

# Roadmap treibhausgasneutrale Zuckerindustrie in Deutschland

Pfade zur Klimaneutralität 2050

01. Dezember 2020



Eine Studie für den Verein der Zuckerindustrie e.V. (VdZ)



Abbildung 1; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.

© FutureCamp Climate GmbH, 2020

FutureCamp Climate GmbH  
Aschauer Str. 30  
81549 München, Germany

[www.future-camp.de](http://www.future-camp.de)  
[webkontakt@future-camp.de](mailto:webkontakt@future-camp.de)

Tel. +49 (1520) 380 69 48

**Autoren:**

Dr. Roland Geres  
Thomas Mühlpointner  
Stefan Weigert

**Haftungsausschluss**

Die vorliegende Studie wurde unabhängig im Auftrag des Vereins der Zuckerindustrie e.V. durch die FutureCamp Climate GmbH (FutureCamp) erstellt. Zur Sicherstellung der Fehlerfreiheit der in dieser Studie dargestellten Informationen wurden angemessene Maßnahmen getroffen. Dennoch gibt FutureCamp keine Zusicherungen und Gewährleistungen für die Richtigkeit der getroffenen Aussagen und übernimmt keine Haftung für Ungenauigkeiten und Unvollständigkeiten. Gegenüber Parteien, die diese Studie nutzen, wird weder jetzt noch in Zukunft durch FutureCamp, seine Mitarbeiter oder Vertreter eine ausdrückliche oder implizite Zusicherung oder Gewährleistung gegeben oder eine Verantwortung oder Haftung übernommen. Jegliche Haftung ist hiermit ausdrücklich ausgeschlossen.

# Inhalt

1	Executive Summary .....	6
2	Zielsetzung und Rahmen der Roadmap.....	14
3	Ausgangslage der Zuckerindustrie in Deutschland.....	16
	3.1 Einblick in die Branche .....	16
	3.2 Die Herausforderung .....	17
4	Methodik und Vorgehensweise .....	19
	4.1 Scopes .....	19
	4.2 Erfassung der Basisdaten.....	19
	4.3 Grundlegende Annahmen und Berechnungsfaktoren.....	21
	4.4 Vorgehen zur Modellierung.....	22
5	Betrachtete Technologien .....	23
	5.1.1 Energieerzeugung (KWK-Anlage) .....	25
	5.1.2 Verdampfungstrockner (VDT) .....	26
	5.1.3 Mechanische Brüdenverdichtung .....	27
	5.1.4 Biogasanlage und -aufbereitung.....	27
	5.1.5 Umrüstung Kalkofen.....	29
6	Basisniveau .....	30
	6.1 Energieeinsatz und -träger.....	30
	6.2 Emissionen und ihre Verteilung auf die Energieträger .....	31
	6.3 Betrachtete Kosten im Basiszeitraum .....	32
7	Der Referenzpfad (Pfad 1) .....	33
	7.1 Maßnahmen .....	33
	7.2 Entwicklung des Energieeinsatzes .....	33
	7.3 Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	34
	7.4 Entwicklung der betrachteten Kosten .....	35
	7.5 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung .....	36
	7.6 Steckbrief Referenzpfad (Pfad 1) .....	37
8	Effizienzpfad (Pfad 2) .....	38
	8.1 Maßnahmen .....	38
	8.2 Entwicklung des Energieeinsatzes .....	39
	8.3 Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	40
	8.4 Entwicklung der betrachteten Kosten .....	40
	8.5 Sensitivitäten .....	41
	8.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung .....	43
	8.7 Steckbrief Effizienzpfad (Pfad 2) .....	45
9	Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3).....	46

9.1	Klimaneutralitätsszenario 1 – Biogas (Pfad 3a) .....	47
9.1.1	Maßnahmen .....	47
9.1.2	Entwicklung des Energieeinsatzes .....	47
9.1.3	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	48
9.1.4	Entwicklung der betrachteten Kosten.....	49
9.1.5	Sensitivitäten .....	49
9.1.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung .....	52
9.2	Klimaneutralitätsszenario 2 – Biomasse (Pfad 3b).....	53
9.2.1	Maßnahmen .....	53
9.2.2	Entwicklung des Energieeinsatzes .....	53
9.2.3	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	54
9.2.4	Entwicklung der betrachteten Kosten.....	54
9.2.5	Sensitivitäten .....	55
9.2.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung .....	57
9.3	Klimaneutralitätsszenario 3 – Elektrifizierung (Pfad 3c).....	58
9.3.1	Maßnahmen .....	58
9.3.2	Entwicklung des Energieeinsatzes .....	58
9.3.3	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen.....	59
9.3.4	Entwicklung der betrachteten Kosten.....	59
9.3.5	Sensitivitäten .....	60
9.3.6	Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung .....	61
9.4	Gegenüberstellung der Szenarien im Pfad 3 Treibhausgasneutralität .....	62
10	Übergreifende Ergebnisse .....	64
10.1	Treibhausgasminderung .....	64
10.2	Fremdstrombedarf .....	65
10.3	Investitionsbedarf.....	66
10.4	Energiebezogene Kosten.....	66
11	Schlussfolgerungen und Handlungsfelder.....	68
	Anhänge.....	71
	Emissionsfaktoren .....	71
	Energiepreise .....	71
	Annahmen zu Abschreibungszeiträumen.....	73
	Annahmen zu Futtermittelpreisen .....	73
	Verzeichnisse .....	74
	Quellenverzeichnis.....	74
	Abbildungsverzeichnis .....	75
	Tabellenverzeichnis.....	77

# 1 Executive Summary

Die vorliegende Studie „Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Zuckerindustrie in Deutschland“ von FutureCamp im Auftrag des Vereins der Zuckerindustrie beschreibt einen möglichen Weg für die Transformation der deutschen Zuckerindustrie in Richtung Treibhausgasneutralität bis 2050.

