nach Klassifikation Scope 2 für indirekte Emissionen durch Energiebezug. Der Nutzer kann für die jeweiligen Energieträger seinen jährlichen Verbrauch in kWh für bis zu drei aufeinander folgende Jahre eintragen. Das Excel-Tool liefert daraufhin einen Überblick über die Gesamtverbräuche in kWh und Gesamtemissionen in Tonnen CO₂-Äquivalent in diesem Zeitraum. Der Nutzer erhält ebenfalls eine Übersicht über das Verhältnis der drei wichtigsten Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid (N₂O) in den Bilanzzeiträumen.

Die Ergebnisse der THG Bilanz werden auf einem separaten Blatt des Excel-Tools in Abbildungen dargestellt. In diesen wird dem Nutzer der Verlauf der Emissionen nach Energieträgern für den betrachteten Zeitraum angezeigt. Auch die Aufteilung der Gesamtemissionen nach Energieträgern, sowie die Anteile von Scope 1 und Scope 2 werden hier dargestellt.

6.2 Prozessbewertung mit Hilfe der Prozess-Technologie-Matrix

Die in Abbildung 26 dargestellte Prozess-Technologie-Matrix ermöglicht eine Zuordnung von Prozessen (sowie Branchen) der Ernährungsindustrie zu in Frage kommenden treibhausgasarmen Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte. Diese ist eine Abwandlung der Branchen-Prozess-Matrix nach [3] und [4], welche zunächst jeder Branche ihre wichtigsten Prozesse zuordnet. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Dekarbonisierung der Bereitstellung von Wärme und Kälte liegt, werden in der Prozess-Technologie-Matrix nur thermische Prozesse berücksichtigt.

Die Anwendung der Prozess-Technologie-Matrix erfolgt in drei Schritten:

1. Auswahl oder manuelle Eingabe der eigenen thermischen Prozesse
2. Visuelle Darstellung der Temperaturbereiche für die ausgewählten Prozesse
3. Ablesen der möglichen Technologien zur Bereitstellung der Wärme und/oder Kälte

Die wichtigsten Produktionsprozesse der Ernährungsindustrie wurden in insgesamt neun Prozessklassen unterteilt und können bei Bedarf um eigene Prozesse ergänzt werden. Mit Hilfe der Filterfunktionen kann die Matrix schnell nach den eigenen Prozessen oder der eigenen Branche nach WZ2008 Klassifizierung durchsucht werden. Für diese kann anschließend der erforderliche Temperaturbereich für die Wärme- und Kältebereitstellung eingegrenzt und in Frage kommende THG-arme Technologien identifiziert werden. Technologien, die in der Lage sind die Maximaltemperaturen bereitzustellen, sind in dunklerer Farbe und Technologien, die mindestens die Minimaltemperatur bereitstellen können in hellerer Farbe hinterlegt. Leere Felder weisen darauf hin, dass die Technologie nicht das erforderliche Temperaturniveau des Prozesses bereitstellen kann. In den orange hinterlegten Feldern kann der Anwender zusätzlich eigene Prozesse hinzufügen sowie bei allen vorgegebenen Prozessen die Temperaturen entsprechend der realen Parameter im eigenen Betrieb anpassen. Sofern die Daten nicht verfügbar sind, können die voreingestellten Temperaturen als erster Anhaltspunkt gesehen werden.

		Schritt 1: Thermische Prozesse a			
Prozessklasse	Prozesse	Dampfintensiv (X)	Min [°C]	Max [°C]	
Erwärmen	Erhitzen	Kochen	70	160	
		Vakuumkochen	65	80	
		Braten	100	200	
		Rösten	130	300	
		Backen	150	250	
		Räuchern	50	85	
		Blanchieren	75	110	
		Frittieren	140	180	
		Schmelzen	30	60	
		Wärmebehandeln	40	95	
	Trocknen	Dämpfen	X	100	120
		Trocknen		10	145
		Sprühtrocknen		95	250
	Struktur bilden & umwandeln	Endampfen	X	45	120
		Gären	X	20	32
	Konservieren	Hydrieren / Fethärten	X	120	180
		Pasteurisieren		70	95
		UHT-Erhitzen		135	150
	Trennen	Sterilisieren		117	160
		Destillieren		80	100
		Rektifizieren	X	80	100
		Entkernen		60	160
	Reinigen	Extrahieren		10	97
Baktofugieren			57	68	
Reinigen			20	80	
Waschen			60	80	
Spülen			60	80	
	CIP-einigung		60	80	
Eigener Heizprozess 1					
Eigener Heizprozess 2					
Eigener Heizprozess 3					
Kühlen	Kühlen	Kühlen	0	15	
		Gefrieren	-20	0	
		Tiefkühlen	-45	-20	
	Konservieren	Schockgefrieren	-40	-30	
		Trocknen		-20	-10
Eigener Kühlprozess 1					
Eigener Kühlprozess 2					
Eigener Kühlprozess 3					

Abbildung 26: Prozess-Technologie-Matrix zur Zuordnung potenzieller Technologien zur THG-armen Bereitstellung von Wärme und Kälte zu Prozessen der

6.3 Nutzwertanalyse möglicher Technologien

Nachdem zuvor geeignete Technologien für die im eigenen Betrieb vorliegenden Prozesse ausgewählt wurden, werden diese im nächsten Schritt anhand einer Nutzwertanalyse verglichen. Hierzu müssen zunächst die in der Prozess-Technologie-Matrix ermittelten Temperaturgrenzen sowie weitere betriebliche Randbedingungen, wie auch die jeweiligen Energiebezugpreise eingetragen werden. Anschließend kann der Anwender mit Hilfe von Schiebereglern die Bedeutung von ausgewählten Gewichtungskriterien nach dem Interesse im eigenen Betrieb definieren. Als Gewichtungskriterien können die folgenden Kriterien zwischen den Werten „vernachlässigbar“ und „sehr wichtig“ variiert werden:

- Investitionssumme
- Betriebskosten
- Platzbedarf
- THG-Emissionen

Die Oberfläche der Nutzwertanalyse ist in Abbildung 27 (siehe Seite 84) dargestellt. Das Ergebnis der Nutzwertanalyse ist ein Vorschlag von bis zu drei in Frage kommenden Technologien (Top 1, 2 und 3), die die Randbedingungen unter Berücksichtigung der gewählten Gewichtungskriterien bestmöglich erfüllen. Die Nutzwertanalyse kann somit zur ersten Indikation genutzt werden und sollte im Anschluss durch eine individuelle Betrachtung der einzelnen Maßnahmen ergänzt werden. Für die drei besten Technologien werden einige Ergebnisparameter berechnet und dargestellt, nach denen die Bewertung der Technologien erfolgt. Hierzu gehören unter anderem die Investitionen, die Betriebs- und Wartungskosten als auch die THG-Emissionen. Ebenfalls wird für die errechneten Ergebnisse eine Genauigkeitseinschätzung angegeben. Diese beziehen sich auf die verrechneten Quelldaten und sind eine subjektive Einordnung der Genauigkeit bzw. Verlässlichkeit

der jeweils zugrunde gelegten Daten. Die Genauigkeitseinschätzung ist in drei Kategorien eingeteilt, wobei eins für die höchste Verlässlichkeit der Daten steht.

Innerhalb der Nutzwertanalyse werden die bereits in der Prozess-Technologie-Matrix enthaltenen Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte betrachtet. Dazu gehören bei den Wärmeprozessen Solarthermieanlagen, Biomasseanlagen, Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen sowie bei den Kälteprozessen Absorptionskältemaschinen (Wasser oder Ammoniak) und Kompressionskältemaschinen. Bei den Solarthermieanlagen werden Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren und konzentrierende Solarthermie berücksichtigt. Biogas- und Biomasseanlagen werden in Biomethanbrennwertkessel, Holzpelletkessel und Holzhackschnitzelkessel unterteilt. Bei den Wärmepumpen wird zwischen Sole/Wasser-Wärmepumpen, Luft/Wasser-Wärmepumpen und Wasser/Wasser-Wärmepumpen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus sowie bei den Power-to-Heat-Anlagen zwischen Elektrokessel und Elektrodenkessel unterschieden.

Schritt 1: Kriterien & Schiedsamt des Prozesses

Wärme Kälte

Benötigte Temperatur [°C] 80 °C
 Benötigte Leistung [kW] 100 kW
 Benötigte Nutzenergie (Wärme/Kälte) * 50 MWh/a
 Kalkulatorische Kapitalkosten [%] 5%

Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?
 Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?
 Nutzbare Dachflächen vorhanden?
 Nutzbare Freiflächen vorhanden?
 Marktreife der Technologie ist zwingend?
 Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?

* Es wird unterstellt, dass der Prozess in gleiche ersetzt wird. Eine anliegende Erzeugung ist jedoch ebenfalls möglich.

Schritt 2: Energieerzeugungspreise

	190,00 €	Individuelle Eingabe von Preisen
Strompreis [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	190,00 €
Wärmepreis [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	70,00 €
Biomethanpreis [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	65,00 €
Holzpelletpreis [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	53,16 €
Holzhackschrottel [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	25,00 €
Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	25,30 €

Schritt 3: Gewichtung von Einsatzbedingungen par ameters

Investitionssumme	Vernachlässigbar <	<	>	sehr wichtig
Betriebskosten	Vernachlässigbar <	<	>	sehr wichtig
Platzbedarf	Vernachlässigbar <	<	>	sehr wichtig
CO ₂ -Emissionen	Vernachlässigbar <	<	>	sehr wichtig

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.

	Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Holzhackschrottelkessel	Flachkollektor	Holzpelletkessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 80°C	Wärme 20°C bis 500°C
Energiequelle	Holzhackschrottel	Solarstrahlung	Holzpellets
Realisierbare Vollbenutzungsstunden	7.500 VBh/a	1.000 VBh/a	7.500 VBh/a
Nutzungsdauer	15 Jahre	20 Jahre	15 Jahre
Spez. Investition	459 €/kW	1.322 €/kW	481 €/kW
Gesamtwertigkeit	45.937 €	132.202 €	48.068 €
Wirkungsgrad / COP	0,80	0,70	0,85
Endenergiebezug	62,5 MWh/a	0,0 MWh/a	58,8 MWh/a
Betriebs- und Wartungskosten	5.319 €/a	2.233 €/a	6.761 €/a
Spez. Betriebskosten	10,6 ct/kWh	4,5 ct/kWh	13,5 ct/kWh
Gesamtwert	19,5 ct/kWh	25,7 ct/kWh	22,8 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq.)	1,69 t/a	0,00 t/a	1,59 t/a
Platzbedarf	15,1 m ² Kessel + Hackschrottelager Im Gebäude Freifläche	143 m ² Kollektoren Dachfläche Freifläche	14,9 m ² Kessel + Pelletlager Im Gebäude Freifläche
Gesamtwert	3 - Vergleich 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenarrest	1 - Spez. Flächenbedarf gemäß Erfahrungsdaten	3 - Vergleich 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenarrest

1 - Regression Umpanzener Projekte 2 - Aus einer Studie basierend auf umpanzener Projekten 3 - Energiekosten zzgl. Mittelwerte aus VDI 2067
 1 - Regrasion Umpanzener Projekte 2 - Aus einer Studie basierend auf umpanzener Projekten 3 - Energiekosten zzgl. Mittelwerte aus VDI 2067
 1 - Spez. Flächenbedarf gemäß Erfahrungsdaten 3 - Vergleich 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenarrest

Abbildung 27: Nutzwertanalyse zur Bestimmung der am besten geeigneten Technologien zur Bereitstellung von Wärme und Kälte unter Berücksichtigung betrieblicher Rahmenbedingungen und Gewichtungskriterien

Die Reihenfolge, in der die Technologien vorgeschlagen werden, also welche Technologien bei gegebenen Präferenzen geeigneter sind als andere, wird mittels des Gewichtungsscore bestimmt. Dabei gilt je höher der Gewichtungsscore, desto geeigneter ist die jeweilige Technologie. Bei einem Wert von null werden die Technologien als ungeeignet angesehen und ausgeblendet bzw. nicht weiter betrachtet.

Die Bestimmung des Gewichtungsscores erfolgt über die Summierung der Produkte der relativen Ausprägung des jeweiligen Entscheidungskriteriums und dem Gewichtungsfaktor für eben jenes Entscheidungskriterium. Aus der SchiebereglerEinstellung geht entsprechend der Stufe ein Gewichtungsfaktor zwischen eins bis fünf hervor, welcher mit der jeweiligen relativen Ausprägung des Entscheidungskriteriums einer jeden Technologie multipliziert wird. Für die Errechnung der relativen Ausprägung des Entscheidungskriteriums wird die Ausprägung der betrachteten Technologie ins Verhältnis zu der schlechtesten vorkommenden Ausprägung dieses Kriteriums gesetzt. Das resultierende Ergebnis ist eine Zahl zwischen eins und null, welche anschließend von eins subtrahiert wird. Ein Gewichtungsscore mit einem Wert von eins sagt somit aus, dass die betrachtete Technologie die beste innerhalb des Kriteriums und der Technologien ist, die die Filterkriterien erfüllen. Die Berechnung des Gewichtungsscores erfolgt entsprechend der nachfolgend dargestellten Formel.

Formel 1

$$GS_T = \sum_k^K \left(\left(1 - \frac{A_{k,T}}{\max(A_{k,t=1}; A_{k,t=2}; \dots; A_{k,t=n})} \right) \cdot GF_k \right) \cdot FK_T$$

GS_T = Gewichtungsscore der betrachteten Technologie T

GF_k = Gewichtungsfaktor des Entscheidungskriteriums k

FK_T = Gesamterfüllung der Filterkriterien der Technologie T

$A_{k,T}$ = Ausprägung des Entscheidungskriteriums k der betrachteten Technologie T

$A_{k,t}$ = Ausprägung des Entscheidungskriteriums k der Technologie t die alle Filterkriterien erfüllt

Um dem Nutzer der Nutzwertanalyse einen weiteren Vergleichswert zugeben, werden zusätzlich zu den Entscheidungskriterien ebenfalls die Wärmegestehungskosten je Technologie über Verwendung der Annuität und der jährlichen Betriebskosten berechnet. Die Wärmegestehungskosten geben an, wie viel die Bereitgestellte oder im Fall der Kälteprozesse abtransportierte Wärme bezogen auf die Energiemenge kostet. Abschließend sei nochmal ausdrücklich erwähnt, dass dieses Tool die größte Aussagekraft hat, wenn es mit Daten aus Angeboten, Kostenvoranschlägen, realen Energiebezugspreisen und weiteren unternehmensspezifischen Daten gefüllt wird. Zum derzeitigen Stand ist die Datei noch mit einer Vielzahl von Schätzwerten befüllt, welche nicht mit den wirklichen Randbedingungen in den Unternehmen übereinstimmen müssen.

6.4 Wirtschaftlichkeits- und Sensitivitätsanalyse

Im nächsten Schritt können die im Rahmen der Nutzwertanalyse gewählten Technologien mit Hilfe einer Wirtschaftlichkeits- und Sensitivitätsanalyse gegenübergestellt werden. Zu Vergleichszwecken kann eine Referenztech-

nologie ausgewählt werden, mit der die drei in der Nutzwertanalyse identifizierten Technologien (Top 1, 2 und 3) verglichen werden. Zudem kann festgelegt werden, ob die Referenztechnologie als Bestandsanlage ohne Investition oder als neu zu errichtende Anlage mit Investition berücksichtigt werden soll. In der Sensitivitätsanalyse können die wichtigsten Eingangsparameter jeweils für eine der betrachteten Technologien zwischen -50 % und +50 % variiert und deren Einfluss auf den Kapitalwert untersucht werden.

Formel 2

$$KW = \sum_{t=0}^T \frac{Z_t}{q^t} - \sum_{t=0}^T \frac{p_t * E_{\text{Bezug}_t}}{q^t} + \sum_{t=0}^T \frac{p_t * E_{\text{Einsparung}_t}}{q^t}$$

Z_t = Energiemengenunabhängiger Zahlungsstrom in Periode t [€]

p_t = Spez. Energiepreis des jeweiligen Energieträgers in der Periode t [€/MWh]

E_t = Energiemenge des jeweiligen Energieträgers in der Periode t [MWh]

q = Zinsfaktor $q = 1 + i$ mit i = kalkulatorische Kapitalkosten

Nachfolgend werden die berechneten Kennzahlen der Wirtschaftlichkeitsanalyse kurz vorgestellt.

Kapitalwert

Der Kapitalwert KW (siehe Formel (2)) gibt die Summe der auf die Gegenwart bezogenen Werte der jährlichen Zahlungssalden an. [130, p. 110]

Beträgt der Kapitalwert 0 €, so erwirtschaftet die Maßnahme genau das eingesetzte Kapital inkl. der angesetzten Verzinsung. Bei einem Kapitalwert von größer 0 €, erhält der Investor das eingesetzte Kapital sowie eine Verzinsung, die oberhalb der angesetzten Verzinsung bzw. der Kapitalkosten liegt. Liegt der Kapitalwert unterhalb von 0 € kann dementsprechend das eingesetzte Kapital inkl. Kapitalkosten nicht erwirtschaftet werden. In diesem Fall ist aus Sicht der Investitionsrechnung die Maßnahme unwirtschaftlich. [130, p. 110]

Die energiemengenabhängigen Zahlungsströme sind dabei das Produkt aus Energiepreis und Energiemenge, wobei der Bezug von Energie eine Ausgabe und die Einsparung von Energie eine vermiedene Ausgabe also eine Einnahme gegenüber dem Status-Quo darstellt.

Preissteigerungen können durch einfügen einer jährlichen Preissteigerungsrate berücksichtigt werden. Am Beispiel des spezifischen Energiepreises ist dies durch einbinden von $p_t = p_0 \cdot (1 + r)^t$ möglich, wobei p_0 den Startwert in Periode $t = 0$ angibt und die jährliche Preissteigerungsrate.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde jedoch zunächst von einer Berücksichtigung von Preisänderungsfaktoren abgesehen, da Preisentwicklungen der Energieträger nur schwer prognostizierbar und stark von den politischen Randbedingungen abhängen. Der Faktor wurde auf null gesetzt. Da hier in den kommenden Jahren aufgrund der im Jahr 2021 gewählten neuen Bundesregierung von erheblichen Anpassungen der politischen Rahmenbedingungen ausgegangen werden kann, jedoch zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Leitfadens keine konkreten Gesetzesentwürfe vorliegen, werden keine Preisänderungsfaktoren berücksichtigt. Diese könnten anderenfalls eine irreführende Empfehlung des Berechnungstools aufgrund nicht abschätzbarer politischer Erwartungen führen. Der Anwender kann aber einen beliebigen Faktor einsetzen, um Preisänderungen zu berücksichtigen.