Betrachtet wird die potentielle Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Zuckerindustrie in drei unterschiedlichen Modellen („**Pfade**“), die die Vielzahl der für eine Emissionsreduktion geeigneten Maßnahmen auf drei grundsätzlich unterschiedlichen Ambitionsniveaus abbilden. Die untersuchten Pfade unterscheiden sich durch spezifische Grundannahmen.

## **Referenzpfad (Pfad 1):**

Dieser Pfad bildet die Entwicklung des Energieträgereinsatzes, der Emissionen und der damit verbundenen Kosten für den „business as usual“ Fall ab. Das bedeutet, die aktuellen Gegebenheiten werden weitestgehend fortgeschrieben. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung als bereits beschlossene regulatorische Vorgabe wird in diesem Pfad auch in den eigenen Anlagen der Branche umgesetzt. Der Pfad dient in erster Linie als Vergleichswert, um die weiteren Pfade hinsichtlich Kosten und Emissionsminderung ins Verhältnis setzen zu können.

## **Effizienzpfad (Pfad 2):**

Dieser Pfad legt dar, wie unter den gegebenen Annahmen durch zusätzliche Maßnahmen zur Senkung des Brennstoffeinsatzes eine ambitioniertere Reduktion der Emissionen erfolgen kann. Auf diesem Pfad wird das Ziel der Treibhausgasneutralität nicht erreicht. Aber er liefert Anhaltspunkte, was bereits unter den gegebenen Rahmenbedingungen erreicht werden könnte und das Ziel der Treibhausgasneutralität näher rücken lassen würde.

## **Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3):**

In diesem Pfad wird der jetzige Hauptbrennstoff Erdgas durch CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger ersetzt. Hierbei werden drei idealtypische Szenarien getrennt betrachtet:

- Szenario 1 – Biogas (aus Vergärung eigener Biomasse)
- Szenario 2 – Biomasse (Nutzung eigener Biomasse)
- Szenario 3 – Elektrifizierung

## Kernergebnisse

Die Zuckerindustrie in Deutschland wird aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen – unter anderem der gesetzlichen Vorgaben für einen Kohleausstieg – in den nächsten Jahren Maßnahmen umsetzen müssen, die eine Neuausrichtung der Energieversorgung zumindest in einem relevanten Teil der Werke mit sich bringt. Dies hat zur Folge, dass schon im Referenzpfad eine Transformation zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen erfolgt mit entsprechenden Auswirkungen auf die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Darüber hinaus bestehen weitere Minderungspotenziale über Maßnahmen zur Minderung des Brennstoffbedarfs. Kerntechnologien sind hier die mechanische Brüdenverdichtung sowie Verdampfungstrockner, die exemplarisch als Technologie zur Brennstoffsenkung bei der Zuckerrübenschnitzeltrocknung betrachtet werden.

Zur Erreichung des langfristigen Ziels einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion in Deutschland ist eine generelle Neuausrichtung bei den Energieerzeugungsanlagen sowie den eingesetzten Energieträgern erforderlich. Hierfür sind drei unterschiedliche Technologieszenarien denkbar, die hinsichtlich der Emissionsminderungen sowie der damit verbundenen Kosten differenziert betrachtet werden.

Eine Besonderheit gegenüber anderen Branchen besteht darin, dass in zwei der betrachteten Szenarien zur Treibhausgasneutralität die Energieversorgung zum überwiegenden Teil auf Basis von Biomasse aus der eigenen Produktion umgestellt werden kann. Dies ist mit dem Effekt verbunden, dass diese nicht mehr als Futtermittel zur Verfügung stehen.

## Maßnahmen und Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Tabelle 1: Übersicht Maßnahmen und Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die betrachteten Pfade

		Referenzpfad (Pfad 1):	Effizienzpfad (Pfad 2)	Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3)		
				Biogas	Biomasse	Elektrifizierung
Beschreibung Maßnahmen			Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:	Zusätzliche Maßnahmen:
		<ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung</li> <li>Verdampfungstrockner</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 25 % Dampfeinsparung</li> <li>Errichtung Biogasanlagen zur Vergärung der Rübenschnitzel</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung</li> <li>Ersatz Erdgaskessel durch Biomassekessel</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 50 % Dampfeinsparung</li> <li>Ersatz Erdgaskessel durch Elektrokessel</li> <li>Verdampfungstrockner</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>
Verlauf CO <sub>2</sub> -Emissionen						
		<p><b>Bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul>	<p><b>Bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub></li> <li>zusätzlich 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub> Minderung gegenüber Referenzpfad</li> </ul>	<p><b>Bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 0 t CO<sub>2</sub></li> <li>zusätzlich 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> Minderung gegenüber Referenzpfad</li> </ul>	<p><b>Bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,7 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 0 t CO<sub>2</sub></li> <li>zusätzlich 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> Minderung gegenüber Referenzpfad</li> </ul>	<p><b>Bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 0 t CO<sub>2</sub></li> <li>zusätzlich 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> Minderung gegenüber Referenzpfad</li> </ul>
Emissionsentwicklung						