Dynamische Amortisation

Die dynamische Amortisation gibt an, nach wie vielen Jahren die Investitionsaufwände über die Zahlungsstromsalden zurückgeflossen sind. Die dynamische Amortisation berücksichtigt dabei im Gegensatz zur statischen Amortisation den Zeitpunkt von Einnahmen und Ausgaben. [131, p. 22] Daraus folgt, dass die dynamische Amortisationszeit dann erreicht ist, wenn erstmalig der Kapitalwert positiv wird. In beiden Fällen der Amortisationszeitberechnung werden alle Zahlungen nach erstmaligem Erreichen der Amortisation vernachlässigt. Daher ist die Amortisationszeit allein nicht zur Bewertung von Investitionen geeignet. Denn durch hohe negative Zahlungsalden nach Erreichung der Amortisation wie zum Beispiel für die Entsorgung am Ende der Betrachtungsdauer kann eine Investition unwirtschaftlich werden, ohne dass die Amortisationszeit Auskunft darüber gibt. [130, p. 131]

Interner Zinsfuß

Der interne Zinsfuß (im Englischen als internal rate of return bzw. IRR bezeichnet) ist ein Kalkulationszinssatz, bei dem der Kapitalwert einen Wert von null annimmt. Es wird somit der Zinssatz i gesucht, bei dem der Kapitalwert gleich null ist. Zur Ermittlung des IRR wird i iterativ erhöht bis $KW = 0$ erfüllt ist oder kann mit einem Interpolationsverfahren bestimmt werden. Das Ergebnis entspricht der Verzinsung, die eine Investition erreicht. [131, pp. 25-30]

Energiegestehungskosten

In vielen Betrieben werden die Energiegestehungskosten, also die Kosten für die Bereitstellung einer Menge Energie in Euro pro kWh, zum Vergleich von unterschiedlichen Technologien genutzt. Die Energiegestehungskosten sind dabei über die Betrachtungsdauer konstant und geben den durchschnittlichen spezifischen Energiepreis unter Berücksichtigung der angesetzten Verzinsung an (siehe Formel (3)). Die Energieerzeugungsmenge $E_{\text{Erzeugung}}$ setzt sich dabei aus der eingespeisten und der selbstgenutzten Energiemenge der Energieform, in die umgewandelt wurde, zusammen. Zur Berechnung der

Energiegestehungskosten wird der Quotient aus dem Kapitalwert und der abgezinsten Energiemenge über die Nutzungsdauer einer Technologie gebildet. Die berechneten Wärmegestehungskosten können anschließend zum Vergleich mit alternativen Wärmebereitstellungstechnologien genutzt werden. [131, p. 33]

Formel 3

$$p_{Erzeugung} = \frac{KW}{\sum_{t=0}^T \frac{E_{Erzeugung_t}}{q^t}}$$

Treibhausgasemissionsvermeidungskosten

Die THG Vermeidungskosten p_{THG_V} sind die jährlichen Zusatzkosten zur Umsetzung einer Maßnahme zur Reduzierung von THG-Emissionen. Dabei wird stets der Einsatz einer neuen Anlage mit einer Referenz verglichen. Wenn die THG Vermeidungskosten in Bezug zu der gegenüber der Referenztechnologie eingesparten jährlichen Menge an THG-Emissionen gesetzt werden können die spezifischen THG Vermeidungskosten $p_{THG_{V,spec}}$ bestimmt werden. Die Differenz der absoluten jährlichen Energiegestehungskosten der neuen Technologie und der der Referenz vor Nutzung einer neuen Technologie bilden dabei den jährlichen Kostenunterschied der Technologien. Fällt dieser Kostenunterschied negativ aus, also sind die jährlichen Energiekosten der neuen Technologie geringer als die der Referenz, so können durch die Maßnahme sowohl Kosten als auch Emissionen gesenkt werden. In diesem Spezialfall sind die spezifische THG-Vermeidungskosten negativ. Die Höhe der vermiedenen THG-Emissionen ergibt sich aus der Subtraktion der jährlichen Emissionen der neuen Technologie THG_{neu} von den Emissionen der Referenztechnologie THG_{Ref} . Die Berechnung der spezifischen THG-Vermeidungskosten ist in Formel (4) dargestellt.

Formel 4

$$p_{THG_{V,spez}} = \frac{p_{THG_V}}{THG_{Ref} - THG_{neu}} = \frac{E_{Erzeugung} * (p_{Erzeugung_{neu}} - p_{Erzeugung_{Referenz}})}{THG_{Ref} - THG_{neu}}$$

$P_{THG_{V,spez}}$ = Spezifische Treibhausgasvermeidungskosten [€/t]

$P_{THG_{V,spez}}$ = Treibhausgasvermeidungskosten [€/a]

$P_{Erzeugung}$ = Energiegestehungskosten der jeweiligen Technologie [€/MWh]

$E_{Erzeugung}$ = Menge der benötigten und erzeugten Energie des betrachteten Zeitraums [MWh/]

THG_{Ref} = Treibhausgasemissionsmenge der Referenz im betrachteten Zeitraum [t]

THG_{neu} = Treibhausgasemissionsmenge der neuen Technologie im betrachteten Zeitraum [t]

Die THG-Vermeidungskosten beinhalten somit die Investitionen, Kapitalkosten, Betriebskosten und Energiekosten, da diese im Kapitalwert und somit auch in den Energiegestehungskosten enthalten sind, die im Zähler von Formel (4) berücksichtigt werden.

Fallbeispiele aus der Ernährungsindustrie

In diesem Kapitel werden drei Fallbeispiele aus der Ernährungsindustrie vorgestellt. Die Bearbeitung der Fallbeispiele erfolgt auf Basis des in Kapitel 6 vorgestellten Excel-Tools und basiert auf den Auditberichten, die dem Projektteam für die Bearbeitung zur Verfügung gestellt wurden. Alle Werte wurden anhand einer Zufallszahl anonymisiert, sodass das Verhältnis der Energieträger zueinander erhalten bleibt aber keine Rückschlüsse auf den realen Energiebedarf des Betriebs geschlossen werden können. Wie bereits zuvor beschrieben steht bei den Fallbeispielen die Bereitstellung thermischer Energie im Fokus, da mittelfristig von einer weitestgehend klimaneutralen Stromversorgung auf Basis von Windkraft und Photovoltaik ausgegangen werden kann. In Fallbeispiel 3 wird exemplarisch eine anteilige Eigenstromversorgung mittels Photovoltaik Anlagen auf dem Hallendach beschrieben.

7.1 Fallbeispiel 1: Fleischverarbeitende Industrie

Im Folgenden wird am Beispiel eines Unternehmens der Ernährungsindustrie die Umstellung von konventionellen hin zu möglichst klimaneutralen Energieträgern untersucht. Mit Hilfe des in Kapitel 6 vorgestellten Tools wird zunächst die Ausgangssituation festgestellt und eine THG-Bilanz durchgeführt. Anschließend wird die Nutzwertanalyse angewandt, um die optimalen Technologien zum Austausch zu ermitteln. Abschließend wird die Maßnahme mit der Ausgangssituation verglichen und hinsichtlich ihrer THG-Einsparung und der Wirtschaftlichkeit bewertet. Die absoluten Werte sind einem kürzlich durchgeführten Auditbericht entnommen und wurden anonymisiert.

7.1.1 Ist-Situation

Der Strombedarf des Unternehmens erfolgt vollständig durch Netzbezug und bislang ohne Eigenstromerzeugung. Etwa 50 % des Gesamtenergiebedarfs wird als elektrischer Strom benötigt und im Wesentlichen zur Kältebereitstellung, Lüftung und weitere prozessbedingte Anwendungen benötigt. Der Wärmebedarf für Prozesse, Raumwärme und Warmwasser wird über einen Erdgas-Dampferzeuger bereitgestellt. Der Endenergiebezug zwischen Strom und Erdgas teilt sich wie in Abbildung 28 dargestellt auf.

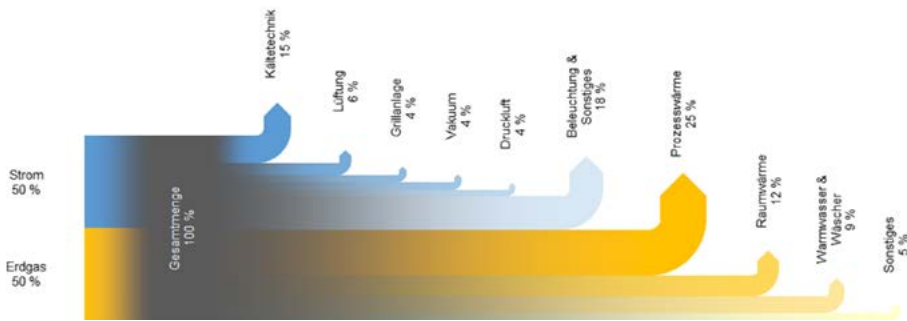


Abbildung 28: Fallbeispiel 1 – Aufteilung und Verwendung des Endenergiebezugs

Die im Folgenden dargestellte THG Bilanz wurde mit Hilfe des in Kapitel 6.1 vorgestellten Excel-Tools auf Basis des Greenhouse Gas (GHG) Emissions Calculation Tools erstellt. Im Gegensatz zum GHG-Protokoll werden hierbei die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) am 01.11.2021 veröffentlichten Emissionsfaktoren verwendet, da diese für die Durchführung von THG-Bilanzen im Rahmen des Förderprogramms Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft, Modul 5 vorgegeben werden. Die THG-Bilanz beschränkt sich auf die Emissionen aus Scope 1 und Scope 2. Mobile Verbrennungsanlagen in Scope 1 kommen nicht zum Einsatz, da ausschließlich elektrisch betriebene Flurförderzeuge eingesetzt werden. Emissionen

von F-Gasen aus den Kälteanlagen werden ebenfalls vernachlässigt, da bereits teilweise natürliche Kältemittel zum Einsatz kommen und die THG-Emissionen durch die F-Gase Verordnung der EU bis 2030 signifikant reduziert werden [132].

Die Energiebedarfe aus dem Energieaudit wurden in das Excel-Tool übertragen und automatisch den jeweiligen Scopes 1 oder 2 zugeordnet. Mit Hilfe der spezifischen Emissionsfaktoren wurden die THG-Emissionen des Betriebs im Betrachtungsjahr bestimmt. In Abbildung 29 sind die Ergebnisse der THG-Bilanz dargestellt. Die linke Grafik zeigt den Gesamtenergiebedarf: etwa 50 % netzbezogener Strommix und etwa 50 % Erdgas (siehe Abbildung 28). Aufgrund der ungleichen Emissionsfaktoren der beiden Energieträger werden aber etwa 64 % der THG-Emissionen durch den Strombezug verursacht, welche zu Scope 2 zugeordnet werden können. Da Erdgas mit $0,201 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{e}}/\text{kWh}$ einen geringeren Emissionsfaktor als der deutsche Strommix aufweist, ergeben sich jährlich knapp 5.100 Tonnen CO_2 -Äquivalent aus der Verbrennung von Erdgas, was einem Anteil von 36 % der THG Emissionen des Unternehmens entspricht. Diese Emissionen sind Scope 1 zugeordnet.

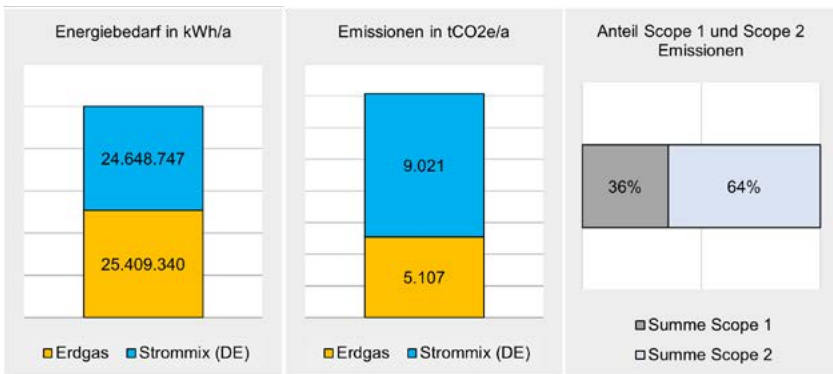


Abbildung 29: Fallbeispiel 1 - THG Bilanz des Unternehmens, mit den Emissionsfaktoren nach [21]

Es wird deutlich, dass durch den Bezug von erneuerbar erzeugtem Strom aus der Region mit einem Emissionsfaktor von $0 \text{ kg}_{\text{CO}_2\text{e}}/\text{kWh}$ bereits 64 % der THG-Emissionen reduziert werden können. Hierbei sollte darauf geachtet werden, dass der Strom möglichst nicht durch Kompensationsmaßnahmen, sondern durch den Einsatz von regionalen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen als klimaneutral zu bewerten ist. Auch die Errichtung von eigenen Erzeugungsanlagen sollte in diesem Zusammenhang geprüft werden (siehe Kapitel 7.3.4).

Im Folgenden werden Maßnahmen zur klimaneutralen Bereitstellung der thermischen Energie untersucht.

7.1.2 Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse

Durch Anwendung der Prozess-Technologie-Matrix nach Kapitel 6.2 wird ersichtlich, dass bei den Wärmeprozessen mehrere Substitutionsmöglichkeiten vorherrschen. Bei den Kälteprozessen können Absorptions- sowie Kompressionskälteanlagen eingesetzt werden. Die potenziell möglichen Technologien werden durch Vorgabe der betrieblichen Randbedingungen in der anschließenden Nutzwertanalyse berücksichtigt. Als Randbedingungen der Wärmebedarfe werden ein Temperaturniveau von $160 \text{ }^\circ\text{C}$, die benötigte Leistung von 4.000 kW und die benötigte Nutzenergiemenge von 24.139 MWh/a vorgegeben. Es wird davon ausgegangen, dass das Unternehmen zukünftig Ökostrom zum Preis von 210 €/MWh bezieht. Bei den Gewichtungparametern wurde angenommen, dass die Investitionssumme und der Platzbedarf vernachlässigbar sind; dagegen müssen Betriebskosten und THG-Emissionen möglichst gering sein. Dies liegt darin begründet, dass davon ausgegangen wird, dass die Erreichung eines klimaneutralen Betriebs das übergeordnete Ziel des Unternehmens darstellt. Die Randbedingungen und das Ergebnis der Nutzwertanalyse sind in Abbildung 30 (siehe Seite 98) dargestellt.

Bei einer detaillierten Analyse des Betriebes sollten die Wärmebedarfe auf unterschiedlichem Temperaturniveau separat voneinander untersucht werden. Dies ermöglicht die Einbindung effizienterer Technologien wie beispielsweise Wärmepumpen auf niedrigem Temperaturniveau, die bei Vorgabe einer zentralen Anlage zur Deckung des gesamten Wärmebedarfes bei 160 °C von einer Betrachtung ausgeschlossen würden. In Fallbeispiel 3 wird exemplarisch eine separate Untersuchung der Raumwärmeversorgung durchgeführt. Mit Blick auf den in Kapitel 8 vorgestellten Transformationspfad soll betont werden, dass eine separate Betrachtung der Wärmebedarfe und die hierdurch ermöglichte Einbindung von Ab- und Umweltwärme ein notwendiger Bestandteil zur wirtschaftlichen Erreichung der Klimaneutralität ist.

Der Holzhackschnitzelkessel wird unter den getroffenen Annahmen (geringe Betriebskosten und geringe Emissionen) als sinnvollste Substitutionsmöglichkeit bewertet. Mit den hier gewählten Emissionsfaktoren verbleiben jedoch Restemissionen von 815 t/a (-84 %), die zur Erreichung der Klimaneutralität kompensiert werden müssten. Mit 3,8 ct/kWh ergeben sich für den Holzhackschnitzelkessel doch mit Abstand die geringsten Wärmegestehungskosten verglichen mit den zwei weiteren Alternativen.

Als zweite klimafreundliche Alternative wird ein Holzpelletkessel vorgeschlagen, der aufgrund eines besseren Wirkungsgrades leicht geringere THG-Emissionen von 767 t/a (-85 %) aufweist. Der höhere Brennstoffpreis für Holzpellets resultiert jedoch in höheren Wärmegestehungskosten von 7 ct/kWh.

Als dritte Alternative wird ein Elektrokessel vorgeschlagen, der aufgrund des Einsatzes von Ökostrom als THG-frei und somit ohne Kompensationsmaßnahmen klimaneutral betrachtet werden kann. Aufgrund der vergleichsweise hohen Strompreise fallen für den Betrieb jedoch dreifach höhere Wärmegestehungskosten von 21 ct/kWh an.

Es wird deutlich, dass die Preise der Energieträger sowie deren Steuern und Umlagen einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Technologien besitzt. Die ökologisch sinnvollste Alternative ist die Elektrifizierung der Wärmeversorgung mittels Elektrokessel. Der Einsatz von Biomasse und die Kompensation der verbleibenden Restemissionen erscheint unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen jedoch als betriebswirtschaftlich vorteilhafter. Auf eine Betrachtung der einzelnen Wärmeprozesse wird in diesem Fallbeispiel verzichtet, da auch hier der Holzhackschnitzelkessel stets unter den Top 3 Substitutionstechnologien auftaucht. Nur für kleinere Prozesse anderen Temperaturbereichen würden sich Technologien wie Flachkollektoren oder Wärmepumpe empfehlen.

Bei Betrachtung der Kälteprozesse wurde analog zur Betrachtung der Wärmeprozesse vorgegangen. Gemäß Abbildung 28 fallen 30 % des Strombezugs auf die Kältetechnik. Dies entspricht einer ungefähren Bezugsmenge von 7.394 MWh/a. Da es sich jedoch um eine Kältemaschine handelt, muss die Leistungsziffer ε der bestehenden Kompressionskälteanlage von 4,82 mit der Bezugsmenge multipliziert werden, um die gesamte thermische Nutzenergiemenge zu ermitteln, die aktuell benötigt wird. Diese beläuft sich somit auf 35.639 MWh/a. Das Temperaturniveau beträgt bis zu $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ und es wird eine Leistung von bis zu 5.310 kW benötigt.

Unter den gegebenen Randbedingungen ergibt sich, wie in Abbildung 31 (siehe Seite 99) dargestellt, nur die Kompressionskältemaschine als Alternative. Aufgrund der vorliegenden Informationen des Unternehmens kann davon ausgegangen werden, dass bereits Kompressionskälteanlagen genutzt werden, welche somit auch weiterhin die benötigte Kälte liefern. Durch die Umstellung auf klimaneutralen Ökostrom wird folglich auch die Kältebereitstellung klimaneutral, daher sind an dieser Stelle keine weiteren Maßnahmen notwendig.