## Technologien

Da eine Entscheidung für eine bestimmte Technologie innerhalb des Betrachtungszeitraums nur einmal getroffen wird, stehen insbesondere die Werke mit aktuellem Handlungsdruck vor einer grundlegenden Entscheidung mit Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der nächsten Jahrzehnte. Hinsichtlich der untersuchten Technologien lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- **mechanische Brüdenverdichtung:** Die mechanische Brüdenverdichtung ist eine Technologie zur Effizienzsteigerung, die abgesehen vom Referenzpfad in jedem Pfad berücksichtigt wurde. Allerdings unterscheidet sich der Grad der Umsetzung je nach Pfad. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung ist eine Reduzierung der Strombezugskosten.
- **Verdampfungstrockner:** Der Einbau von Verdampfungstrocknern führt ebenfalls zu nennenswerten Brennstoffeinsparungen. Allerdings lohnt sich eine Investition in diese Technologie nur, sofern langfristig davon auszugehen ist, dass ein Bedarf für Futtermitteltrocknung besteht. Für die Reduktion der Treibhausgasemissionen der Schnitzeltrocknung stehen zudem neben der Verdampfungstrocknung weitere Maßnahmen zur Verfügung, z. B. der Betrieb einer Hochtemperaturtrocknung (HTT) bzw. einer kombinierten Nieder-/ Hochtemperaturtrocknung (NTT/HTT) mit erneuerbaren Gasen.
- **Energieerzeugungsanlage:**
  - **Erdgas-KWK:** Der Einsatz von Erdgaskesseln führt den aktuellen Stand der Technik fort. In Hinblick auf die Transformation zu treibhausgasneutraler Produktion bleibt diese Technologie weiterhin nutzbar im Biogas-Szenario. Sofern eigene Rübenschnitzel vergärt werden sollen, ist darüber hinaus die Errichtung von Biogasanlagen erforderlich. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biogasszenario sind die niedrigsten der betrachteten drei Szenarien zur Treibhausgasneutralität. Damit kommt diese Technologie sowohl als Übergangstechnologie als auch für ein zukünftiges Biogasszenario in Betracht.
  - **Biomasse-KWK:** Der Einsatz von Biomassekesseln erfordert generell hohe Investitionskosten. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biomasseszenario sind deutlich höher als im Biogasszenario. Eine Entscheidung für diese Technologie dürfte somit nur bei besonderen werkspezifischen Gegebenheiten, beispielsweise bei Umrüstbarkeit vorhandener Festbrennstoffkessel, in Betracht kommen.
  - **Elektrokessel:** Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Einsatz von Elektrokesseln ist ein Strombezugspreis, der deutlich unter dem aktuellen Preisniveau der Zuckerwerke liegt. Als Schwellenwert gegenüber dem Biogasszenario wurde ein Strompreis von 70 €/MWh hergeleitet. Im Vergleich zum Referenzpfad müsste der Strompreis unter 50 €/MWh liegen.

Ein Elektrifizierungsszenario ist aufgrund des Kalkofenbetriebs nur weitgehend, jedoch nicht vollständig möglich. Ein solches Szenario ist durch die niedrigsten Gesamtinvestitionskosten jedoch den höchsten Gesamtenergiekosten gekennzeichnet. Generell stellt sich neben der Wirtschaftlichkeit die Frage, ob ein reines Elektrifizierungsszenario für die dezentralen Strukturen und die spezielle Betriebsweise in der Zuckerindustrie zielführend ist. In den Szenarien Biogas und Biomasse könnten die Zuckerfabriken zukünftig weiterhin dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren und die Kosten des Netzausbaus zu bremsen. In einem Elektrifizierungsszenario hingegen wäre auch regional bei den ausschließlich im ländlichen Raum angesiedelten Werken ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich. Zudem würde das Netz insbesondere während der Rübenkampagne durch zusätzliche Lastspitzen belastet.