Schritt 1: Kriterien & Evaluation des Prozesses		Schritt 2: Energieausprägung		Individuelle Eingabe von Preisen	
Prozessart	<input checked="" type="radio"/> Wärme <input type="radio"/> Kälte	Okostrompreis [€/MWh]	210,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	107,000 €
Benötigte Temperatur [°C]	160 °C	Wärmepreis [€/MWh]	70,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	16,300 €
Benötigte Leistung [kW]	4000 kW	Biomethanpreis [€/MWh]	65,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,100 €
Benötigte Nutzermenge (Wärme/Kälte) *	24.139 MWh/a	Holzpelletpreis [€/MWh]	53,16 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,090 €
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%	Holzchipschnitzel [€/MWh]	25,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	22,000 €
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	25,30 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Schritt 3: Gewählung von Energieerzeugungssystemen			
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Investitionssumme	Vermehrschlagbar < <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> >		sehr wichtig
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Betriebskosten	Vermehrschlagbar < <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> >		sehr wichtig
Marktreife der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>	Platzbedarf	Vermehrschlagbar < <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> >		sehr wichtig
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	CO ₂ -Emissionen	Vermehrschlagbar < <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> >		sehr wichtig

* Es wird unterstellt, dass der Prozess 1 in ganze ersetzt wird. Eine aneignete Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.			
	Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Holzchipschnitzelkessel	Holzpelletkessel	Elektrokessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 160°C
Energiequelle	Holzchipschnitzel	Holzpellets	Strom
Realisierbare Vollbenutzungstunden	7.500 VBh/a	7.500 VBh/a	8.000 VBh/a
Nutzungsdauer	15 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
Spez. Investition	264 €/kW	305 €/kW	372 €/kW
Gesamtinvestition	1.057.831 €	1.219.801 €	1.488.503 €
Grenzwert	0,80	0,85	1,00
Wirkungsgrad / COP	30.173,8 MWh/a	28.398,8 MWh/a	24.139,0 MWh/a
Endenergiebezug	818.814 €/a	1.583.711 €/a	5.114.095 €/a
Betriebs- und Wartungskosten	3,4 ct/kWh	6,6 ct/kWh	21,2 ct/kWh
Spez. Betriebskosten	3,4 ct/kWh	6,6 ct/kWh	21,2 ct/kWh
Grenzwert	3 - Energiekosten zzgl. Mitwirkerte aus VDI 2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitwirkerte aus VDI 2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitwirkerte aus VDI 2067
Wärmegestehungskosten	3,8 ct/kWh	7,0 ct/kWh	21,7 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq.)	814,69 t/a	766,77 t/a	0,00 t/a
Platzbedarf	159,5 m ² Kessel + Hochschnittzeller	58,9 m ² Kessel + Pelletlager	14,8 m ²
Flächenart	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude
Grenzwert	3 - Vergleich 20 Fuß Containerfabrikation zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich 20 Fuß Containerfabrikation zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich mit 20 Fuß Containerfabrikation

Abbildung 30: Fallbeispiel 1 – Nutzwertanalyse der gesamten Wärmeprozesse

Schritt 1: Kriterien & Eskalieren des Prozentsatz		Schritt 2: Energiebezugspreise		Individuelle Eingabe von Preisen	
Prozessart	<input type="radio"/> Wärme <input checked="" type="radio"/> Kälte	Ökostrompreis [€/MWh]	210,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	187,000 €
Benötigte Temperatur [°C]	-25 °C	Wärmepreis [€/MWh]	70,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	68,000 €
Benötigte Leistung [kW]	5310 kW	Biomethanpreis [€/MWh]	65,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Benötigte Nutzenergemenge (Wärme/Kälte) *	35.639 MWh/a	Holzpelletpreis [€/MWh]	53,16 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%	Holzhackschnittel [€/MWh]	25,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	25,000 €
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	25,30 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Schritt 3: Gewichtung zum Entscheidungsprozess			
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Investitionssumme	Vermachslüssigbar <	>	sehr wichtig
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Betriebskosten	Vermachslüssigbar <	>	sehr wichtig
Marktreife der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>	Platzbedarf	Vermachslüssigbar <	>	sehr wichtig
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	CO ₂ -Emissionen	Vermachslüssigbar <	>	sehr wichtig

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.		Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Kompressionskälte			
Einsatzbereich	Kälte -33°C bis 20°C			
Energiequelle	Strom			
Realisierbare Vollbenutzungstunden	7.000 VBh/a			
Nutzungsdauer	15 Jahre			
Spez. Investition	447 €/kW			
Gesamtinvestition	2.373.999 €			
Gewinnrate				
Wirkungsgrad / COP	2,48			
Erdenergiebezug	14.370,6 MWh/a			
Betriebs- und Wartungskosten	3.100.958 €/a			
Spez. Betriebskosten	8,7 ct/kWh			
Gewinnrate	3 - Energiekosten zzgl. Mittrikwerte aus V00.2067			
Wärmegestehungskosten	9,3 ct/kWh			
CO₂-Emission (CO₂-Äq)	0,000 t/a			
Platzbedarf	14,8 m ²			
Eichenart	Im Gebäude Freifläche			
Gewinnrate	3 - Vergleich mit 20 t/ajf Containmentlösung			

* t₀ wird unterstellt, dass der Prozess in ganze ersetzt wird. Eine anteilige Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Abbildung 31: Fallbeispiel 1 – Nutzwertanalyse der gesamten Kälteprozesse

7.1.3 Ergebnisse

Wenn das Unternehmen seinen Energiebezug entsprechend der Nutzwertanalyse auf Holzhackschnitzel und Ökostrom umstellt, lässt sich der größte Teil der THG-Emissionen einsparen. Wie in Tabelle 6 dargestellt verringern sich diese um knapp 95 % von 14.128 t/a auf 814 t/a. Diese Restemissionen werden ausschließlich durch die Nutzung des Holzhackschnitzelkessels verursacht. Die höhere Energiebezugsmenge lässt sich über den schlechteren Wirkungsgrad herleiten.

	Ausgangssituation		Nach Maßnahmenumsetzung	
	Bezugsmenge	THG-Emission	Bezugsmenge	THG-Emission
Erdgas	25.409 MWh/a	5.107 t/a	0 MWh/a	0,0 t/a
Holzhackschnitzel	0 MWh/a	0,0 t/a	30.173 MWh/a	814 t/a
Strom (dt. Strommix)	24.648 MWh/a	9.021 t/a	0 MWh/a	0,0 t/a
Strom (Ökostrombezug)	0 MWh/a	0,0 t/a	24.648 MWh/a	0,0 t/a
Σ		14.128 t/a		814 t/a

Tabelle 6: Fallbeispiel 1 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung

Neben der ökologischen Übersicht ist ebenfalls eine ökonomische Einschätzung der Situation wichtig. Auch wenn die Prozesse überwiegend durch erneuerbare Energieträger substituiert werden könnten, muss sichergestellt sein, dass sich die Investitionsaufwände in einem akzeptablen Rahmen bewegen, damit Unternehmen diesen Schritt in Richtung eines klimaneutralen Betriebs gehen. Für das erste Fallbeispiel wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Substitution des Dampfkessels durch einen Holzhackschnitzelkessel durchgeführt. Da die Kompressionskälteanlage beibehalten wird, wird ermittelt, wie sich der Bezug von Ökostrom auf die Kosten auswirkt. Mithilfe der beiden Betrachtungen soll ermittelt werden, wie teuer der Austausch durch eine Technologie, die mit erneuerbaren Energien genutzt wird, wäre.

Tabelle 7 zeigt, dass für die vorgeschlagenen Maßnahmen eine Gesamtinvestition von über einer Million Euro zu erwarten ist. Eventuelle Förderungen für den Holzhackschnitzelkessel wurden nicht berücksichtigt, könnten aber die Vermeidungskosten senken.

	Energiegestehungskosten			
	Energiemenge	Vorher	Nachher	Investition
Wärmebereitstellung mittels Holzhackschnitzel	25.409 MWh/a	2,8 ct/kWh	3,8 ct/kWh	1.057,8 T€
Umstellung des Strombezuges auf Ökostrom	24.648 MWh/a	19,00 ct/kWh	21,00 ct/kWh	0,0 T€
Σ				1.057,8 T€

Tabelle 7: Fallbeispiel 1 – Zusammenfassung der Maßnahmen

Die für die Vermeidung der THG-Emissionen anfallenden Kosten sind in Tabelle 8 dargestellt. Diese belaufen sich im aktuellen Szenario auf 747.050 €/a. Bei insgesamt eingesparten 13.314 t_{CO₂e}/a ergeben sich spezifische Vermeidungskosten von circa 56 €/t_{CO₂e}.

	THG-Einsparung	THG-Vermeidungskosten	Restemission	Spez. THG-Vermeidungskosten
Wärmebereitstellung mittels Holzhackschnitzel	4.293 t/a	254.090 €/a	814 t/a	
Umstellung des Strombezuges auf Ökostrom	9.021 t/a	492.960 €/a	0,00 t/a	
Σ	13.314 t/a	747.050 €/a	814 t/a	56 €/t

Tabelle 8: Fallbeispiel 1 – Gesamtübersicht der THG-Vermeidung und deren Mehrkosten

Insgesamt muss berücksichtigt werden, dass das oben dargestellte Szenario lediglich ein Beispiel darstellt. Sobald einzelne Parameter, wie die Wichtigkeit der Investitionssumme, die Relevanz der Betriebskosten oder die Gewich-

tung des Platzbedarfs variieren bzw. anders gesetzt werden, ändert sich eventuell auch jeweils die Reihenfolge der Substitutionstechnologien oder die Technologie selbst kann eine andere werden. Des Weiteren sind auch die in der linken Spalte enthaltenen Parameter der Nutzwertanalyse, wie der Ökostrombezug, ausschlaggebend für das Ergebnis. Im Einzelfall muss dabei jedes Unternehmen für sich selbst entscheiden, welche Parameter wichtig erscheinen. Es muss ebenfalls generell darauf geachtet werden, dass keine Zielkonflikte zwischen zwei ausgewählten Substitutionstechnologien entstehen, beispielsweise bei der Installation von Flachkollektoren und gleichzeitig PV-Anlagen auf dem Dach und dem damit verbundenen benötigten Platzbedarf.

7.2 Fallbeispiel 2: Hersteller von Kartoffelprodukten

Im zweiten Fallbeispiel wird die Umstellung der Produktion auf eine möglichst klimaneutrale Produktion bei einem weiteren Unternehmen der Ernährungsindustrie untersucht. Dafür wird in diesem Kapitel ebenfalls zunächst die Ausgangssituation dargelegt, anschließend die Nutzwertanalyse zur Identifizierung potenzieller Technologien durchgeführt und zuletzt die Ergebnisse verglichen und bewertet. Die diesem Fallbeispiel zugrundeliegenden Daten basieren auf einem Energieaudit aus dem Jahr 2020.

7.2.1 Ist-Situation

Die wesentlichen Energieträger des betrachteten Betriebs stellen erneut Erdgas und Strom dar. Die weiteren benötigten Brennstoffe besitzen summiert einen geringeren Anteil als 0,5 % und werden daher im Folgenden vernachlässigt. Der Strombezug des Unternehmens fällt mit einem Anteil von nur 2 % sehr gering aus, da am Standort eine erdgasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage) den Betrieb mit Strom und Wärme versorgt. Darüber hinaus wird in einem zusätzlichen Dampfkessel ebenfalls Erdgas

zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Die Wärme wird als Mitteldruck (MD) Dampf und Niedrigdruck (ND) Dampf den Prozessanlagen zur Verfügung gestellt. Hinzu kommen eine direkt mit Erdgas befeuerte Trocknungsanlage sowie weitere Kleinverbraucher und Verluste. Der Strombedarf macht etwa 30 % des Gesamtenergiebedarfs des Unternehmens aus. 63 % des Strombedarfs bzw. 19 % des Gesamtenergiebedarfs benötigt die Kältetechnik. Die Aufteilung der Energieträger und deren Nutzung ist in Abbildung 32 grob dargestellt.

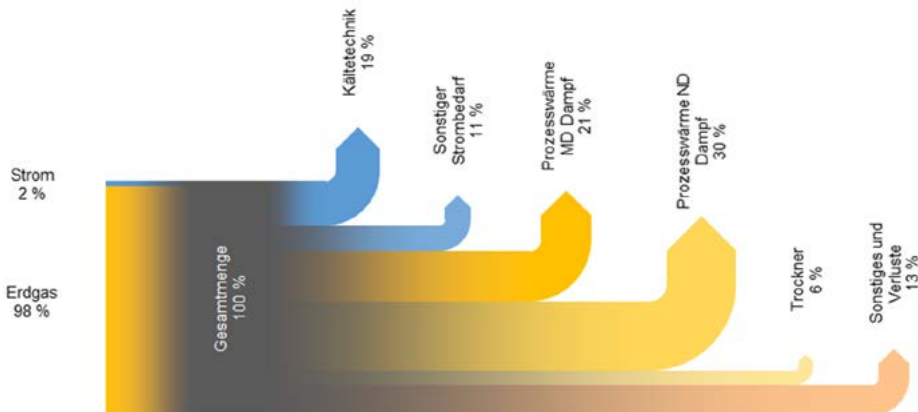


Abbildung 32: Fallbeispiel 2 – Aufteilung und Nutzung des Energiebezugs eines Unternehmens der Ernährungsindustrie mit KWK-Anlage

Darauf aufbauend wurde anhand des Energiebezugs im betrachteten Bilanzjahr eine THG-Bilanz mit dem bereitgestellten Excel-Tool erstellt. Der Energieträger Erdgas fällt dabei unter Scope 1 und der aus dem Netz bezogene Strom fällt unter Scope 2. Vor- und nachgelagerte Emissionen (Scope 3) werden erneut vernachlässigt. In Abbildung 33 sind der Energiebedarf nach Energieträgern, die jährlichen THG-Emissionen sowie die Anteile an Scope 1 und 2 dargestellt. So liegen die THG-Emissionen am betrachteten Standort

bei rund 35.948 Tonnen CO₂-Äquivalent pro Jahr, wobei knapp 96 % auf die stationäre Verbrennung des Erdgases zurückzuführen sind und nur 4 % auf die bezogene elektrische Energie. Aufgrund des höheren Emissionsfaktors des Strommixes gegenüber Erdgas kommt es bei der prozentualen Verteilung der THG-Emissionen gegenüber dem Bezug an Energieträgern zu einer leichten Erhöhung des Anteils von Strom. Die Werte wurden erneut mit einem Faktor multipliziert, um diese zu anonymisieren. Die Anteile der Energieträger bleibt dabei jedoch erhalten und zeigt erneut, wie wichtig der Energieträger Erdgas derzeit in der Ernährungsindustrie ist und, dass ein Großteil der Energie zur Prozesswärmebereitstellung benötigt wird.

Bei diesem Fallbeispiel wird deutlich, dass durch einen Umstieg auf Ökostrom nur ein sehr geringer Teil der THG-Emissionen reduziert werden kann. Grund dafür ist der hohe Anteil an Eigenstrom aus der KWK-Anlage. Der Fokus liegt daher im Folgenden erneut auf den Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. Denkbar wäre auch ein Abschalten der KWK-Anlage und die Erhöhung des Fremdstrombezugs, der dann Ökostrom sein könnte. Dann wäre die zu dekarbonisierende Wärmemenge kleiner.

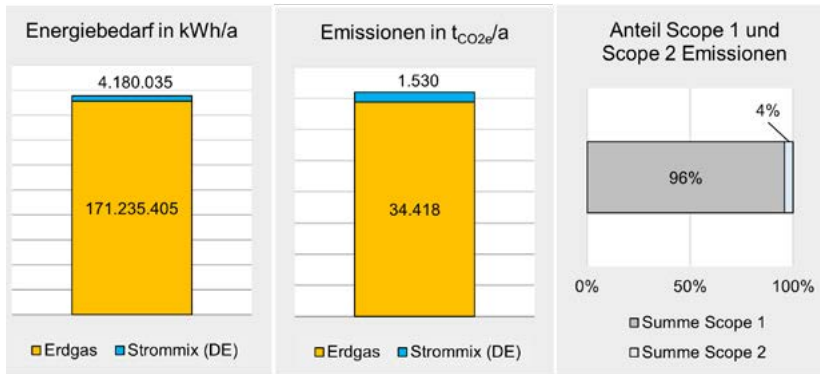


Abbildung 33: Fallbeispiel 2 – THG Bilanz des Unternehmens mit den Emissionsfaktoren nach [21]

7.2.2 Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse

Bei der Umstellung auf einen klimaneutralen Betrieb müssen die beiden Dampfschienen und die Trockner auf klimafreundlichere Alternativen umgestellt werden. Eine Analyse der Verbraucherstruktur zeigt, dass Temperaturen von bis zu 185 °C bereitgestellt werden müssen. Weitere Prozesse werden auf Temperaturen im Bereich 60 °C, 90 °C oder 120 °C betrieben. Diese Staffelung der Wärmebedarfe auf unterschiedlichen Temperaturniveaus könnte ein hohes Potenzial zur Nutzung von Abwärme innerhalb des Betriebs bedeuten. Die Durchführung einer Pinch-Analyse oder die Optimierung der Wärmeversorgung mit der Wärmeintegration könnten hier zu einer starken Reduzierung des Wärmebedarfs führen.

Durch Aufteilen des Problems in kleinere Teilprobleme mit Wärmebedarfen auf unterschiedlichem Temperaturniveau könnten zusätzliche Einsparungen erzielt werden. So könnte es beispielsweise sinnvoll sein, die Wärme bis 60 °C, 90 °C oder sogar 120 °C mit einer Wärmepumpe bereitzustellen, da

hierdurch die Energieeffizienz des Gesamtsystems gesteigert werden könnte. Vereinfachend wird im Folgenden jedoch das in der Ernährungsindustrie weit verbreitete Konzept zur zentralisierten Bereitstellung des gesamten Wärmebedarfs bei 185 °C betrachtet – auch, um den Umfang dieses Fallbeispiels in dieser Ausarbeitung zu begrenzen. Es soll jedoch, wie schon bei Fallstudie 1 darauf hingewiesen werden, dass eine separate Betrachtung der Wärmebedarfe die Einbindung von Ab- und Umweltwärme erleichtert und zum Teil erst ermöglicht. Dies ist, wie aus Kapitel 8 ersichtlich werden wird, notwendig zur wirtschaftlichen Umsetzung einer klimaneutralen Ernährungsindustrie. In Fallbeispiel 3 wurde die separate Betrachtung der Raumwärme exemplarisch durchgeführt.

Bei der Durchführung der Nutzwertanalyse wurde angenommen, dass die Reduzierung der THG-Emissionen eine hohe Relevanz besitzt und ausreichend Fläche für die Errichtung neuer Technologien zur Verfügung steht. Die Investitionssumme spielt eine eher untergeordnete Rolle wobei die Betriebskosten eine etwas höhere Wichtigkeit besitzen. In Abbildung 34 (siehe Seite 108) sind die weiteren Randbedingungen der Nutzwertanalyse und deren Ergebnisse dargestellt.

Aus der Nutzwertanalyse wird erneut deutlich, dass der Einsatz von Biomasse oder die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung die wichtigsten Optionen eines möglichst klimaneutralen Betriebs sind. Als priorisierte Option (Top 1) wird, wie schon bei Fallbeispiel 1, eine Hackschnitzelfeuerung empfohlen. Dies resultiert aus vergleichsweise niedrigen Wärmegestehungskosten von 3,8 ct/kWh durch geringe Brennstoffpreise und vergleichsweise geringen Restemissionen von 5.490 t/a. Dies entspricht einer Reduzierung der THG-Emissionen um 83,2 %, macht jedoch auch deutlich, dass eine Kompensation der verbleibenden Restemissionen zur Erreichung der Klimaneutralität notwendig ist. Als zweite Option (Top 2) wird erneut der Holzpelletkessel empfohlen. Dieser ist mit höheren Wärmegestehungskosten von

7 ct/kWh und etwas geringeren THG-Emissionen durch einen geringfügig besseren Wirkungsgrad verbunden. Der als Top 3 empfohlene Elektrodenkessel kann beim Einsatz von regionalem erneuerbarem Strom als THG-frei betrachtet werden und besitzt einen sehr hohen Wirkungsgrad. Aufgrund der hier angenommenen hohen Strompreise sind die Wärmegegestehungskosten mit 21,8 ct/kWh jedoch mehr als dreifach höher als Top 2 und sogar mehr als fünffach höher als Top 1.

Erneut wird deutlich, dass bei der Wärmebereitstellung der Einsatz von Biomasse unter derzeitigen energiepolitischen Randbedingungen die ökonomisch sinnvollste Alternative auf dem Weg hin zur Klimaneutralität ist. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse aus nachhaltiger Forstwirtschaft ist jedoch mit steigenden Brennstoffpreisen zu rechnen, wenn die Nachfrage zunimmt. Der direkte Einsatz von erneuerbarem Strom ist die ökologisch sinnvollste Alternative, da keine Restemissionen entstehen, die anderweitig kompensiert werden müssten. Hohe Strompreise machen diese Alternative jedoch derzeit wirtschaftlich weniger interessant. Im Falle einer strombasierten Wärmeerzeugung mittels Elektrodenkessel sollte die Eigenstromerzeugung vermieden werden, da eine Umwandlungskette von Strom zu Wärme und wieder zurück zu Strom mit Umwandlungsverlusten verbunden ist und daher nicht sinnvoll ist.

Die Kältebereitstellung mit den bestehenden Kompressionskälteanlagen wird durch den Umstieg auf erneuerbaren Strom klimaneutral und erfordert zunächst keine weiteren Anpassungen. Die gleichzeitige Bereitstellung von Kälte und Wärme mit einer Wärmepumpe bzw. Kompressionskältemaschine könnte in dem Betrieb zu einer Reduzierung des Energiebedarfs führen und sollte daher geprüft werden.