Hervorzuheben ist, dass allen untersuchten Technologien gemeinsam ist, dass es sich um verfügbare Technologie handelt. Die Umsetzbarkeit hängt somit von äußeren Rahmenbedingungen ab, die im Einzelfall über die Wirtschaftlichkeit entscheiden. Neben Investitionskosten, CO<sub>2</sub>- und Strompreisen sind hier auch (entgangene) Futtermittelerlöse besonders zu nennen. Da dies auch für die Klimaneutralitätspfade gilt, und sich

zudem standortbezogen die Bedingungen unterscheiden können, stehen den Unternehmen auch unterschiedliche Wege zur Verfügung. Die Verengung auf „eine Technologie“, wie sie den theoretischen Modellen der einzelnen Pfade zugrunde liegt, wird es in der Praxis nicht geben. Die Unternehmen werden insbesondere auch Maßnahmen ergreifen und individuell kombinieren, die in dieser Studie jeweils einzelnen Pfaden zugewiesen sind. An den Kernaussagen dieser Studie werden diese tatsächlichen Entwicklungen allerdings nichts ändern. Abhängig von den individuellen Entscheidungen kann die deutsche Zuckerindustrie auf verschiedenen Wegen klimaneutral werden oder diesem Ziel zumindest sehr nahe kommen. Vorausgesetzt, es werden Rahmenbedingungen geschaffen, die die erheblichen Mehrkosten der Treibhausgasneutralität zumindest anteilig ausgleichen.

Im Pfad 3 Szenario a und b kann der Verzicht auf die Futtermittelvermarktung zur Verlagerung von THG-Emissionen führen. Dieser Effekt ist als untergeordnet eingestuft, solange ein Ersatz mit anderen heimisch erzeugten Futtermitteln (z. B. Futtergerste) stattfindet. Er könnte jedoch im Falle von steigenden Importen von Futtermitteln insbesondere aus Nicht-EU Ländern von größerer Relevanz sein.

Idealerweise sollten daher Maßnahmen zur energetischen Nutzung des Schnitzelmaterials von Zuckerfabriken primär dort erfolgen, wo die Nachfrage nach Futtermitteln nachlässt. Da die generelle betriebswirtschaftliche Logik - dass das Nachlassen des Bedarfs zur Reduktion des Marktpreises führen würde - bereits in der Vergangenheit im Einzelfall zur Errichtung von Biogasanlagen für Zuckerrübenschnitzel geführt hat, ist davon auszugehen, dass diese Logik so auch in der Zukunft fort gilt und THG-Verlagerungseffekte aus der energetischen Schnitzelnutzung in die Landwirtschaft keine wesentliche Rolle spielen.

## Entwicklung energiebezogener Kosten

Tabelle 2: Übersicht Entwicklung energiebezogener Kosten für die betrachteten Pfade

	Referenzpfad (Pfad 1):	Effizienzpfad (Pfad 2)	Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3)		
			Biogas	Biomasse	Elektrifizierung
<b>energiebezogene Kosten setzen sich zusammen aus:</b> Betriebskosten, Kapitalkosten, Entgangene Futtermittelerlöse, CO <sub>2</sub> -Kosten, Kosten der Energieträger					
energiebezogene Kostenentwicklung	<b>mittlere Kosten Ø 2021-2050:</b>				
	357 Mio. €/a	364 Mio. €/a	407 Mio. €/a	437 Mio. €/a	498 Mio. €/a
	Mehrkosten zum Referenzpfad:	+7 Mio. €/a	+50 Mio. €/a	+80 Mio. €/a	+141 Mio. €/a
	<b>Kosten 2050:</b>				
	426 Mio €/a	416 Mio. €/a	522 Mio. €/a	551 Mio. €/a	671 Mio. €/a
	Mehrkosten:	-10 Mio. €/a	+96 Mio. €/a	+125 Mio. €/a	+245 Mio. €/a
	<b>Gesamtinvestitionskosten:</b>				
	450 Mio €	1.029 Mio. €	1.415 Mio. €	2.263 Mio. €	1.186 Mio. €
Mehrkosten:	+579 Mio. €	+965 Mio. €	+1.813 Mio. €	+736 Mio. €	
Verlauf energiebezogene Kosten					
Wesentliche Einflussfaktoren	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-Kosten</li> <li>• Energiepreise</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>-Kosten</li> <li>• Energiepreise</li> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Futtermittelpreis</li> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Futtermittelpreis</li> <li>• Investitionskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strompreis, Schwellenwert zu anderen Pfaden: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biomasse: &lt;92 €/MWh</li> <li>- Biogas: &lt;70 €/MWh</li> <li>- Pfad 1/2: &lt;50 €/MWh</li> </ul> </li> </ul>
	Hemmnisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> <li>• Wegfall Futtermittelerlöse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> <li>• Wegfall Futtermittelerlöse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strompreis</li> </ul>

Tabelle 3: Zusammensetzung der energiebezogenen Kosten in den drei Szenarien zur Treibhausgasneutralität.