Schritt 1: Kriterien & Evaluation des Prozesses		Schritt 2: Energieausprägung		Individuelle Eingabe von Preisen	
Prozessart	<input checked="" type="radio"/> Wärme <input type="radio"/> Kälte	Okostrompreis [€/MWh]	210,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	107,000 €
Benötigte Temperatur [°C]	185 °C	Wärmepreis [€/MWh]	70,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	68,000 €
Benötigte Leistung [kW]	25000 kW	Biomethanpreis [€/MWh]	65,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Benötigte Nutzermenge (Wärme/Kälte) *	162.673 MWh/a	Holzpelletpreis [€/MWh]	53,16 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%	Holzchuckschnitzel [€/MWh]	25,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	20,000 €
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	25,30 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Schritt 3: Gewichtung von Entscheidungsfaktoren			
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Investitionssumme	Vermehrsfähig <	>	sehr wichtig
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Betriebskosten	Vermehrsfähig <	>	sehr wichtig
Markteffekte der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>	Platzbedarf	Vermehrsfähig <	>	sehr wichtig
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	CO ₂ -Emissionen	Vermehrsfähig <	>	sehr wichtig

* Es wird unterstellt, dass der Prozess in ganze ersetzt wird. Eine aneignete Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.			
	Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Holzchuckschnitzelkessel	Holzpelletkessel	Elektrodenkessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 240°C
Energiequelle	Holzchuckschnitzel	Holzpellets	Strom
Realisierbare Vollbenutzungsgstunden	7.500 VBh/a	7.500 VBh/a	8.000 VBh/a
Nutzungsdauer	15 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
Spez. Investition	264 €/kW	305 €/kW	468 €/kW
Gesamtinvestition	6.611.442 €	7.623.754 €	11.707.652 €
Gewinnigkeit	0,80	0,85	1,00
Wirkungsgrad / COP	203.341,3 MWh/a	191.380,0 MWh/a	162.673,0 MWh/a
Endenergiebezug	5.481.218 €/a	10.632.551 €/a	34.512.810 €/a
Betriebs- und Wartungskosten	3,4 ct/kWh	6,5 ct/kWh	21,2 ct/kWh
Spez. Betriebskosten	3,4 ct/kWh	6,5 ct/kWh	21,2 ct/kWh
Gewinnigkeit	3 - Energiekosten zzgl. Mitbräuer aus V00/2067	2 - Aus einer Studie basierend auf ungespeizten Projekten	3 - Basierend auf Rechenwerten aus der Literatur
Wärmegestehungskosten	3,8 ct/kWh	7,0 ct/kWh	21,8 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq.)	5.490,21 t/a	5.167,26 t/a	0,00 t/a
Platzbedarf	989,7 m ² Kessel + Hochschnittzeller	312 m ² Kessel + Pelletlager	14,8 m ²
Flächenart	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude
Gewinnigkeit	3 - Vergleich 20 Fuß Containerfabrikation zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich 20 Fuß Containerfabrikation zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich mit 20 Fuß Containerfabrikation

Abbildung 34: Fallbeispiel 2 – Nutzwertanalyse der Wärmebereitstellung bei 185 °C

7.2.3 Ergebnisse

Die sich durch diese Maßnahmen verändernde Energie- und Treibhausgasbilanz ist nachstehend in Tabelle 9 aufgeführt. Hierbei wird zudem der Einsatz einer Holzhackschnitzelfeuerung (Szenario 1) mit dem Einsatz eines Elektrodenkessels (Szenario 2) verglichen. In Szenario 1 wird weiterhin eine KWK-Anlage zur anteiligen Deckung des Strombedarfs genutzt, da die Gesteungskosten deutlich unter den Strombezugskosten liegen. In Szenario 2 wird der Gesamte Strombedarf aus dem Netz bezogen und zur Wärmebereitstellung ein Elektrodenkessel eingesetzt.

Szenario		Ausgangssituation		Nach Maßnahmenumsetzung	
		Bezugsmenge	THG-Emission	Bezugsmenge	THG-Emission
Szenario 1 (Biomasse)	Erdgas	171.235 MWh/a	34.418 t/a	0 MWh/a	0 t/a
	Holzhack- schnitzel	0 MWh/a	0 t/a	203.341 MWh/a	5.490 t/a
	Strom (dt. Strommix)	4.180 MWh/a	1.530 t/a	0 MWh/a	0 t/a
	Ökostrom	0 MWh/a	0 t/a	4.180 MWh/a	0 t/a
	∑	175.415 MWh/a	35.948 t/a	207.521 MWh/a	5.490 t/a
Szenario 2 (Elektro)	Erdgas	171.235 MWh/a	34.418 t/a	0 MWh/a	0 t/a
	Elektroden- kessel	0 MWh/a	0 t/a	116.651 MWh/a	0 t/a
	Strom (dt. Strommix)	4.180 MWh/a	1.530 t/a	0 MWh/a	0 t/a
	Ökostrom	0 MWh/a	0 t/a	52.624 MWh/a	0 t/a
	∑	175.415 MWh/a	35.948 t/a	169.275 MWh/a	0 t/a

Tabelle 9: Fallbeispiel 2 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung

Beim ökologischen Vergleich der beiden Szenarien wird zunächst deutlich, dass in Szenario 1 die THG-Emissionen um 84,7 % und in Szenario 2 um 100 % reduziert werden können. Die wirtschaftliche Bewertung beider

Szenarien erfolgt in Tabelle 10. In beiden Szenarien kommt es durch die Umstellung der Wärmeversorgung auf eine klimafreundlichere Alternative zu einem erheblichen Investitionsbedarf. Zudem steigen bei jeder Maßnahme die Energiegestehungskosten an, was insgesamt zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit gegenüber dem bestehenden System führt. Im Falle von Szenario 2 steigen die Wärme gestehungskosten um mehr als das Siebenfache an, was gravierende Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebes hat.

Maßnahme	Energiegestehungskosten		
	Vorher	Nachher	Investition
Dampferzeugung mittels Holzhackschnitzel	2,9 ct/kWh	3,8 ct/kWh	6.611 T€
Umstellung auf Ökostrom	19 ct/kWh	21 ct/kWh	0,0 T€
∑			6.611 T€
Dampferzeugung mittels Elektrodenkessel	2,9 ct/kWh	22,1 ct/kWh	11.707 T€
Umstellung auf Ökostrom*	19 ct/kWh	21 ct/kWh	0,0 T€
∑			11.707 T€

Tabelle 10: Fallbeispiel 2 – wirtschaftliche Bewertung der zwei Szenarien der Maßnahmen vor und nach Maßnahmenumsetzung

Die THG-Vermeidungskosten der beiden Szenarien sind in Tabelle 11 gegenüber gestellt. In Szenario 1 fallen jährliche Mehrkosten von 2,8 Mio. €/a an, die bei den zuvor beschriebenen THG-Einsparungen zu spezifischen THG-Vermeidungskosten von 93 €/t führen. Der Einsatz des Elektrodenkessels unter Verwendung des deutlich teureren Energieträgers Strom führt zu jährlichen Mehrkosten von 31,1 Mio. €/a. Hieraus ergeben sich bei Vermeidung aller betrieblicher THG-Emissionen spezifische THG-Vermeidungskosten von 864 €/t.

	THG-Einsparung	THG-Vermeidungskosten	Restemission	Spez. THG-Vermeidungskosten
Szenario 1	30.458 t/a	2.845 T€/a	5.490 t/a	93 €/t
Szenario 2	35.948 t/a	31.071 T€/a	0,00 t/a	864 €/t

Tabelle 11: Fallbeispiel 2 – Spezifische THG-Vermeidungskosten der beiden Szenarien

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Umstellung auf einen klimaneutralen Betrieb technisch umsetzbar, jedoch unter den derzeitigen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen mit erheblichen Mehrkosten verbunden ist. Durch den Einsatz einer strombasierten Wärmeerzeugung mittels Elektrodenkessel (Szenario 2) ist ein THG-freier Betrieb ohne Restemissionen möglich. Die jährlichen Mehrkosten von 31 Mio. €/a gegenüber dem Bestandssystem, aufgrund hoher Strompreise, macht Szenario 2 jedoch unter den getroffenen Annahmen unwirtschaftlich.

Unter der Annahme, dass der gesamte Strombedarf des Betriebes zu 8 ct/kWh Stromgestehungskosten vor Ort mit Photovoltaik-Anlagen gewonnen werden kann, reduzieren sich die Mehrkosten von Szenario 2 auf 7,8 Mio. €/a. Erst bei sehr niedrigen Stromkosten von 3,4 ct/kWh entstehen keine Mehrkosten im Vergleich zu den Kosten in 2019 durch die Umstellung.

Durch den deutlichen Anstieg des Strombezugs in Szenario 2 kann von leicht sinkenden Strompreisen beim Energieversorger ausgegangen werden. Dies wurde in der Ausarbeitung nicht berücksichtigt, da eine Höhe der Preissenkung nur sehr fehlerbehaftet abgeschätzt werden könnte. Zudem ist die Entwicklung der Industriestrompreise vor dem Hintergrund des Wechsels der Bundesregierung und der im Koalitionsvertrag [34] beschriebenen Ziele schwer einzuschätzen. Insgesamt kann jedoch von sinkenden Strompreisen ausgegangen werden, wodurch die Mehrkosten für Szenario 2 reduziert werden. Da jedoch erst bei Strompreisen von 3,4 ct/kWh keine zusätzlichen

Mehrkosten entstehen, ist bei einer strombasierten Wärmebereitstellung ohne umfangreiche Effizienzverbesserung mit hohen Mehrkosten zu rechnen, welche die Wirtschaftlichkeit der Betriebe belasten könnte.

Aufgrund vergleichsweise hoher Strompreise gegenüber biogenen Energieträgern erscheint eine Umstellung der Wärmeversorgung auf eine Biomassefeuerung (Szenario 1) betriebswirtschaftlich sinnvoller. Hierbei entstehen jedoch weiterhin THG-Emissionen, die zur Erreichung eines klimaneutralen Betriebs kompensiert werden müssten.

7.3 Fallbeispiel 3: Tiernahrungsmittel Hersteller

Im folgenden Fallbeispiel wird ein drittens Unternehmen der Ernährungsindustrie betrachtet. Aus Gründen des Datenschutzes werden weder die WZ Klassifikation noch die Produkte beschrieben. Auch im dritten Fallbeispiel wird untersucht, mit welchen Maßnahmen die THG-Emissionen bis hin zur Klimaneutralität gesenkt werden können. Aufbauend auf der anonymisiert dargestellten Ausgangssituation, inklusive der daraus resultierenden Treibhausgasbilanz, wird erarbeitet, welche Technologien für eine Substitution in Frage kommen. Als Indikation der möglichen Substitutionstechnologien der aktuellen Energiebereitstellung wird die in Abschnitt 6.3 erläuterte Nutzwertanalyse angewendet und die Top-3-Technologien gegenübergestellt. Die Energiegestehungskosten der jeweiligen Technologien werden dabei, wie in Abschnitt 6.4 erläutert berechnet. Anschließend wird auch hier betrachtet, welche THG-Reduktion erreicht werden kann und was dies für die Kosten der Energiebereitstellung bedeutet.

7.3.1 Ist-Situation

Gemäß des 2018 durchgeführten Energieaudits wurden am betrachteten Standort hauptsächlich Erdgas und elektrische Energie (folgend als Strom

bezeichnet) bezogen. Weitere Energieträger werden auf Grund von vernachlässigbar geringen Anteilen nicht weiter betrachtet. Da keine Eigenstromerzeugungsanlagen vorhanden sind entspricht der Stromnetzbezug dem Strombedarf. Im Folgenden zeigt die Abbildung 35 die Aufteilung und Verwendung des Endenergiebezuges.

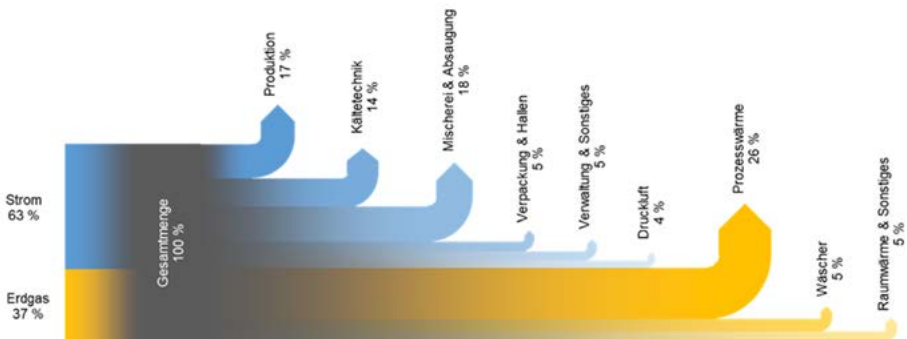


Abbildung 35: Fallbeispiel 3 – Aufteilung und Verwendung des Endenergiebezuges

Den Ausführungen des Energieauditberichtes ist zu entnehmen, dass die Prozesswärme in Form von Dampf bei 8 bar in das Produkt eingeht, um dieses effizienter zu erhitzen, als es ohne die zusätzliche Dampfzufuhr geschehen würde. Das den Wäschern ebenso wie der Raumwärme und den sonstigen Anwendungen dienende Erdgas, wird zur Befuerung von zwei baugleichen Brennwertkesseln genutzt, um das benötigte Heißwasser bereitzustellen.

Nach Bestimmung der Endenergiebezüge und deren Verwendung kann das als Beispiel dienende Unternehmen hinsichtlich der Treibhausgasemissionen bewertet werden. Hierzu wird eine Treibhausgasemissionsbilanz (THG-Bilanz) gemäß Kapitel 6.1 erstellt. Die THG-Bilanz wird unter Zuhilfenahme des „Greenhouse Gas Emissions Calculations Tools“ erstellt, welches im Rah-

men des angesprochenen GHG-Protokolls veröffentlicht wurde. Abweichend von den europaweiten Durchschnittswerten des GHG-Protokolls finden hier die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) am 01.11.2021 veröffentlichten spezifischen Treibhausgasemissionen von Energieträgern Anwendung. Ergänzend zu den in der nachfolgenden Abbildung 36 aufgezeigten THG-Emissionen pro Jahr ist zu vermerken, dass innerhalb von Scope 1 keine mobile Verbrennung bspw. durch Gabelstapler oder PKWs betrachtet wurde. Grund dafür ist der vernachlässigbar geringe Anteil neben dem Erdgas- und Strombezug, weshalb diesbezüglich keine weiteren Daten erhoben wurden. Ebenfalls werden die verwendeten Kältemittel vernachlässigt, die Umweltschäden dieser werden im Zuge der F-Gase Verordnung auf ein Minimum reduziert. Entweichendes Kältemittel durch Wartung und Leckagen wird demnach nicht betrachtet.

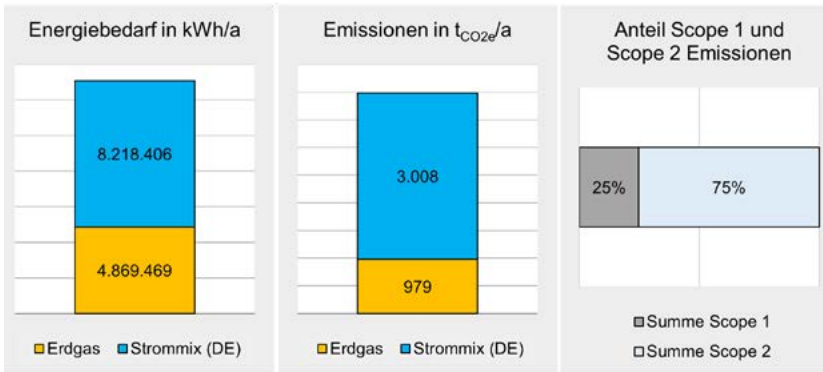


Abbildung 36: Fallbeispiel 3 – THG-Bilanz für das Jahr 2017, mit den Emissionsfaktoren nach [21]

Aus der THG-Bilanz ergibt sich, dass in diesem Fallbeispiel der mit Abstand größte Emissionsanteil auf den Strombezug entfällt. Daraus folgt, dass durch die Umstellung der Stromerzeugung auf rein erneuerbare Erzeuger, die Emissionsbilanz um 75 % gesenkt werden kann. Dies kann bereits heute aktiv

durch den Wechsel auf den Bezug von Ökostrom und ergänzend mit der Erzeugung von eigengenutztem Strom aus erneuerbaren Energien vorangetrieben werden. Eine Beispielrechnung zu der Nutzung einer Photovoltaikanlage auf der Produktionshalle findet sich als Exkurs in Abschnitt 7.3.4.

7.3.2 Maßnahmen aus der Nutzwertanalyse

Für die Bereitstellung des beispielhaften jährlichen Dampfbedarfes von rund 3.258 MWh/a bei ca. 175 °C und einer Bedarfsleistung von 590 kW wird entsprechend der Erstindikation der Nutzwertanalyse vollständig von einer Verbrennung von Erdgas auf eine von Holzhackschnitzeln umgestellt. Die Top 3 Ergebnisse der Nutzwertanalyse sind nachfolgend in Abbildung 37 (siehe Seite 118) dargestellt.

Gemäß den getroffenen Annahmen ist die Dampfbereitstellung durch den Einsatz von Holzhackschnitzelkesseln die geeignetste Alternativtechnologie. Vollständig klimaneutral ist diese Technologie jedoch noch nicht. Bei den zugrunde gelegten Emissionsfaktoren ist nur die Nutzung von Power-to-Heat Technologien mit erneuerbar erzeugtem Strom wirklich klimaneutral. Geeignete Technologien sind bspw. der Elektrokessel für höhere Temperaturen und Wärmepumpentechnologien für niedrigere Temperaturniveaus.

Im Bereich der Heißwasserversorgung wird ebenfalls auf die thermische Verwertung von Erdgas verzichtet. Die Substitution zur Bereitstellung des Heißwasserbedarfes von 1.230 MWh/a bei einer benötigten Leistung von rund 300 kW wird in diesem Fall exemplarisch zweistufig betrachtet. In jeder dieser beiden Stufen wird der Erwärmungsbedarf zwischen dem Frischwasser und des 85 °C warmen Heißwasser jeweils hälftig umgesetzt. Die Vorwärmung des 15 °C warmen Frischwasser erfolgt auf 50 °C. Entsprechend der als konstant angesetzten Wärmekapazität des Wassers ist hierzu eine Leistung von 150 kW für eine jährliche Wärmebereitstellung von 615 MWh/a

nötigt. Entsprechend der in Abbildung 38 (siehe Seite 119) dargestellten Indikation der Nutzwertanalyse wird hierzu eine Luft/Wasser-Wärmepumpe Anwendung finden.

Die Erhitzung des vorgewärmten Frischwassers um weitere 35 K von 50 °C auf die benötigten 85 °C macht die Bereitstellung der übrigen 615 MWh/a erforderlich, dies ebenfalls bei einer Leistung von 150 kW. Bei Anwendung der Nutzwertanalyse entsprechend Abbildung 39 (siehe Seite 120) zeigt sich das zuvor im Abschnitt der Dampfbereitstellung beschriebene Bild. Die als am geeignetsten ausgegebene Technologie ist der Holzhackschnitzelkessel. Eine vollständige Klimaneutralität ist jedoch auch hier nur durch die Verwendung eines Elektrokessels zu erreichen.

Nachfolgend wird angenommen, dass die Unternehmensführung beim Austausch der Kessel den Einbau der Kombination aus Luft/Wasser-Wärmepumpe und Holzhackschnitzelkessel präferiert.

Die Kältebereitstellung für die Kühlprozesse erfolgt derzeit mittels Kompressionskälteanlagen. Aus der Anwendung der Nutzwertanalyse ergab sich die Verwendung von Kompressionskälte als Top-Bereitstellungstechnologie. Aus diesem und dem Grund, dass prozessbedingt der genutzte Dampf nicht ohne aufwändige und hier nicht weiterbetrachtete Behandlung als Wärmequelle für AKM und AdKM genutzt werden kann, wird hier die Nutzung der Kompressionskälteanlagen beibehalten. Eine Emissionsminderung der Kältebereitstellung kann hier folglich durch die Umstellung der Stromerzeugung realisiert werden.

Wie bereits Abbildung 36 zeigt, entfällt der größte Anteil der THG-Emissionen in der Ausgangssituation mit knapp 87 % auf den Stromnetzbezug. Dementsprechend ist die deutschlandweite Umstellung der Stromerzeugung hin zu erneuerbarem und THG-freiem Strom eine Entwicklung, die in allen

betrachteten Fallbeispielen den Unternehmen beim Erreichen der Klimaneutralität hilft. Ebenfalls ist hier die Eigenstromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien ein geeignetes Mittel, sowohl die THG-Emissionen als auch die Energiekosten zu senken. Hierzu wird separat in Kapitel 7.3.4 eine Nutzbarmachung der überwiegend freien Dachflächen mittels Photovoltaikmodulen betrachtet. Dieser PV-Strom wird genutzt, um den zusätzlichen Strombedarf der Luft/Wasser-Wärmepumpe zu decken und den Stromnetzbezug zu verringern. Im Fall des verbleibenden Stromnetzbezuges wird von einer aktiven Umstellung auf Strom aus erneuerbarer Erzeugung ausgegangen, um schon heute einen klimaneutralen Strombezug zu gewährleisten.

Schritt 1: Kriterien & Eskalieren des Prozesses		Schritt 2: Energiebezugspreise		Individuelle Eingabe von Preisen		
Prozessart	<input checked="" type="radio"/> Wärme <input type="radio"/> Kälte	Ökostrompreis [€/MWh]	210,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	157,000 €	
Benötigte Temperatur [°C]	175 °C	Wärmepreis [€/MWh]	70,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	18,000 €	
Benötigte Leistung [kW]	590 kW	Biomethanpreis [€/MWh]	65,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	30,000 €	
Benötigte Nutzenergie (Wärme/Kälte)*	3.258 MWh/a	Holzpelletpreis [€/MWh]	53,16 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €	
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%	Holzhackschnitzel [€/MWh]	25,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	25,000 €	
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	25,30 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingabe nutzen	50,000 €	
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Schritt 3: Gewichtung zum Entscheidungsparameter				
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Investitionssumme	Vermischbar	<	>	sehr wichtig
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Betriebskosten	Vermischbar	<	>	sehr wichtig
Marktreife der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>	Platzbedarf	Vermischbar	<	>	sehr wichtig
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	CO ₂ -Emissionen	Vermischbar	<	>	sehr wichtig

* Es wird unterstellt, dass der Prozess in gärrer ersetzt wird. Eine anteilige Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.			
	Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Holzhackschnitzelkessel	Holzpelletkessel	Biogas BW-Kessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C
Energiequelle	Holzhackschnitzel	Holzpellets	Biomethan
Realisierbare Vollbenutzungstunden	7.500 VBh/a	7.500 VBh/a	8.000 VBh/a
Nutzungsdauer	15 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
Spez. Investition	272 €/kW	305 €/kW	121 €/kW
Gesamtinvestition	160.552 €	179.921 €	71.599 €
Gewinn/Lie	0,80	0,85	0,87
Wirkungsgrad / COP	4.072,5 MWh/a	3.832,9 MWh/a	3.744,8 MWh/a
Endenergiebezug	112.446 €/a	215.317 €/a	246.562 €/a
Betriebs- und Wartungskosten	3,5 ct/kWh	6,6 ct/kWh	7,6 ct/kWh
Spez. Betriebskosten	3,5 ct/kWh	6,6 ct/kWh	7,6 ct/kWh
Gewinn/Lie	3- Energiekosten zzgl. Attraktivität aus VDI 2067	3- Energiekosten zzgl. Attraktivität aus VDI 2067	3- Energiekosten zzgl. Attraktivität aus VDI 2067
Wärmegestehungskosten	3,9 ct/kWh	7,1 ct/kWh	7,7 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq)	109,96 t/a	103,49 t/a	569,21 t/a
Platzbedarf	34,3 m ² Kessel + Hochschnittzeller Im Gebäude Freifläche	20,8 m ² Kessel + Pelletlager Im Gebäude Freifläche	14,8 m ² Kessel Im Gebäude Freifläche
Fleichenart	3- Vergleich: 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenmarkt	3- Vergleich: 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenmarkt	3- Vergleich: mit 20 Fuß Containerlösung
Gewinn/Lie			

Abbildung 37: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Dampfbereitstellung

Schritt 1: Kriterien & Evaluation des Prozesses		Schritt 2: Energieausprägung		Individuelle Eingabe von Preisen	
Prozessart	<input checked="" type="radio"/> Wärme <input type="radio"/> Kälte			210,00 €	107,000 €
Benötigte Temperatur [°C]	50 °C			70,00 €	16,300 €
Benötigte Leistung [kW]	150 kW			65,00 €	15,100 €
Benötigte Nutzenergie (Wärme/Kälte) *	615 MWh/a			53,16 €	50,090 €
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%			25,00 €	12,600 €
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>			25,30 €	50,000 €
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>				
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>				
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>				
Markteffizienz der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>				
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>				

* Es wird unterstellt, dass der Prozess in ganze ersetzt wird. Eine aneignete Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Schritt 3: Gewichtung nach Entscheidungsprioritäten		Investitionssumme		Betriebskosten		Platzbedarf		CO ₂ -Emissionen	
Vermachlässigbar	<	Vermachlässigbar	<	Vermachlässigbar	<	Vermachlässigbar	<	Vermachlässigbar	<
sehr wichtig	>	sehr wichtig	>	sehr wichtig	>	sehr wichtig	>	sehr wichtig	>

Ergebnis: Nachstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.		Top 1		Top 2		Top 3	
Technologie	Luft-Wasser-Wärmepumpe	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 80°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C
Energiequelle	Strom Umgebungsluft	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel	Holzpelletkessel
Realisierbare Vollbenutzungsdauer	7,000 VBh/a	7,500 VBh/a	7,500 VBh/a	7,500 VBh/a	7,500 VBh/a	7,500 VBh/a	7,500 VBh/a
Nutzungsdauer	18 Jahre	18 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Spez. Investition	560 €/kW	408 €/kW	408 €/kW	408 €/kW	404 €/kW	404 €/kW	404 €/kW
Gesamtinvestition	84,065 €	61.138 €	61.138 €	61.138 €	60.554 €	60.554 €	60.554 €
Gewinnigkeit	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf ungesetzten Projekten
Wirkungsgrad / COP	3,63	0,80	0,80	0,80	0,85	0,85	0,85
Endenergieverbrauch	169,4 MWh/a	768,8 MWh/a	768,8 MWh/a	768,8 MWh/a	723,5 MWh/a	723,5 MWh/a	723,5 MWh/a
Betriebs- und Wartungskosten	37.930 €/a	23.887 €/a	23.887 €/a	23.887 €/a	42.848 €/a	42.848 €/a	42.848 €/a
Spez. Betriebskosten	6,2 ct/kWh	3,9 ct/kWh	3,9 ct/kWh	3,9 ct/kWh	7,0 ct/kWh	7,0 ct/kWh	7,0 ct/kWh
Grenznutzen	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbrachte aus V01/2067
Wärmegestehungskosten	7,3 ct/kWh	4,8 ct/kWh	4,8 ct/kWh	4,8 ct/kWh	7,9 ct/kWh	7,9 ct/kWh	7,9 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq.)	0,00 t/a	20,76 t/a	20,76 t/a	20,76 t/a	15,54 t/a	15,54 t/a	15,54 t/a
Platzbedarf	14,8 m ²	18,5 m ² Kessel + Hochschneitzeller	18,5 m ² Kessel + Hochschneitzeller	18,5 m ² Kessel + Hochschneitzeller	15,9 m ² Kessel + Pelletlager	15,9 m ² Kessel + Pelletlager	15,9 m ² Kessel + Pelletlager
Flächenart	Im Gebäude Dachfläche Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche
Grenznutzen	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung	3 - Vergleich mit 20 t/aj Containerföhrung

Abbildung 38: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Heißwasserbereitstellung (Vorwärmung)

Schritt 1: Kriterien & Schätzen des Prozesses		Schritt 2: Energieausgangswerte		Individuelle Eingänge von Preisen	
Prozessart	<input checked="" type="radio"/> Wärme <input type="radio"/> Kälte	Ökostrompreis [€/MWh]	210,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	187,000 €
Benötigte Temperatur [°C]	85 °C	Wärmepreis [€/MWh]	70,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	18,300 €
Benötigte Leistung [kW]	150 kW	Biomethanpreis [€/MWh]	65,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	131,000 €
Benötigte Nutzenergie (Wärme/Kälte)*	615 MWh/a	Holzpelletpreis [€/MWh]	53,16 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	50,090 €
Kalkulatorische Kapitalkosten [%]	5%	Holzhackschnittel [€/MWh]	25,00 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	25,000 €
Wird oder soll Öko-Strom bezogen werden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Erdgaspreis Industrie [€/MWh]	25,30 €	<input checked="" type="radio"/> Standardwert oder <input type="radio"/> Individuelle Eingänge nutzen	30,000 €
Nutzbare Flächen im Gebäude vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Schritt 3: Gewöhnlich mit Energieausgangswerten			
Nutzbare Dachflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Investitionssumme	Vermachslösbar <	>	sehr wichtig
Nutzbare Freiflächen vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	Betriebskosten	Vermachslösbar <	>	sehr wichtig
Markterf. der Technologie ist zwingend?	<input checked="" type="checkbox"/>	Platzbedarf	Vermachslösbar <	>	sehr wichtig
Abwärme zur Kälteerzeugung vorhanden?	<input checked="" type="checkbox"/>	CO ₂ -Emissionen	Vermachslösbar <	>	sehr wichtig

* Es wird unterstellt, dass der Prozess in ganze ersetzt wird. Eine anteilige Ersetzung ist jedoch ebenfalls möglich.

Ergebnis: Nächstehend finden Sie die drei Technologien mit der größten Übereinstimmung mit Ihren Angaben.			
	Top 1	Top 2	Top 3
Technologie	Holzhackschnittelkessel	Holzpelletkessel	Elektrokessel
Einsatzbereich	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 500°C	Wärme 20°C bis 160°C
Energiequelle	Holzpellets	Holzpellets	Strom
Realisierbare Vollbenutzungsdauern	7.500 VBh/a	7.500 VBh/a	8.000 VBh/a
Nutzungsdauer	15 Jahre	15 Jahre	20 Jahre
Spz. Investition	408 €/kW	404 €/kW	464 €/kW
Gesamtinvestition	61.138 €	60.554 €	69.554 €
Grenzwert	2 - Aus einer Studie basierend auf umgesetzten Projekten	2 - Aus einer Studie basierend auf umgesetzten Projekten	3 - Basierend auf Rechnungen aus der Literatur
Wirkungsgrad / COP	0,80	0,85	1,00
Endenergiebezug	708,8 MWh/a	723,5 MWh/a	615,0 MWh/a
Betriebs- und Wartungskosten	23.887 €/a	42.848 €/a	131.487 €/a
Spz. Betriebskosten	3,9 ct/kWh	7,0 ct/kWh	21,4 ct/kWh
Grenzwert	3 - Energiekosten zzgl. Mitbräute aus VO 2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbräute aus VO 2067	3 - Energiekosten zzgl. Mitbräute aus VO 2067
Wärmegestehungskosten	4,8 ct/kWh	7,9 ct/kWh	22,3 ct/kWh
CO₂-Emission (CO₂-Äq)	20,76 t/a	19,54 t/a	0,00 t/a
Platzbedarf	18,5 m ² Kessel + Hackschnittelager	15,9 m ² Kessel + Pelletlager	14,8 m ²
Flächenart	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude Freifläche	Im Gebäude
Grenzwert	3 - Vergleich 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich 20 Fuß Containerlösung zzgl. Wochenvorrat	3 - Vergleich mit 20 Fuß Containerlösung

Abbildung 39: Fallbeispiel 3 – Nutzwertanalyse Heißwasserbereitstellung (Weitererhitzung)

7.3.3 Ergebnisse

Die sich durch diese Maßnahmen verändernde Energie- und Treibhausgasbilanz ist nachstehend in Tabelle 12 aufgeführt.

	Ausgangssituation		Nach Maßnahmenumsetzung	
	Bezugsmenge	THG -Emission	Bezugsmenge	THG -Emission
Erdgas	4.870 MWh/a	978,76 t/a	0 MWh/a	0,0 t/a
Holz hackschnitzel	0 MWh/a	0,0 t/a	4.841 MWh/a	130,72 t/a
Strom (dt. Strommix)	8.218 MWh/a	3.007,94 t/a	0 MWh/a	0,0 t/a
Strom (aus PV-Anlage)	0 MWh/a	0,0 t/a	254 MWh/a	0,0 t/a
Strom (Ökostrombezug)	0 MWh/a	0,0 t/a	8.134 MWh/a	0,0 t/a
Σ		3.986,70 t/a		130,72 t/a

Tabelle 12: Fallbeispiel 3 – Energie- und THG-Bilanz: Vor und nach Maßnahmenumsetzung

Durch die Umstellung der Energiebereitstellung und -beschaffung, können die THG-Emissionen um 96,7 % auf verbleibende 130,7 t/a reduziert werden. Die verbleibende Emission liegt in der Verbrennung der Holz hackschnitzel begründet. Ebenfalls kann unter anderem durch die Eigenstromerzeugung mittels PV-Anlagen die extern zu beziehende Endenergiemenge um 113 MWh/a gegenüber der Ausgangssituation gesenkt werden.

Eine Zusammenfassung der betrachteten Maßnahmen zeigt die nachstehende Tabelle 13. In dieser werden die nötigen Investitionsaufwendungen, sowie die Energiegestehungskosten mit den entsprechenden Energiemengen aufgeführt.

	Energiegestehungskosten			
	Energiemenge	Vorher	Nachher	Investition
Dampferzeugung mittels Holzhackschnitzel	3.258 MWh/a	2,96 ct/kWh	3,93 ct/kWh	160,6 T€
Heißwasser: Vorwärmung über Luft/Wasser-WP	615 MWh/a	3,57 ct/kWh	7,34 ct/kWh	84,1 T€
Heißwasser: Weitererhitzung mittels Holzhackschnitzel	615 MWh/a	3,57 ct/kWh	4,84 ct/kWh	61,1 T€
Verdrängung des Netzbezuges mit PV-Strom	254 MWh/a	19,00 ct/kWh	13,13 ct/kWh	267,0 T€
Umstellung des Strombezuges auf Ökostrom	8.134 MWh/a	19,00 ct/kWh	21,00 ct/kWh	0,0 T€
Σ				572,8 T€

Tabelle 13: Fallbeispiel 3 – Zusammenfassung der Maßnahmen

Für die aufgezeigte THG-Emissionsminderung ist bei Umsetzung der betrachteten Maßnahmen mit einem gesamten Investitionsaufwand von ca. 572.800 € zurechnen. Bei den anfallenden Investitionsaufwänden wurden jeweils Förderungen unberücksichtigt gelassen. Diese individuell zu betrachtenden Förderungen können die in Tabelle 14 einzeln aufgeschlüsselten THG-Vermeidungskosten je Maßnahme zusätzlich verringern.

Tabelle 14 zeigt zusätzlich zu den THG-Vermeidungskosten auch die THG-Emissionsreduzierung der Maßnahmen. Zusammenfassend resultieren aus der THG-Vermeidung Mehrkosten in Höhe von rund 210.300 €/a. Bei einer Senkung der THG-Emissionen um 3.855,98 t/a resultieren daraus spezifische THG-Vermeidungskosten von rund 55 €/t.

Im Bereich des Ökostromes ist fraglich, zu welchen Preisen dieser, bei vermehrtem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung und gleichzeitig steigender Nachfrage, in Zukunft beziehbar ist. Ebenso könnte hier argumentiert werden, dass die Klimaneutralität des Strommixbezuges bei zunehmendem Aus-

bau erneuerbarer Erzeuger von selbst erreicht würde und somit eine Umstellung überflüssig würde. Bei Bezug der Holzhackschnitzel ist aufgrund des begrenzten Wald- und damit verbundenen Holzangebots mit Engpässen und Preissteigerungen zurechnen, wenn großflächig auf die Nutzung von Holz als erneuerbare Energiequelle zurückgegriffen wird.

	THG-Ein- sparung	THG-Vermei- dungskosten	Rest- emission	Spez. THG-Ver- meidungskosten
Dampferzeugung mittels Holzhackschnitzel	848,04 t/a	31.603 €/a	109,96 t/a	73 €/t
Heißwasser: Vorwärmung über Luft/Wasser-WP		23.186 €/a	0,00 t/a	
Heißwasser: Weitererhitzung mittels Holzhackschnitzel		7.811 €/a	20,76 t/a	
Verdrängung des Netzbezu- ges mit PV-Strom	92,96 t/a	-14.910 €/a	0,00 t/a	- 160 €/t
Umstellung des Strombezuges auf Ökostrom	2.914,98	162.680 €/a	0,00 t/a	56 €/t
Σ	3.855,98 t/a	210.370 €/a	130,72 t/a	55 €/t

Tabelle 14: Fallbeispiel 3 – Gesamtübersicht der THG-Vermeidung und deren Mehrkosten

7.3.4 Exkurs: Nutzung einer Photovoltaikanlage als Eigenstromerzeuger

Abweichend von der Systematik, die schon bestehenden Energieumwandlungsanlagen durch Technologien mit geringeren THG-Emissionen zu substituieren, wurden bei diesem Fallbeispiel die noch überwiegend freien Dachflächen des Standortes mittels Photovoltaikanlagen nutzbar gemacht. Dies wurde vorgelagert untersucht, da einige Substitutionstechnologien diesen PV-Strom nutzen können. Für den Fall, dass der durch Substitutionstechnologien bedingte zusätzliche Strombedarf geringer ist als die PV-Stromerträge, dient der übrige PV-Strom der Verdrängung des Stromnetzbezuges.

Die Betrachtung dieser PV-Stromnutzung wird auch deshalb durchgeführt, weil die Dachflächen von Industriebetrieben ein riesiges Potential bieten und weil die Erzeugung des PV-Stroms zum Eigenbedarf wirtschaftlich sehr lohnend ist.

Die Summe der Dachfläche wird in diesem Beispiel mit 10.000 m² angenommen. Von dieser Fläche ist etwa die Hälfte für PV-Anlagen nutzbar, wobei Rahmenbedingungen wie bspw. die Tragfähigkeit des Daches beachtet werden müssen. Demnach stehen 5.000 m² Dachfläche für die PV-Anlagen zur Verfügung. Bei der Montage der Module wurde eine feste und nach Süden ausgerichtete Aufständerung mit einem Anstellwinkel von 30° gewählt, um einen größtmöglichen Energieertrag zu erhalten. Zur Vermeidung der Verschattung von Modulen ab der zweiten Reihe ist der Abstand der Modulreihen so zu wählen, dass der Schattenwurf der vorderen Reihe gerade nicht mehr die dahinterliegende Reihe trifft. [36] [133]

So könnten auf einer potenziell nutzbaren Dachfläche von 5.000 m² insgesamt 1.127 Module mit einer Modulfläche von jeweils 1,66 m² aufgestellt werden. Dies entspricht einer gesamten Photovoltaikfläche von etwa 1.871 m². Bei ca. 7 m²/kWp für monokristalline Siliziummodule resultiert daraus eine installierte PV-Leistung von rund 267 kWp. [36, p. 251] Der gemittelte spezifische Jahresstromertrag kann mit dem Jahresmittelwert für eine in Deutschland befindliche und korrekt ausgerichtete PV-Anlagen von 950 kWh/kWp angesetzt werden. [36, p. 252] In dem vorliegenden Fallbeispiel folgt daraus ein jährlicher Stromertrag von rund 253,7 MWh. Der jährliche Stromertrag kann über eine Nutzungsdauer von typischerweise 20 Jahren generiert werden. Je nach Hersteller werden auch Nutzungsdauern von 25 oder 30 Jahren angegeben. [36, p. 254] Hier wird für die Bewertung eine Nutzungsdauer von 25 Jahren angenommen.