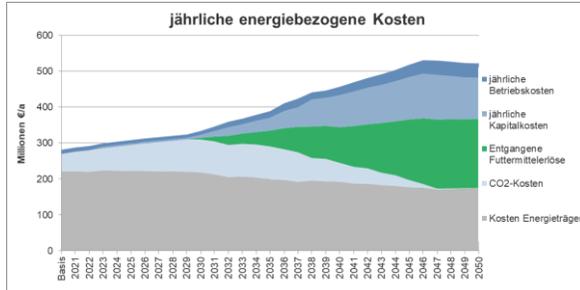
**Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3)**

**Szenario 1 Biogas**

**Szenario 2 Biomasse**

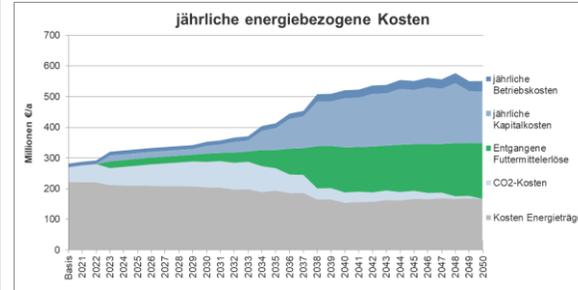
**Szenario 3 Elektrifizierung**

**Kostenentwicklung:**



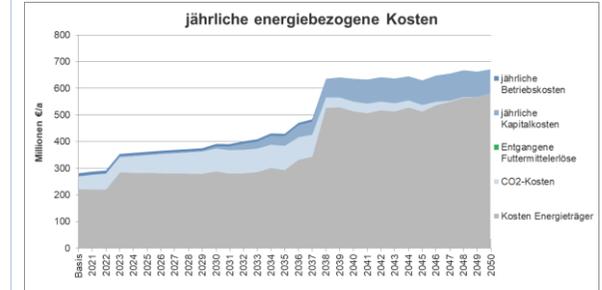
mittlere Kosten Ø 2021-2050:

- Betriebskosten: 21 Mio. €/a
- Kapitalkosten: 55 Mio. €/a
- Wegfall Futtermittelerlöse: 73 Mio. €/a
- CO<sub>2</sub>-Kosten: 58 Mio. €/a
- Energiebezug: 200 Mio. €/a



mittlere Kosten Ø 2021-2050:

- Betriebskosten: 20 Mio. €/a
- Kapitalkosten: 93 Mio. €/a
- Wegfall Futtermittelerlöse: 86 Mio. €/a
- CO<sub>2</sub>-Kosten: 51 Mio. €/a
- Energiebezug: 186 Mio. €/a



mittlere Kosten Ø 2021-2050:

- Betriebskosten: 7 Mio. €/a
- Kapitalkosten: 46 Mio. €/a
- Wegfall Futtermittelerlöse: 0 Mio. €/a
- CO<sub>2</sub>-Kosten: 53 Mio. €/a
- Energiebezug: 392 Mio. €/a

**Varianten**

- Biomethanfremdbezug statt eigener Rübenschnitzelvergärung
  - deutliche Verringerung der Investitionskosten
  - Schwellenwert Biomethanpreis: <65 €/MWh
- Mischform Fremdbezug / Eigenes Biogas

- Biomassefremdbezug statt eigener Rübenschnitzelverbrennung
  - Schwellenwert Biomassepreis: <35 €/MWh
- Mischform Fremdbezug/ Eigene Schnitzelverbrennung (technisch schwierig umsetzbar)

Die jährlichen energiebezogenen Kosten steigen unter den gegebenen Rahmenbedingungen bis 2050 bereits im Referenzpfad um ca. 50 % gegenüber dem Basiszeitraum (2014-18) an. Bei den drei Szenarien, die zu einer Treibhausgasneutralität führen, liegen die diesbezüglichen Kostensteigerungen im Jahr 2050 zwischen 85 % (Biogas) und 140 % (Elektrifizierung) bezogen auf den Basiszeitraum. Zudem ist das Erreichen der Treibhausgasneutralität verbunden mit einem deutlich höheren Investitionsbedarf. Der **zusätzliche** kumulierte Investitionsbedarf gegenüber dem Referenzpfad liegt im betrachteten Zeitraum zwischen 736 Mio. € (Elektrifizierung) und 1.813 Mio. € (Biomasse).

Somit liegt trotz der angenommenen relevanten CO<sub>2</sub>-Preissteigerungen eine deutliche Kostendifferenz vor, die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Entscheidungen in Richtung Treibhausgasneutralität erschweren.

## Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätsszenarien können durch Anpassung allgemeiner äußerer Rahmenbedingungen verringert werden. Folgende Aspekte wurden im Rahmen dieser Roadmap als besonders relevant identifiziert:

- **Strompreis:** Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen hat die Entwicklung des Strompreises. Aufgrund der spezifischen Abnahmestruktur in der Zuckerindustrie liegt dieser deutlich höher als in anderen industriellen Sektoren. Voraussetzung für die wirtschaftliche Umsetzung diverser Energieeffizienzmaßnahmen ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen, die aktuell zu den hohen Strompreisen in der Zuckerindustrie führen. Dies betrifft beispielsweise die Bereiche Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage.
- **Investitionskosten:** Die zusätzlichen Investitionskosten führen insbesondere in den Szenarien Biogas und Biomasse zu einer hohen Kostenbelastung. Damit trotzdem Maßnahmen in diesen Bereichen umgesetzt werden, ist die Verfügbarkeit passender Fördermittel entscheidend. Darüber hinaus könnten auch alternative Finanzierungsmodelle wie beispielsweise Carbon Contracts for Difference einen Beitrag liefern, zusätzliche Investitionen anzureizen (siehe nachfolgender Punkt).
- **CO<sub>2</sub>-Preis:** Die CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung ist ein wesentlicher Treiber der Kosten im Referenzszenario und führt umgekehrt zu einer Dämpfung der Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätsszenarien. Trotzdem ist selbst der angenommene Preisanstieg auf 100 €/EUA bis 2050 nicht ausreichend, um diese Effekte komplett auszugleichen. Durch weitere verschärfende Maßnahmen im EU-Emissionshandel könnte der Preis weiter ansteigen. Definitiv ist es jedoch aufgrund der Wettbewerbssituation der Zuckerindustrie unerlässlich, dass weiterhin ein Carbon Leakage-Schutz besteht – sei es in Form kostenfreier Zuteilung oder über andere Mechanismen. Ein kurzfristiges Instrument zur Überbrückung der Differenz zwischen tatsächlichem CO<sub>2</sub>-Preis und dem für bestimmte Investitionen erforderlichen CO<sub>2</sub>-Preis könnte in dem Instrument Carbon Contracts for Difference (CCfD) bestehen. Für das Szenario Biogas würde sich beispielsweise bei einem Preis ab ca. 160 €/EUA eine vergleichbare Kostenbelastung zum Referenzszenario einstellen. Ein CCfD könnte die Differenz in Form einer Ausgleichszahlung kompensieren und die notwendigen Investitionen wirtschaftlich absichern.
- **Entgangene Futtermittelerlöse:** Bei zwei der drei Klimaneutralitätspfade ist auch die Frage entscheidend, ob auf Futtermittelerlöse ganz oder teilweise verzichtet werden kann. Hier ist auch zu beachten, dass ein Verzicht auf eigene Futtermittelproduktion nur dann zum globalen Klimaschutz beiträgt, wenn nicht durch den zusätzlichen Anbau von Futtermitteln an anderer Stelle erhöhte Emissionen verursacht werden.

## 2 Zielsetzung und Rahmen der Roadmap

Das Ziel der vorliegenden Roadmap ist es aufzuzeigen, wie die Zuckerproduktion in Deutschland bis 2050 treibhausgasneutral werden kann. Hierzu ist es erforderlich auf Basis aktueller CO<sub>2</sub>-Emissionen der Branche zunächst abstrakt darzulegen, welche Emissionsquellen von besonderer Bedeutung sind.

Darauf aufbauend lassen sich technische und wirtschaftliche Handlungsoptionen darstellen, die geeignet sind, die Emissionen der Zuckerproduktion sehr stark oder gar vollständig zu reduzieren sowie die dafür besonders wesentlichen Einflussgrößen, Bedingungen und Hemmnisse erkennbar werden zu lassen.

Im Vordergrund stehen dabei Handlungsoptionen, die für die deutsche Zuckerindustrie und dort genutzte Verfahren und Prozesse in besonderer Weise relevant sind.

Konkret bedeutet dies, insbesondere die eigene Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen in den Mittelpunkt der Betrachtungen zu stellen. Mit Blick auf technologische Alternativen ist es auch geboten, den Strombezug der Zuckerindustrie in die Betrachtungen einzubeziehen. Der Vollständigkeit halber werden auch die (regionalen) Rüben Transporte in die Betrachtungen einbezogen.

Der in der Roadmap eingenommene Blickwinkel ist betriebswirtschaftlich orientiert. Der Einsatz technologischer Alternativen und die Umsetzung damit verbundener Investitionen erfordert demnach auch die Wirtschaftlichkeit dieser Alternativen aus Unternehmenssicht.

In dieser Roadmap wird die beschriebene Zielstellung so umgesetzt, dass drei Pfade definiert werden:

- Der **Pfad 1** beschreibt als Referenzpfad die voraussichtliche Entwicklung auf Basis heute angewendeter Verfahren und bereits bekannter Veränderungen aufgrund heutiger Rahmenbedingungen.
- Im **Pfad 2** erfolgt eine Fokussierung auf weitergehende Verbesserungen der Energieeffizienz.
- Der **Pfad 3** führt in unterschiedlichen Szenarien zur Klimaneutralität, im Wesentlichen durch starke Veränderungen bei der Brennstoffbasis der Zuckerindustrie.

Die Pfade unterscheiden sich also auch bezüglich der jeweils dabei genutzten Technologieportfolien. Da nicht nur die Emissionen, sondern auch Investitionen, Betriebskosten (einschließlich Energie- und CO<sub>2</sub>-Kosten) und Energieeinsatz berechnet werden, lassen sich Schlussfolgerungen und Handlungsfelder ableiten. Konkrete Empfehlungen zu politischen Instrumenten werden im Rahmen dieser Roadmap nicht herausgearbeitet, es wird jedoch erkennbar, worauf diese zielen sollten.

Die vorliegende Roadmap wurde vom Verein der Zuckerindustrie e.V. in Auftrag gegeben. Die hier enthaltenen Äußerungen sind aber Aussagen der Verfasser. Die Erarbeitung erfolgte im Zeitraum März bis Oktober 2020. Annahmen zu wettbewerbssensitiven Parametern wie z. B. Energiepreisen beruhen auf statistischen Daten oder anderen öffentlich zugänglichen Quellen.