Wie in Kapitel 4.1.1 aufgezeigt sind die Investitionsaufwendungen für PV-Anlagen stark von der Größe abhängig. Im Beispiel wird ein Wert von 1.000 €/kWp angenommen, dies entspricht einer Investitionsaufwendung von rund 267.000 €. Die laufenden Kosten betragen gerundet 6.410 €/a und setzen sich aus Kosten für Reinigung, Versicherung und Wartung zusammen. Die Reinigung kann bei größeren Anlagen mit 1,5 €/m² Modulfläche angenommen werden. Bei der Versicherungsprämie ist ein Richtwert ein jährlicher Betrag in Höhe von ca. 0,35 % der Investitionssumme. Die Reinigung und Versicherung ergänzend fallen Kosten für die Wartung der Anlagen an. Diese kann mit einer jährlichen Pauschale von 10 €/kWp angenommen werden. [134]

Nach der Berechnung der jährlichen Stromerträge, der Investitionsaufwendung und der laufenden Kosten können entsprechend Kapitel 0 unter Zuhilfenahme des vorgestellten Berechnungstools die Stromgestehungskosten berechnet werden. Bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren und kalkulatorischen Kapitalkosten von 5 % können die jährlichen 253,7 MWh zu 105,26 €/MWh bereitgestellt werden. Dieser Wert versteht sich zuzüglich der aktuell nach § 61b Abs. 1 EEG anteilig anfallenden EEG-Umlage bei der Eigenversorgung aus erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Für das Jahr 2021 betragen die Stromgestehungskosten des PV-Strom in dieser Beispielrechnung 131,26 €/MWh und können annahmegemäß zu 100 % selbst bezogen werden, da die Maximalleistung der PV-Anlage unter der Strombedarfsgrundlast des Beispielunternehmens liegt. [135]

Transformationspfad – Klimaneutrale Ernährungs- industrie 2030

Mit den Daten aus den zuvor genannten Kapitel wird in diesem Abschnitt abschließend ein Transformationspfad für eine klimaneutrale Ernährungsindustrie bis 2030 entwickelt. Dieser basiert auf Annahmen und Abschätzungen und ist daher mit hoher Ungenauigkeit behaftet. Zudem sind für eine erfolgreiche Umsetzung innerhalb der kommenden neun Jahre hohe Investitionen und ein uneingeschränkter politischer sowie unternehmerischer Wille zur Dekarbonisierung notwendig.

Dem nachfolgend dargestellten Transformationspfad liegen folgende Annahmen zugrunde:

- In den kommenden neun Jahren kann der Strombedarf durch effizienzsteigernde Maßnahmen um jährlich 1 % reduziert werden.
- In den kommenden neun Jahren kann der Wärmebedarf durch effizienzsteigernde Maßnahmen (z.B. durch Wärmeintegration) um jährlich 5 % reduziert werden.
- Der Bedarf an Fernwärme wird nur geringfügig um jährlich 1 % gesteigert und zur Bereitstellung von Raumwärme verwendet.
- Der Einsatz von nachhaltiger Biomasse und Biogas steigt durch eine begrenzte Verfügbarkeit und der Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion sowie durch eine steigende Nachfrage in Sektoren mit höheren Temperaturen nur geringfügig um jährlich 1 %. Diese wird nur zur Bereitstellung von Wärme auf höherem Temperaturniveau (>150 °C) genutzt (siehe auch Anmerkungen zu den Wärmepumpen).

Diese Annahme steht teilweise im Widerspruch zu den Ergebnissen der Fallbeispiele, da hier in der Regel der Einsatz von Biomasse als wirtschaftlich sinnvollste Alternative zur Bereitstellung von Prozesswärme identifiziert wurde. Die Annahme folgt jedoch dem in [136] diskutierten Szenario eines moderaten Wirtschaftswachstums durch eine begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse in der Industrie.

- Nach Puschnigg et al. [111] teilt sich der Wärmebedarf der deutschen Ernährungsindustrie in 45 % < 100 °C, 39 % zwischen 100 - 150 °C und 16 % zwischen 150 - 200 °C auf.
- Der Rückgang des Einsatzes von fossilen Energieträgern wird bis 2030 als lineare Degression bis auf einen Wert von 0 GJ angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist die Zielvorgabe, bis 2030 einen klimaneutralen Betrieb zu ermöglichen.
- Ausstieg aus der Wärmeerzeugung mit Kohle bis 2025.
- Die Wärmebereitstellung bis 150 °C erfolgt mittels Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 3. Der Wärmebedarf wird daher durch die Energieträger Umweltwärme und erneuerbaren Strom gedeckt.
- Die verbleibende Wärmebereitstellung auf höherem Temperaturniveau (> 150 °C) erfolgt strombasiert auf Basis erneuerbarer Energien.
- Fernwärme und Biomasse/Biogas werden klimaneutral bereitgestellt oder Restemissionen kompensiert.

Hieraus folgt für die Entwicklung des Energiebedarfs der Ernährungsindustrie nach Energieträgern der in Abbildung 40 dargestellte drastische Wechsel weg von fossilen Energieträgern hin zu einer weitestgehend strombasierten Wärmeversorgung.

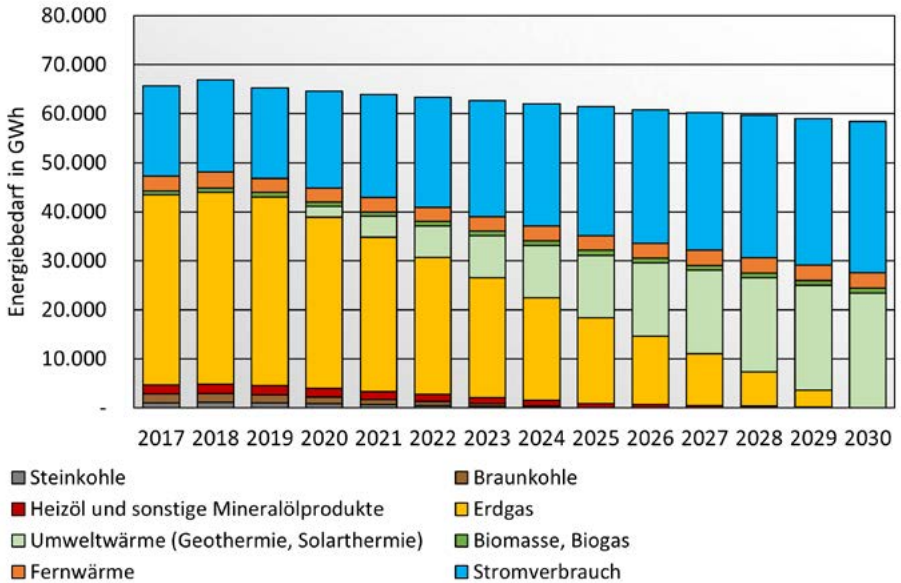


Abbildung 40: Endenergiebedarf nach Energieträgern eines radikalen Transformationspfades in der Ernährungsindustrie hin zur Klimaneutralität bis 2030

Die strombasierte Wärmebereitstellung ist notwendig, da wie in Kapitel 2.3 dargelegt, nach Bewertung des IPCC nur erneuerbarer Strom sowie Solarthermie und Geothermie treibhausgasfrei sind. Grundlage aller Bestrebungen hin zu einer klimaneutralen Ernährungsindustrie ist somit ein radikaler Ausbau von Windkraft, Photovoltaik und Speichertechnologien sowie eine Anpassung der regulatorischen Randbedingungen. Da erneuerbarer Strom der ökologisch sinnvollste Energieträger ist, sollte dieser auch ökonomisch den klimaschädlicheren Alternativen bevorzugt werden.

Unter Berücksichtigung der angenommenen Energiegestehungskosten nach Anhang A 4 resultiert die in Abbildung 40 skizzierten radikalen Umstellung

auf klimaneutrale Energieträger zu der in Abbildung 41 dargestellten Entwicklung der Energiekosten für die Ernährungsindustrie in Mio. €/a. Die Energiegestehungskosten wurden dabei aus den Fallbeispielen abgeleitet, aus der Literatur entnommen oder mit dem in Kapitel 6 beschriebenen Excel-Tool für typische Brennstoffpreise berechnet. Wo keine historischen Werte zugeordnet werden konnten, wurden Annahmen getroffen. Für Steinkohle, Braunkohle und Erdgas wurde ab 2021 von einer jährlichen Preissteigerung um 5 % ausgegangen, für Heizöl und Biomasse von einer Preissteigerung von 3 %. Für die Stromkosten wurde im Referenzfall von konstanten Strompreisen von 21 ct/kWh ausgegangen. Dieser Wert wurde in drei Szenarien zwischen +5 %, -2 % und -5 % variiert.

Nach Abbildung 41 fällt der Anstieg der Energiekosten im Referenzszenario überraschend moderat aus. Dies resultiert aus dem in Abbildung 40 ersichtlichen starken Einsatz von Umweltwärme (Einsatz von Wärmepumpen). Dadurch steigen der Strombedarf und auch die Stromkosten nur moderat an. Wenn der in Abbildung 40 dargestellte Einsatz von Umweltwärme nicht umgesetzt wird, sondern stattdessen andere Energieträger eingesetzt werden müssen, könnte es zu einem drastischen Anstieg der Energiekosten führen.

Aus den drei dargestellten Szenarien für eine unterschiedliche Entwicklung der Strompreise wird deutlich, dass die Strompreise durch die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung einer der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Energiekosten darstellen. Bei einer Strompreisreduktion um jährlich etwa -2 % bis 2030 könnten die Energiekosten auf dem Niveau von 2021 gehalten und mittelfristig sogar geringfügig reduziert werden. Ein weiterer Strompreisanstieg würde zu einem Anstieg der Energiekosten führen, der zu einer Verlangsamung der Energiewende und einem Wettbewerbsnachteil der inländischen Industrie führen könnte.

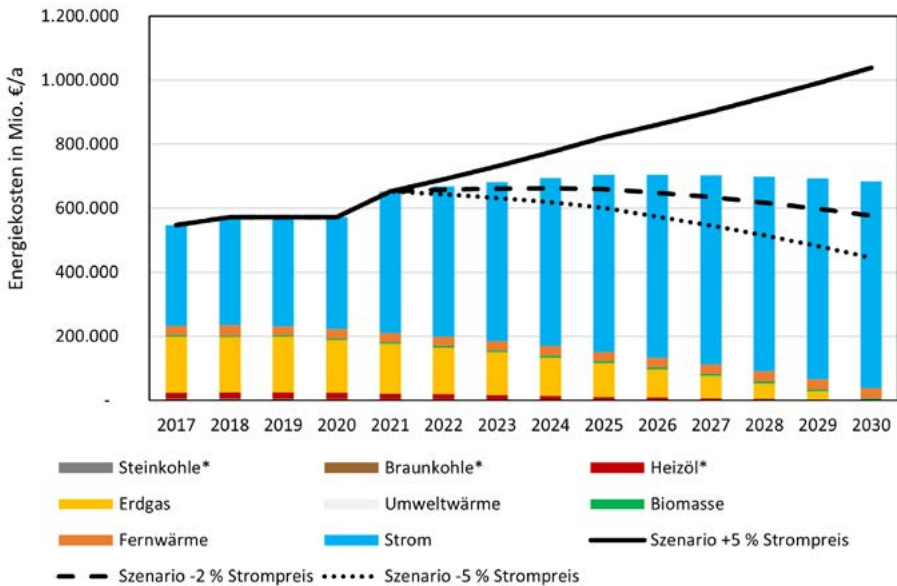


Abbildung 41: Entwicklung der Energiekosten der Ernährungsindustrie für den in Abbildung 40 dargestellten Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2030 unter Berücksichtigung der in Anhang A 4 angenommenen Gesteigungskosten

An dieser Stelle muss betont werden, dass es sich dabei um ein Gedankenexperiment und keine reale Energiepreisprognose handelt. Die Entwicklung der Energiemärkte und der politisch diskutierten Anpassungen von Steuern und Umlagen der Energieträger ist mit großen Ungenauigkeiten behaftet und kann in diesem Leitfaden nicht detaillierter betrachtet werden. Insgesamt wird jedoch deutlich, dass nur durch eine konsequente Nutzung von Umweltwärme – und damit eine Reduzierung des Gesamtstrombedarfs – die Energiekosten von Industriebetrieben auf einem wettbewerbsfähigen Niveau gehalten werden können. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass der Strompreis auf dem Niveau von 2021 verbleibt oder reduziert wird, damit die inländische Industrie auch weiterhin wettbewerbsfähig produzieren kann.

Fazit und Ausblick

Zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung auf möglichst 1,5 °C ist eine schnelle Reduzierung der globalen Treibhausgasemissionen in allen Sektoren hin zur Klimaneutralität notwendig. Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt bis 2045 klimaneutral zu wirtschaften und ab 2050 der Atmosphäre mehr Kohlenstoffdioxid (CO₂) zu entziehen als emittiert wird. Auch die Industrie muss zur Erreichung der nationalen Klimaziele ihre Produktion auf eine klimaneutrale Energiebereitstellung umstellen. Mehr als 70 % des Energiebedarfs der Industrie werden zur Wärmebereitstellung benötigt. Das Gelingen der Energiewende ist daher unmittelbar mit der Dekarbonisierung der industriellen Wärmeversorgung verknüpft.

In diesem Leitfaden wurde eine Umstellung von Betrieben der Ernährungsindustrie auf eine möglichst klimaneutrale Produktion untersucht. Die Ernährungsindustrie ist eine der größten Branchen des verarbeitenden Gewerbes in Deutschland und Erdgas (58 %) und Strom (28 %) sind derzeit ihre wichtigsten Energieträger. Da der Wärmebedarf der Ernährungsindustrie in der Regel bei Temperaturen unterhalb von 200 °C vorliegt, eignet sich die Branche gut als Demonstrationsbeispiel.

Bewertungsverfahren für Klimaneutralität und die Struktur der Ernährungsindustrie wurden in den Kapiteln 2 und 3 vorgestellt. Erwähnenswert sind hier die Emissionsfaktoren, die in dem international anerkannten Greenhouse-Protocol empfohlen werden: Demnach sind nur Strom aus erneuerbaren Energien und die Nutzung von Solar- oder Geothermie treibhausgasfrei. Bei Nutzung von Biomasse oder Biogas entstehen Treibhausgase, die kompensiert werden müssen.

In Kapitel 4 wurden die wichtigsten Technologien zur klimafreundlichen Bereitstellung von Strom, Wärme und Kälte kurz vorgestellt. Unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.3 diskutierten Emissionsfaktoren potenzieller Energieträger wird deutlich, dass nur Technologien auf Basis von Erneuerbarem Strom oder ausgewählte biogene Energieträger zu einer deutlichen Reduzierung von THG-Emissionen führen können. Grüner Wasserstoff (und andere synthetische Gase) können durch den Einsatz von Erneuerbarem Strom erzeugt werden und wären somit eine klimaneutrale Alternative. Da die Herstellung aber mit Umwandlungsverlusten behaftet ist und die benötigten Temperaturen der Ernährungsindustrie auch durch den direkten Einsatz von Erneuerbarem Strom z.B. im Elektrodenkessel erreicht werden können, wird der Einsatz von Wasserstoff in diesem Leitfaden nicht weiter untersucht. Prinzipiell eignen sich aber auch Wasserstoff und synthetische Gase für eine klimaneutrale Energieversorgung.

Zur Umsetzung eines klimaneutralen Betriebes sollten Treibhausgasemissionen zunächst vermieden, wo nicht vermeidbar reduziert und wo nicht weiter reduzierbar kompensiert werden. Kompensation sollte erst dann genutzt werden, wenn alle Möglichkeiten einer Verringerung der betrieblichen Emissionen ausgeschöpft wurden. Entsprechend des Grundsatzes „Efficiency First“ können Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz den Energiebedarf eines Unternehmens zum Teil erheblich reduzieren. Dieser vermiedene Energiebedarf muss anschließend auch nicht durch den Einsatz klimaneutraler Energieträger gedeckt werden. Eine wichtige Maßnahme zur Reduzierung des Wärmebedarfs ist die in Kapitel 5 vorgestellte Optimierung der Nutzung von Abwärme mit Hilfe der Methode der Wärmeintegration.

Das im Rahmen dieses Leitfadens erstellte Excel-Tool wird in Kapitel 6 beschrieben. Es kann als Hilfestellung zur Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung von Industriebetrieben genutzt werden. Mit dem Tool kann zunächst eine vereinfachte Treibhausgasbilanz von Scope 1 und Scope 2

Emissionen durchgeführt werden. Anschließend können anhand einer Prozess-Technologie-Matrix mögliche Technologien zur Bereitstellung von klimaneutraler Wärme und Kälte für die im eigenen Betrieb vorkommenden Prozesse identifiziert werden. Im dritten Schritt kann eine Nutzwertanalyse für die in Frage kommenden Technologien durchgeführt werden. Ein vierter Schritt ermöglicht die wirtschaftliche Bewertung der Maßnahmen und deren Vergleich mit dem derzeitigen Stand. Diese Schritte können auch für Teilprozesse mit unterschiedlichen Temperaturniveaus durchgeführt werden.

In Kapitel 7 wurde in drei Fallbeispielen die Umstellung auf möglichst klimaneutrale Energieträger mit Hilfe des Excel-Tools aus Kapitel 6 untersucht. Es wird deutlich, dass die Erreichung von Klimaneutralität bis 2030 möglich, aber in der Regel mit hohen Zusatzkosten für die Betriebe verbunden ist, die einen gravierenden Wettbewerbsnachteil darstellen können. Bei den Einzelfallbetrachtungen wird mit den jeweils gewählten Randbedingungen immer der Holzhackschnitzelkessel als erste Alternative vorgeschlagen. Dies ist sicherlich nicht auf alle Betriebe übertragbar (siehe Anmerkungen zur Biomasse). Bei starker Nachfrage des Marktes für Holzhackschnitzel, wird der Preis für Holzhackschnitzel steigen und die Maßnahmen wirtschaftlich weniger interessant.

Ein zweiter wichtiger Aspekt ist hier das methodische Vorgehen. Um die Fallbeispiele überschaubar zu halten, wurden für die Deckung der Wärmebedarfe nicht die unterschiedlichen Temperaturniveaus berücksichtigt. Das in der Ernährungsindustrie verbreitete Konzept der Bereitstellung der gesamten Wärme über ein zentrales System wurde somit beibehalten. Hierdurch bestimmt jedoch der Wärmebedarf mit der höchsten Temperatur die Anlage. In Zukunft wird es sicherlich sinnvoll sein, die Wärme bis 60 °C, 90 °C oder sogar 120 °C mit verschiedenen Systemen bereitzustellen, z.B. mit Wärmepumpen. Nur die kleine Wärmemenge mit Temperaturen über 120 °C müsste dann noch zum Beispiel durch Biomasse oder einen Elektrodenkessel gedeckt werden.

Ein möglicher Transformationspfad für die deutsche Ernährungsindustrie wird in Kapitel 8 beschrieben und diskutiert. Hier fließen auch Erkenntnisse aus anderen Studien ein, die sich mit Transformationspfaden beschäftigen haben. Der im vorherigen Ansatz erläuterte Ansatz, verschiedene Anlagen zur Bereitstellung von Wärme mit unterschiedlichem Temperaturniveau einzusetzen, wurde ebenfalls berücksichtigt. Die Szenarien zeigen, dass eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Ernährungsindustrie in 2030 möglich ist. Die Transformation funktioniert aber nur bei zügigem Handeln und uneingeschränkten politischen sowie unternehmerischen Wille zur Dekarbonisierung.