Aufgrund der betriebswirtschaftlichen Perspektive und der spezifischen Rahmenbedingungen der Branche waren unter Koordination des Verbandes über einen Begleitkreis Vertreter der vier in Deutschland produzierenden Unternehmen der Zuckerindustrie eingebunden<sup>1</sup>. Die Einbindung erfolgte über Workshops, in denen methodische und prozessuale Fragen geklärt und technische Fragen in Anwesenheit eines auf Kartellrecht spezialisierten Rechtsanwalts diskutiert wurden, soweit dies für die Berechnung der Pfade notwendig und nach wettbewerbsrechtlichen Maßstäben zulässig war. Ergänzend führte FutureCamp Einzelinterviews mit den Unternehmen durch und

---

<sup>1</sup> Mitglieder des Begleitkreises waren: V. Hoffmann (Cosun Beet Company), F. Kipping (Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG), Dr. I. Klenk (Südzucker AG), Dr. A. Schaper (Nordzucker AG), M. Ricke-Herbig, O. Schollmeyer (beide VdZ), Dr. Michael Bergmann (RAUE PartmbB)

fragte einzelne Einschätzungen insbesondere zu spezifischen technischen Fragen ab. Dies erfolgte jeweils individuell ohne Austausch unternehmens- oder marktbezogener Informationen zwischen den Unternehmen. FutureCamp nahm eine Aggregation der Daten vor, die keinerlei Rückschlüsse auf Ausgangslage, Planung und Entscheidungsprozesse einzelner Unternehmen zulässt.

Auch vor diesem Hintergrund ist die nachfolgende Darstellung sehr stark verdichtet.

## 3 Ausgangslage der Zuckerindustrie in Deutschland

### 3.1 Einblick in die Branche<sup>2</sup>

Seit mehr als 200 Jahren bildet der Anbau von Zuckerrüben in Deutschland die Grundlage für die Erzeugung von Zucker. Die Zuckerindustrie ist traditionell ein Vorreiter für die rationelle Energienutzung. Die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im industriellen Maßstab wurde im vergangenen Jahrhundert in der Zuckerindustrie im Wesentlichen mit entwickelt. Die Rübenverarbeitung erfolgt aktuell an 18 Standorten ausschließlich im ländlichen Raum, weshalb sich die Zuckerfabriken während der Kampagne durch eigene (wärmegeführte) KWK-Anlagen mit Energie versorgen müssen, da die vorhandenen Stromnetzkapazitäten für den im Kampagnenbetrieb saisonal gegebenen notwendigen Strombedarf nicht ausreichend sind.

Gegenstand der Rübenverarbeitung in Deutschland ist (wenn auch die Erzeugung von Ethanol und Biomethan nur bedingt in die Studie einbezogen sind, vgl. Kapitel 4.1) die Erzeugung von:

- **Zucker** als Grundlebensmittel und Zutat für zahlreiche weitere Lebensmittel,
- **Futtermittel** für die Erzeugung tierischer Lebensmittel (Zuckerrübenschnitzel),
- **Melasse** für die Erzeugung von Nahrungsergänzungsmitteln und Hilfsstoffen durch Fermentation (Vitamin C, Hefe),
- Bereitstellung von **Düngemitteln** aus der Rübenverarbeitung für die Landwirtschaft (Carbonatationskalk).
- **Bioethanol** als Trinkalkohol, Energieträger und Ausgangsstoff für Hygieneprodukte (u. a. Desinfektionsmittel),
- **Kohlendioxid** aus der alkoholischen Vergärung zur Nutzung für Sprudel,
- **Biomethan** für die Versorgung des öffentlichen Gasnetzes.

Der Einsatz von Energie ist in zweifacher Hinsicht von besonderer Bedeutung für die nachhaltige Wirtschaftsweise der deutschen Zuckerindustrie. Die Energieeffizienz der Produktionsanlagen sowie die wirtschaftliche Verfügbarkeit kohlenstoffarmer Brennstoffe stehen in engem Zusammenhang mit den Klimaschutzleistungen des Zuckersektors. Gleichzeitig stellen die Energiekosten mit einem durchschnittlichen Anteil von 19 % an den Produktionskosten (2018/19) eine ganz entscheidende Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Zuckererzeugung dar.

---

<sup>2</sup> Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V. (2020): Jahresbericht 2019 | 2020

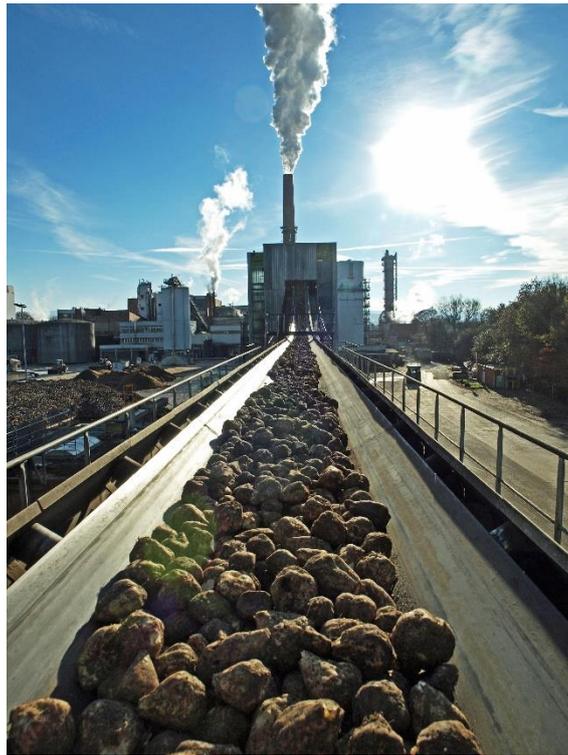


Abbildung 2; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.