Grundvoraussetzung für eine klimaneutrale Ernährungsindustrie in 2030 ist ein zügiger Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie die Bereitstellung von ausreichenden Mengen an klimafreundlichen Brennstoffen wie Biomasse. Um die finanzielle Belastung zu mildern, müssen Steuern und Umlagen auf Strom und klimafreundliche Energieträger soweit wie möglich reduziert werden. Nur so kann die Ernährungsindustrie auch in 2030 bei einem klimaneutralen Betrieb wirtschaftlich produzieren und somit wettbewerbsfähig bleiben.

Literaturverzeichnis

- [1] IPCC, „Global Warming of 1,5 °C“, 2018.
- [2] BMWI, „Energiedaten: Gesamtazsgabe“, 2021.
- [3] J. Meyer, M. Kruska, H.-G. Kuhn, B.-U. Sieberger und P. Bonczek, „Rationelle Energienutzung in der Ernährungsindustrie“, Vieweg, Braunschweig, Wiesbaden, 2000.
- [4] J. Meyer, K. Barzantny, P. Bonczek, E. König, R. Meißner, C. Niesen, A. Schäfer, A. Schubert-Dahmen, A. Simon-Tönges, A. Trautmann, M. Werner und F. Wienecke, „Steigerung der Ressourceneffizienz in der Ernährungswirtschaft“, MKULNV NRW, Düsseldorf, 2014.
- [5] C. A. Ramírez, M. Patel und K. Block, „How much energy to process one pound of meat? A comparison of energy use and specific energy consumption in the meat industry of four European countries“, Energy, pp. 2047-2063, 2006.
- [6] L. Wang, „Energy efficiency technologies for sustainable food processing.“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 57 (2016): 393-411., 2014.
- [7] B. Schmitt, F. Pag, L. Wimmer, I. Best, D. Ritter und K. Vajen, „Leitfaden zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Ernährungsindustrie – Aufbereitung branchenspezifischer Informationen zu Prozess- und Anlagentechnik, Integrationsmöglichkeiten und Nutzungspotentialen solarer Prozesswärme“, Kassel, 2015.

- [8] B. Schmitt, D. Ritter und F. Giovannetti, **„Mit Solarthermie Abläufe in Industrie und Gewerbe unterstützen“**, Kassel, 2017.
- [9] F. J. Barba, M. Gavahian, I. Es, Z. Zhu, F. Chemat, J. M. Lorenzo und A. M. Khaneghah, **„Solar radiation as a prospective energy source for green and economic processes in the food industry: From waste biomass valorization to dehydration, cooking, and baking“**, Journal of cleaner production, pp. 1121-1130, 2019.
- [10] S. Gühl, M. Schwarz und M. Schimmel, **„Energiewende in der Industrie – Branchensteckbrief der Nahrungsmittelindustrie“**, Navigant Energy Germany GmbH, Köln, 2019.
- [11] BVE, Ökotec, EnerSuma, ifeu, **„Das PlusPlus-Prinzip“**, 2021. [Online]. Available: <https://plusplusprinzip.de/>. [Zugriff am 09 12 2021].
- [12] IPCC, **„Annex I: Glossary“**, 2018. [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_AnnexI_Glossary.pdf. [Zugriff am 20 05 2021].
- [13] IPCC, **„Climate Change 2014: Synthesis Report, 5th Assessment Report“**, Genf, Schweiz, 2014.
- [14] WBCSD, WRI, **„The Greenhouse Gas Protocol, A Corporate Accounting and Reporting Standard“**, 2015. [Online]. Available: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>. [Zugriff am 20 05 2021].

- [15] DIN EN ISO 14064-1, „**Treibhausgase – Teil 1: Spezifikation mit Anleitung zur quantitativen Bestimmung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und Entzug von Treibhausgasen auf Organisationsebene**“, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2018.
- [16] G. Ratjen, „**Carbon Footprints für Unternehmen und Produktion**“, Ökotec Energiemanagement GmbH, 19.03.2021.
- [17] GUTcert, „**PAS 2060 – Vom Carbon Footprint zur Klimaneutralität**“, [Online]. Available: <https://www.gut-cert.de/news-reader/news-2020-05-pas-2060-vom-carbon-footprint-zur-klimaneutralitaet>. [Zugriff am 26 05 2021].
- [18] ecoact, „**PAS 2060 The ideal standard for carbon neutrality**“, [Online]. Available: <https://info.eco-act.com/hubfs/0%20-%20Downloads/PAS%202060/PAS%202060%20factsheet%20EN.pdf>. [Zugriff am 26 05 2021].
- [19] Greenhouse Gas Protocol, „**Corporate Standard Calculation Tool**“, [Online]. Available: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard>. [Zugriff am 01 11 2021].
- [20] Landesamt fürUmwelt Brandenburg (LfU), „**CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern**“, LfU, Potsdam, 2018.
- [21] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), „**Informationsblatt CO₂-Faktoren – Bundessförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft**“, Bafa, Eschborn, 01.11.2021.

- [22] International Energy Agency (IEA), „**Voluntary Carbon Offsets**“, [Online]. Available: https://ieaghg.org/docs/general_publications/Carbon%20Offsetsweb.pdf. [Zugriff am 17 06 2021].
- [23] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „**CO₂-Kompensation durch Unternehmen**“, [Online]. Available: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Umwelt/Nachhaltigkeit/Leitfaden-CO2-Kompensation-durch-Unternehmen-barrierefrei.pdf. [Zugriff am 15 06 2021].
- [24] RP-Energie-Lexikon, „**CO₂-frei**“, 2020. [Online]. Available: https://www.energie-lexikon.info/co2_frei.html. [Zugriff am 20 05 21].
- [25] Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V. (BVE), „**Jahresbericht 2020/21**“, Berlin, Brüssel, 2021.
- [26] B. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „**Energiewende in der Industrie, Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor, Branchensteckbrief der Nahrungsmittelindustrie**“, Berlin, 2019.
- [27] T. Becker, „**Die Wertschöpfungskette bei Lebensmitteln**“, in Skript, Universität Hohenheim, 2003.
- [28] Statistisches Bundesamt, „**Jahresbericht für Betriebe im Verarb. Gewerbe**“, 2019.
- [29] Europäische Kommission, „**EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS)**“, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_de. [Zugriff am 22 September 2021].

- [30] Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle, „Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2018“, Berlin, Stand 02.05.2019.
- [31] BEHG, „Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz)“, 2019. [Online]. Available: <http://www.gesetze-im-internet.de/behg/BEHG.pdf>. [Zugriff am 22 August 2020].
- [32] UBA, „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2016.
- [33] H. D. Tscheuschner, Hrsg., „Grundzüge der Lebensmitteltechnik“, Hamburg: B. Behr’s Verlag GmbH & Co. KG, 2004.
- [34] SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP, „Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021-2025“, Berlin, 24.11.2021.
- [35] M. Kaltschmitt, W. Streicher und W. Wiese, „Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte“, Berlin: Springer-Verlag GmbH, 2020.
- [36] V. Wesselak, T. Schabbach, T. Link und J. Fischer, „Handbuch Regenerative Energietechnik“, Nordhausen: Springer-Verlag, 2017.
- [37] V. Quaschnig, „Erneuerbare Energien und Klimaschutz“, Hanser, 2020.
- [38] C. Märtel, „Die Kosten für eine Photovoltaikanlage“, 26.05.2021. [Online]. Available: <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten>. [Zugriff am 27.07.2021].

- [39] F. Sattlberger und C. Daniel, „**Kosten von Photovoltaikanlagen**“, 01 10 2021. [Online]. Available: <https://www.dachgold.at/photovoltaik-kosten/>. [Zugriff am 27 07 2021].
- [40] C. Kost, S. Shammungam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl, „**Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien**“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021.
- [41] Bundesverband Kleinwindanlagen BVKW e.V., „**Definition Kleinwindanlagen**“, [Online]. Available: <https://bundesverband-kleinwindanlagen.de/definition-kleinwindanlagen/>. [Zugriff am 26 10 2021].
- [42] Bundesverband WindEnergie e.V., „**Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen - Bildung von Kategorien / Anforderungen an technische Angaben**“, Reiner Lemoine Institut, Berlin, 2021.
- [43] Anlage 1, Nr. 1.6, 4. BImSchV, **Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung** vom 31. Mai 2017 (BGBl. I S. 1440), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. Januar 2021 (BGBl. I S. 69) geändert worden ist.
- [44] Bundesverband Kleinwindanlagen BVKW e.V., „**Grundzüge des Bauordnungsrecht**“, [Online]. Available: <http://bundesverband-kleinwindanlagen.de/rechtliches/bauordnungsrecht/>. [Zugriff am 26 10 2021].
- [45] E. Hau, „**Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit**“, Kreilling: Springer-Verlag GmbH, 2016.

- [46] A.-K. Wallasch, S. Lüers und K. Rehfeldt, „**Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland**“, Deutsche WindGuard GmbH, Varel, 2015.
- [47] Bundesverband WindEnergie e.V., „**Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen**“, Berlin, 2010.
- [48] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., „**Energiespeicher – Bedarf, Technologien**“, Integration, 2. korrigierte und ergänzte Auflage Hrsg., Berlin: Springer-Verlag, 2017.
- [49] P. Kurzweil und O. K. Dietlmeier, „**Elektrochemische Speicher**“, Bd. 2. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2018.
- [50] Siemens AG, „**Vortrag Bertelsmann Energieeffizienz-Netzwerk**“, 2017.
- [51] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, „**Prozesswärme für die Industrie: Einsatz erneuerbarer Technologien abhängig von Temperaturanforderungen**“, 10 März 2016. [Online]. Available: https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2016/20160310_prozesswaerme-fuer-die-industrie-einsatz-erneuerbarer-technologien-abhaengig-von-temperaturanforderungen_17040.html. [Zugriff am 25 August 2021].
- [52] R. Paschotta, „**Sonnenkollektor**“, RP-Energie-Lexikon, 13 10 2021. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/sonnenkollektor.html>. [Zugriff am 02 11 2021].
- [53] C. Synwoldt, „**Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien**“, Malborn: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2021.

- [54] T. Schabbach und P. Leibbrandt, „**Solarthermie – Wie Sonne zu Wärme wird**“, Berlin: Springer-Verlag GmbH, 2021.
- [55] R. A. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, H. Oehler, U. Schelling und H. Schwarz, „**Energietechnik**“, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [56] I. Stober und K. Bucher, „**Geothermie**“, Berlin: Springer-Verlag, 2020.
- [57] M. Pehnt, Hrsg., „**Energieeffizienz**“, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
- [58] M. Rudolph und U. Wagner, „**Energieanwendungstechnik**“, Berlin, Heidelberg: Springer Verlag, 2008.
- [59] C. Arpagaus, F. Bless, J. Schiffmann und S. S. Bertsch, „**Review on High Temperature Heat Pumps – Market Overview and Research Status**“, Kopenhagen: International Workshop on High Temperature Heat Pumps, 09.09.2017.
- [60] C. Schäfer, „**Experimentelle Untersuchung einer 20 kW Absorptionskälteanlage bei niedrigen Heizwasserantriebstemperaturen**“, Fakultät für Ingenieurwissenschaften Lehrstuhl Energietechnik Universität Duisburg-Essen, 2017.
- [61] Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen, „**Hinweise zur Planung, Ausführung und Betrieb von Kälteanlagen und Kühlgeräten für öffentliche Gebäude**“, AMEV Lfd. Nr.: 139, Berlin, 2017.

- [62] BHKW-Informationszentrum GbR, „**KWKK.de – Adsorptionskältemaschine (AdKM)**“, 2010. [Online]. Available: https://www.kwkk.de/kwkk_technologien/adsorptionskaeltemaschine.html. [Zugriff am 16 11 2021].
- [63] M. Kaltschmitt, „**Energie aus Biomasse**“, Berlin: Springer Verlag, 2016.
- [64] RP-Energie-Lexikon, „**Biomasse**“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/biomasse.html?s=ak>. [Zugriff am 01 11 2021].
- [65] B. Wern, H. Thorwarth, F. Scholl, P. Matschoss, C. Vogler und F. Baur, „**Die Rolle von Holz in der Energiewende**“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, pp. 42 - 46, 11 2021.
- [66] P. Hennig, S. Schnell und T. Riedel, „**Produktivität der Wälder**“, AFZ-DerWald, 2017.
- [67] S. Rüter, J. Rock, M. Köthke und M. Dieter, „**Wie viel Holznutzung ist gut fürs Klima?**“, AFZ-DerWald, Nr. Vol. 66 H. 15, pp. 19 - 21, 2011.
- [68] Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI Institut für System- und Innovationsforschung, „**Klimaschutzszenario 2050**“, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin, Karlsruhe, 2015.
- [69] P. Gerbert, P. Herhold, J. Burchardt, S. Schönberger, F. Rechenmacher, A. Kirchner, A. Kemmler und M. Wunsch, „**Klimapfade für Deutschland**“, The Boston Consulting Group & Prognos, 2018.

- [70] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „**Klimaneutrales Deutschland.**“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020.
- [71] DIN Deutsches Institut für Normung e. V., „**DIN EN ISO 17225-1**“, 2021. [Online].
- [72] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „**Leitfaden Feste Biobrennstoffe - Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich**“, Gülzow-Prüzen, 2014.
- [73] RP-Energie-Lexikon, „**Holz hackschnitzel**“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/holz hackschnitzel.html?s=ak>. [Zugriff am 09 11 2021].
- [74] VDI, „**VDI 2067**“, 2012. [Online]. Available: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-2067-blatt-1-wirtschaftlichkeit-gebäude-technischer-anlagen-grundlagen-und-kostenberechnung-1>. [Zugriff am 01 11 2021].
- [75] Mitarbeiter der Stadtwerke Krefeld AG, Interviewee, **Gespräch zu einem Richtwert für den Biomethanbezug**. [Interview]. 2020.
- [76] Statistisches Bundesamt (Destatis), „**Fachserie. 17, Preise. 2, Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise), Lfd.-Nr.: 634 - Erdgas, bei Abgabe an die Industrie**“, Wiesbaden, 2000 - 2020.
- [77] FastEnergy GmbH, „**Holzpellets.net - Die Holzpellets-Preisentwicklung als Langzeit-Chart**“, [Online]. Available: <https://www.holzpellets.net/holzpellet-charts/>. [Zugriff am 06 08 2021].

- [78] D. Frey, „**Aktion Holz - Aktuelle Hackschnitzelpreise**“, [Online]. Available: <https://www.aktion-holz.de/hackschnitzel/hackschnitzelpreise>. [Zugriff am 06 08 2021].
- [79] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., „**C.A.R.M.E.N. e.V. - Marktpreise Pellets - Preisentwicklung bei Holzpellets**“, [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/>. [Zugriff am 06 08 2021].
- [80] Statistisches Bundesamt (Destatis), „**Fachserie. 17, Preise. 2, Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise), Lfd.-Nr.: 128 - Pellets, Briketts, Scheiten o.ä. Formen aus Sägespänen**“, Wiesbaden, 2005-2020.
- [81] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., „**C.A.R.M.E.N. e.V. - Marktpreise Hackschnitzel - Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln**“, [Online]. Available: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/>. [Zugriff am 06 08 2021].
- [82] Statistisches Bundesamt (Destatis), „**Fachserie. 17, Preise. 2, Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise), Lfd.-Nr.: 115 - Holz in Form von Plättchen oder Schnitzeln**“, Wiesbaden, 2005-2020.
- [83] RP-Energie-Lexikon, „**Pelletheizung**“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/pelletheizung.html?s=ak>. [Zugriff am 01 11 2021].

- [84] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „**Pelletheizungen**“, Gülzow-Prüzen, 2020.
- [85] Schmidmeier NaturEnergie GmbH, „**Prozesswärme**“, Zeitlarn, Ödenthal, 2022.
- [86] Deutsches Pelletinstitut GmbH, „**Deutsches Pelletinstitut – Pelletproduktion**“ [Online]. Available: <https://www.depi.de/pelletproduktion>. [Zugriff am 01 11 2021].
- [87] RP-Energie-Lexikon, „**Biogas**“, 2021. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/biogas.html?s=ak>. [Zugriff am 09 11 2021].
- [88] RP-Energie-Lexikon, „**Deponiegas**“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/deponiegas.html?s=ak>. [Zugriff am 09 11 2021].
- [89] Fraunhofer ISI, „**Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen**“, 2018. [Online]. Available: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf. [Zugriff am 15 11 2021].
- [90] Agora Energiewende, „**Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien**“, 2014. [Online]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf. [Zugriff am 01 11 2021].

- [91] D. Eller, „**Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland**“, Springer Vieweg, 2015.
- [92] RP-Energie-Lexikon, „**Power to Heat**“, 2020. [Online]. Available: https://www.energie-lexikon.info/power_to_heat.html. [Zugriff am 01 11 2021].
- [93] RP-Energie-Lexikon, „**Elektrodenkessel**“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energie-lexikon.info/elektrodenkessel.html>. [Zugriff am 01 11 2021].
- [94] IHK Hessen, „**Faktenblatt – Power to heat**“, Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern, Wetzlar, 2014.
- [95] Arbeitsgemeinschaft hessischer Industrie- und Handelskammern, „**FAKTENBLATT POWER-TO-HEAT**“, 2014. [Online]. Available: <https://www.ihk-wiesbaden.de/blueprint/servlet/resource/blob/1507336/f73eb1ec191daadb2c27dbd419fa1efd/faktenblatt-power-to-heat--data.pdf>. [Zugriff am 15 11 2021].
- [96] C. Pieper, „**Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung**“, 2018. [Online]. Available: https://www.vivis.de/wp-content/uploads/EaA15/2018_EaA_299-312_Beckmann_Pieper.pdf. [Zugriff am 01 11 2021].
- [97] M. Gruber, P. Winbrecht, L. Biffar, S. Harth, D. Trimis, J. Brabandt, O. Posdziech und R. Blumentritt, „**Power-to-gas through thermal integration of high-temperature steam electrolysis and carbon dioxide methanation - experimental results**“, Fuel Processing Technology, Bd. 181, pp. 61-74, 2018.

- [98] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert und T. Tynjälä, „**Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for power-to-gas plants in dynamic operation**“, Applied Energy, Bd. 257, 2020.
- [99] S. Grigoriev, „**Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology**“, Universite Paris-Saclay, Institut de Chimie Moleculaire et des Materiaux d'Orsay, UMR CNRS 8182, 91405 Orsay, France, 2020.
- [100] J. Koponen, A. Kosonen, V. Ruuskanen, K. Huoman, M. Niemelä und J. Ahola, „**Control and energy efficiency of pem water electrolyzers in renewable energy systems**“, International Journal of Hydrogen Energy, pp. 29648-29660, 2017.
- [101] M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer, „**Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes**“, Kassel, 2011.
- [102] S. Eckart und H. Krause, „**Renewable hydrogen in gas grids, effects on laminar burning velocities**“, International Journal of Energy Engineering, pp. 1-9, 2018.
- [103] O. Posdziech, K. Schwarze und J. Brabandt, „**Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis**“, International Journal of Hydrogen Energy, pp. 19089-19101, 2019.
- [104] D. Bundestag, „**Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff**“, Wissenschaftliche Dienste, 2020.

- [105] M. Thema, F. Bauer und M. Sterner, „**Electrolysis and methanation status review**“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 775-787, 2019.
- [106] P. Arce, M. Medrano, A. Gil, E. Oró und L. F. Cabeza, „**Overview of thermal energy storage (TES) potential energy savings and climate change mitigation in Spain and Europe**“, Applied Energy, pp. 2764-2774, 2011.
- [107] F. Brunner, P. Krummenacher, B. Welling, P. Liem, D. Olsen, R. Morand und D. Hodel, „**Einführung in die Prozessintegration mit der Pinch-Methode: Handbuch für die Analyse von kontinuierlichen Prozessen und Batch-Prozessen**“, Bundesamt für Energie (BFE), Schweiz, 2015.
- [108] N. Fischer, „**Wärmespeicher, BINE-Informationspaket**“, TÜV Verlag, Köln, 2005.
- [109] D. Olsen, P. Liem, Y. Abdelouadoud und B. Wellig, „**Thermal energy storage integration based on pinch analysis – methodology and application**“, Chemie Ing Tech, Bd. 89, pp. 598-606, 2017.
- [110] A. Dinker, M. Agarwal und G. D. Agarwal, „**Heat storage materials, geometry and applications: A review**“, Journal of the Energy Institute, Bd. 90(1), pp. 1-11, 2017.
- [111] S. Puschnigg, J. Lindorfer, S. Moser und T. Kienberger, „**Techno-economic aspects of increasing primary energy efficiency in industrial branches using thermal energy storage**“, Journal of Energy Storage, Nr. Volume 36, April 2021.

- [112] A. Abhat, „**Low temperature latent heat thermal energy storage: Heat storage materials**“, Solar Energy, Bd. 30(4), pp. 313-332, 1983.
- [113] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „**Energieeffizienz-Strategie 2050**“, Berlin, 2019.
- [114] E. Dütschke, S. Hirzel, F. Idrissova, M. Mai, U. Mielicke und L. Nabitz, „**Energy efficiency networks - what are the processes that make them work?**“, Energy Efficiency, pp. 1177-1192, 2018.
- [115] E. C. Hohmann, „**Optimum networks for heat exchange**“, Los Angeles, USA, 1971.
- [116] B. Linnhoff und J. R. Flower, „**Synthesis of heat exchanger networks: I. systematic generation of energy optimal networks**“, AIChE Journal, pp. 633-642, 1978.
- [117] M. Morar und P. S. Agachi, „**Review: Important contributions in the development and improvement of the heat integration techniques**“, Computers & Chemical Engineering, pp. 1171-1179, 2010.
- [118] J. Klemes, „**Sustainability in the process industry: Integration and optimisation**“, New York: McGraw-Hill, 2011.
- [119] J. J. Klemes, P. S. Vabanov, S. R. Wan Alwi und Z. A. Manan, „**Process Integration and Intensification**“, Bd. 2. Edition, Berlin, Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2018.
- [120] A. Koop und H. Mook, „**Lineare Optimierung – eine anwendungsorientierte Einführung in Operations Research**“, 2008.

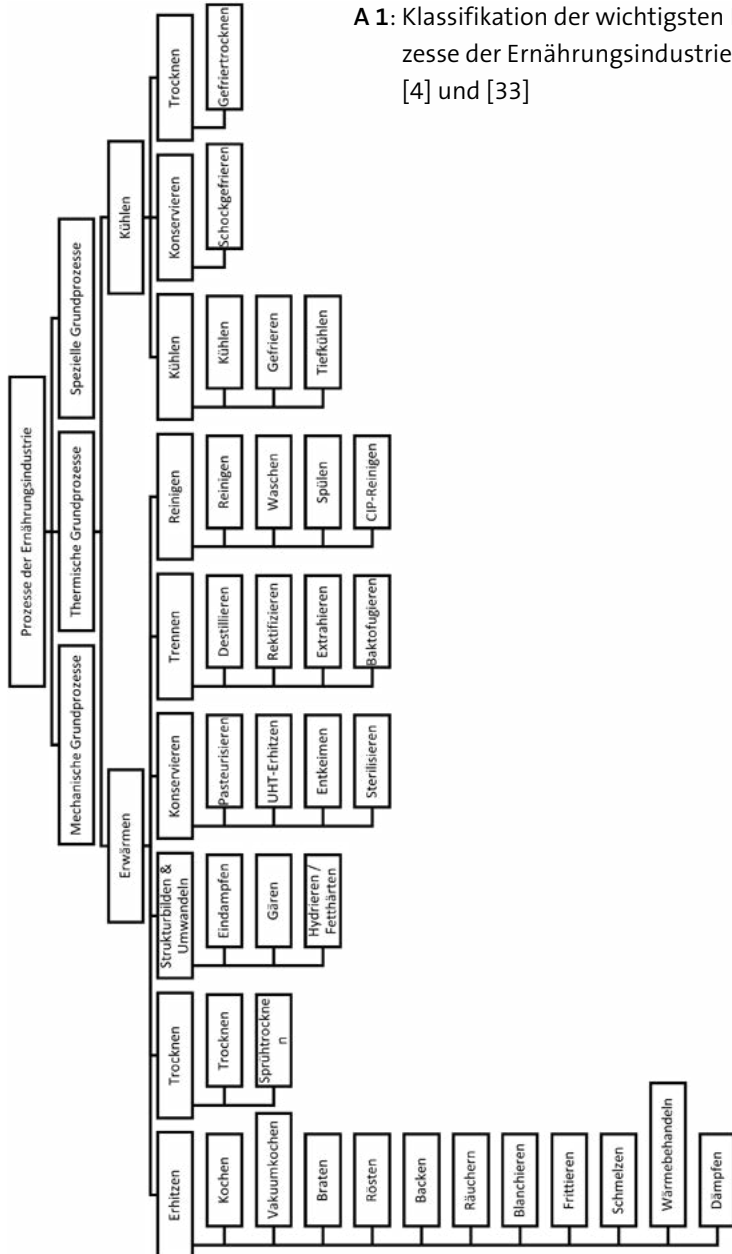
- [121] J. Cerda, A. Westerberg, D. Mason und B. Linnhoff, „**Minimum utility usage in heat exchanger network synthesis – a transportation problem**“, Chemical Engineering Science, pp. 373-387, 1983.
- [122] S. Möhren, J. Meyer und H. Krause, „**Wege zur klimaneutralen und kosteneffizienten Wärme- und Kälteversorgung von Industriestandorten**“, in 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020.
- [123] S. Möhren, J. Meyer, H. Krause und L. Saars, „**A multiperiod approach for waste heat and renewable energy integration of industrial sites**“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2021.
- [124] S. Möhren, J. Meyer und A. Seeliger, „**Einfluss der CO₂-Bepreisung nach BEHG auf die Kosten von Wärmeversorgung und Nutzung von Abwärme in deutschen Industriebetrieben**“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, pp. 25-33, 26. Januar 2021.
- [125] S. Möhren, C. Schäfer, J. Meyer und H. Krause, „**A simultaneous approach for integration of thermal energy storages in industrial processes using multiperiod heat integration**“, [Manuscript under Review], 2022.
- [126] L. Prendl, K. Schenzel und R. Hofmann, „**Simultaneous integration of heat pumps and different thermal energy storages into a tightened multi-period MILP HENS superstructure formulation for industrial applications**“, Computers and Chemical Engineering, Bd. Volume 147, April 2021.

- [127] H. Yu, J. Eason, L. T. Biegler und X. Feng, „**Simultaneous heat integration and techno-economic optimization of Organic Rankine Cycle (ORC) for multiple waste heat stream recovery**“, *Energy*, pp. 322-333, 15 Januar 2017.
- [128] S. Möhren, „**Including Heat Losses into Multiperiod Heat Integration**“, Bonn (Online Konferenz): 4. Doktorand+innen-Kolloquium, Promotionskolleg NRW, 10.09.2021.
- [129] A. K. Saboo, M. Morari und R. D. Colberg, „**RESHEX: An interactive software package for the synthesis and analysis of resilient heat-exchanger networks—I: Program description and application**“, *Computers & Chemical Engineering*, pp. 577-589, 1986.
- [130] U. Nissen, „**Energiekostenmanagement - Eine Einführung für Controller, Manager und Techniker in Industrieunternehmen**“, Stuttgart: Schäffer-Poeschel Verlag, 2014.
- [131] P. Konstantin, „**Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg**“, Burgstetten: Springer-Verlag GmbH, 2017.
- [132] Umweltbundesamt, „**EU-Verordnung über fluorierte Treibhausgase**“, 18. 05. 2021. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgase-fckw/rechtliche-regelungen/eu-verordnung-ueber-fluorierte-treibhausgase#aktuelles>. [Zugriff am 17. 08. 2021].
- [133] SOLARWATT GmbH, „**Technisches Datenblatt – Vision 60M (305-320 Wp)**“, SOLARWATT GmbH, Dresden.

- [134] E. Wagner, „**Laufende Kosten bei Photovoltaikanlagen**“, [Online]. Available: <https://www.rechnerphotovoltaik.de/photovoltaik/kosten-finanzierung/laufende-kosten>. [Zugriff am 27 07 2021].
- [135] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „**EEG-Umlage - Netztransparenz.de Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber**“, [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlagen-Uebersicht>. [Zugriff am 27 07 2021].
- [136] Agora Energiewende, Wuppertal Institut, „**Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement**“, Berlin, 2019.

11

Anhang



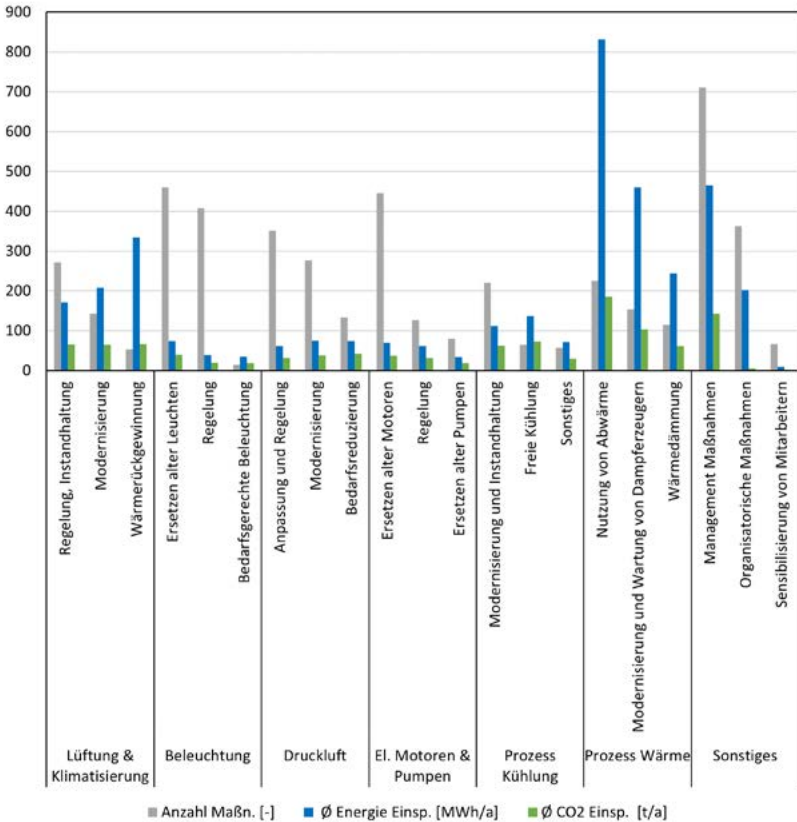
A 1: Klassifikation der wichtigsten Prozesse der Ernährungsindustrie nach [4] und [33]

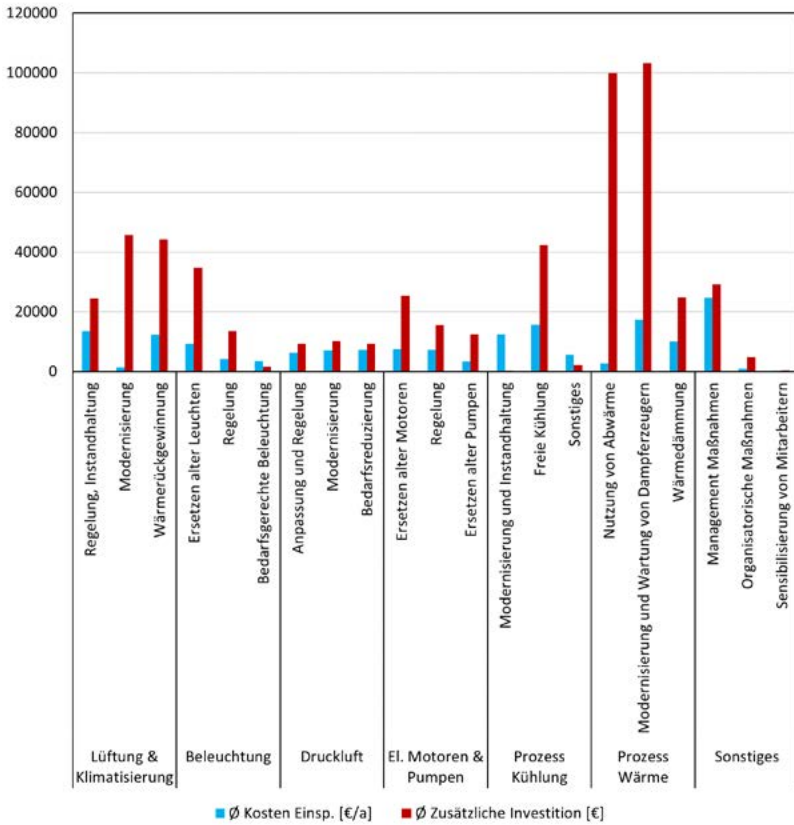
A 2: Klassifikation der Ernährungsindustrie nach Wirtschaftszweigen nach WZ 2008

10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln
10.1	Schlachten u. Fleischverarbeitung
10.11	Schlachten (ohne Schlachten von Geflügel)
10.12	Schlachten von Geflügel
10.13	Fleischverarbeitung
10.2	Fischverarbeitung
10.3	Obst- u. Gemüseverarbeitung
10.31	Kartoffelverarbeitung
10.32	Herstellung von Frucht- und Gemüsesäften
10.39	Sonstige Verarbeitung von Obst und Gemüse
10.4	Herstellung von pflanzlichen und tierischen Ölen und Fetten
10.41	Herstellung von Ölen und Fetten (ohne Margarine u.ä.)
10.42	Herstellung von Margarine u.ä. Nahrungsfetten
10.5	Milchverarbeitung
10.51	Milchverarbeitung (ohne Herstellung von Speiseeis)
10.52	Herstellung von Speiseeis
10.6	Mahl- und Schälmaschinen, Herstellung von Stärke und Stärkeerzeugnissen
10.61	Mahl- und Schälmaschinen
10.62	Herstellung von Stärke und Stärkeerzeugnissen
10.7	Herstellung von Back- und Teigwaren
10.71	Herstellung von Backwaren (ohne Dauerbackwaren)
10.72	Herstellung Dauerbackwaren
10.73	Herstellung von Teigwaren

10.8	Herstellung von sonstigen Nahrungsmitteln
10.81	Herstellung von Zucker
10.82	Herstellung von Süßwaren (ohne Dauerbackwaren)
10.83	Verarbeitung von Kaffee und Tee, Herstellung von Kaffee-Ersatz
10.84	Herstellung von Würzmitteln und Soßen
10.85	Herstellung von Fertiggerichten
10.86	Herstellung von homogenisierten und diätischen Nahrungsmitteln
10.89	Herstellung von sonst. Nahrungsmitteln (anderweitig nicht genannt)
10.9	Herstellung von Futtermitteln
10.91	Herstellung von Futtermitteln für Nutztiere
10.92	Herstellung von Futtermitteln für sonstige Tiere
11	Getränkeherstellung
11.01	Herstellung von Spirituosen
11.02	Herstellung von Traubenwein
11.03	Herstellung von Apfelwein und anderen Fruchtweinen
11.04	Herstellung von Wermutswein und sonstigen aromatisierten Weinen
11.05	Herstellung von Bier
11.06	Herstellung von Malz
11.07	Mineralwasser, Herstellung von Erfrischungsgetränken

A 3: Auswertung von Effizienzmaßnahmen aus Auditberichten von knapp 400 Unternehmen nach [114]





A 4: Angenommene Entwicklung der Energiegestehungskosten in ct/kWh

Diese angenommene Entwicklung der Gestehungskosten kann nicht als realistische Prognose der Preisentwicklung verwendet werden. Sie dient lediglich der Verdeutlichung des Einflusses der Energiepreise auf die Entwicklung der Mehrkosten von Industriebetrieben.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Annahme
Steinkohle	2,60	2,60	2,60	2,73	2,87	3,01	3,16	3,32	3,48	3,66	3,84	4,03	4,24	4,45	+5 %
Braunkohle	2,00	2,00	2,00	2,10	2,21	2,32	2,43	2,55	2,68	2,81	2,95	3,10	3,26	3,42	+5 %
Heizöl	10,07	10,07	10,07	10,37	10,68	11,00	11,33	11,67	12,02	12,38	12,76	13,14	13,53	13,94	+3 %
Erdgas	4,50	4,40	4,50	4,73	4,96	5,21	5,47	5,74	6,03	6,33	6,65	6,98	7,33	7,70	+5 %
Umweltwärme	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
Biomasse	4,80	4,80	4,80	4,94	5,09	5,25	5,40	5,56	5,73	5,90	6,08	6,26	6,45	6,64	+3 %
Fernwärme	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	+0 %
Strom	17,09	17,96	18,44	17,76	20,95	21	21	21	21	21	21	21	21	21	+0 %
Szenario +5 % Strompreis	17,09	17,96	18,44	17,76	20,95	22,0	23,1	24,3	25,5	26,7	28,1	29,5	31,0	32,5	+5 %
Szenario -2 % Strompreis	17,09	17,96	18,44	17,76	20,95	20,5	20,1	19,7	19,3	18,9	18,6	18,2	17,8	17,5	-2 %
Szenario -5 % Strompreis	17,09	17,96	18,44	17,76	20,95	19,9	18,9	18,0	17,1	16,2	15,4	14,6	13,9	13,2	+5 %



Prof. Dr.-Ing. Jörg Meyer

Leiter SWK E²-Institut für Energietechnik und Energiemanagement
Fachbereich Wirtschaftsingenieurwesen, Hochschule Niederrhein



Simon Möhren, M.Sc.

Wissenschaftlicher Mitarbeiter, SWK E²-Institut für Energietechnik
und Energiemanagement



Lukas Saars, M.Eng.

Wissenschaftlicher Mitarbeiter, SWK E²-Institut für Energietechnik
und Energiemanagement

**Und weitere Mitarbeiter des SWK E²-Institut für Energietechnik
und Energiemanagement:**

Marcus Reichert, Markus Johnen, Maik Scheef, Tobias Stapel,
Andreas Ehren, Tim Breuer

VWI FOKUSTHEMA

Klimaneutrale und wettbewerbsfähige Ernährungsindustrie bis 2030

Durch steigende Energiepreise und immer neue regulatorische Vorgaben nimmt der Handlungsdruck zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen für Unternehmen in Deutschland zu, auch in der Ernährungsindustrie.

In diesem Fokusthema wurden die Optionen zur Umsetzung eines klimaneutralen Betriebs ökologisch und ökonomisch untersucht. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt dabei auf der Wärmebereitstellung, da diese eine Transformation auf Unternehmensebene erfordert. Mit Hilfe einer Treibhausgasbilanzierung und einer Nutzwertanalyse wurde exemplarisch für drei Unternehmen aus der Ernährungsindustrie ein klimaneutrales und wettbewerbsfähiges Energieversorgungskonzept entwickelt.

Durch die Steigerung der Energieeffizienz und eine Elektrifizierung der Wärmebereitstellung (vor allem mit Wärmepumpen) kann der Primärenergiebedarf reduziert und ein Energiekostenanstieg (teilweise) kompensiert werden. Eine wesentliche Grundvoraussetzung für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Ernährungsindustrie bis 2030 ist somit die Verfügbarkeit von kostengünstigem erneuerbarem Strom.