## 3.2 Die Herausforderung

Die Zuckerindustrie in Deutschland steht aufgrund der aktuellen agrarpolitischen Rahmenbedingungen unter hohem internationalem Wettbewerbsdruck. Seit dem Wegfall der EU-Zuckermarktordnung ist der europäische Zuckermarkt der weltweit am stärksten liberalisierte. Die wesentlichen Konkurrenten (z. B. Brasilien, Indien) verfügen über weitreichende Mechanismen staatlicher Steuerung bzw. Subventionen, die zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen zulasten der europäischen Erzeugung führen. Hinzu kommt, dass auch innerhalb der EU in zahlreichen Regionen unverändert auf nationalstaatlicher Ebene verzerrende Eingriffe erfolgen, die massive Auswirkungen auf die Preise für den natürlichen Rohstoff Rübe haben (gekoppelte Zahlungen, Notfallzulassungen für bestimmte Pflanzenschutzmittel). Hinzu kommen die großen Herausforderungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2050 aufgrund des für die Zuckerproduktion erforderlichen hohen Energieeinsatzes. Allen voran sind hier die deutlich steigenden Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen zu nennen. Seit 1990 hat die deutsche Zuckerindustrie ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um rund 60 % reduziert und den Energiebedarf bei gleicher Erzeugungsmenge mehr als halbiert.

Dennoch müssen in den nächsten Jahren Maßnahmen umgesetzt werden, die eine Neuausrichtung der Energieversorgung zumindest in einem relevanten Teil der Werke mit sich bringen wird.

Aufgrund des branchenspezifischen Kampagnenbetriebs und der damit verbundenen saisonal stark schwankenden Energiebedarfe gibt es keinen Grund, die ausgeprägte Eigenerzeugung der deutschen Zuckerindustrie grundsätzlich in Frage zu stellen. Dies gilt auch mit Blick auf die Energieversorgungsinfrastruktur in Deutschland insgesamt. Dies hat zur Folge, dass gerade im Fall der Zuckerindustrie die notwendige Transformation hin zur klimaneutralen Produktion zugleich auch eine Transformation hin zu Brennstoffen mit niedrigeren spezifischen Treibhausgasemissionen mit sich bringt.

Dies ist einerseits eine große Herausforderung und mit hohen Investitionsbedarfen verbunden. Andererseits ist die deutsche Zuckerindustrie aufgrund ihrer am Naturprodukt Rübe und der Landwirtschaft anknüpfenden Kernprozesse auch selbst stark daran interessiert, dass die Rübenerzeugung auch vor dem Hintergrund klimatischer Veränderungen dauerhaft möglich bleibt.

Die deutsche Zuckerindustrie ist bereit, eigene Lösungsbeiträge einzubringen und ihre klimapolitischen Anstrengungen unvermindert bis zur Erreichung der 2015 in Paris vereinbarten Ziele fortzusetzen. Im Rahmen der vorliegenden Roadmap werden mögliche Wege und Schwerpunkte sowie die dafür notwendigen Rahmenbedingungen aufgezeigt.

## 4 Methodik und Vorgehensweise

### 4.1 Scopes

In der Studie werden grundsätzlich die Emissionen aus Scope 1 und Scope 2 der Branche betrachtet. Unter Scope 1 fällt der Brennstoffeinsatz in den Werken, der für den überwiegenden Anteil der aktuellen Emissionen verantwortlich ist. Entgegen klassischer Definitionen – etwa im GHG-Protocol – werden in Scope 1 auch die Emissionen aus dem Zuckerrübentransport zu den Werken einbezogen, unabhängig davon, ob der Transport von den Zuckerunternehmen oder Dritten durchgeführt wird. Damit folgt man einschlägigen Branchen-Standards, insbesondere den Definitionen in der EU-Zuckermarktverordnung. Weitere Transporte wurden im Rahmen der Studie nicht betrachtet. In Scope 2 finden ausschließlich die Emissionen aus dem Fremdstrombezug der Anlagen Berücksichtigung.

Um Konsistenz und Vergleichbarkeit über den betrachteten Zeitraum herzustellen, werden nur die Emissionen der Werke betrachtet, die aus aktueller Sicht perspektivisch weiter in Betrieb sind. Damit umfasst die Studie 18 Zuckerfabriken in Deutschland, auch wenn im Basiszeitraum noch 20 Werke in Betrieb waren.

Darüber hinaus liegt der Fokus auf der Zuckerproduktion. Die Produktion von erneuerbaren Energien zum Verkauf, in erster Linie Bioethanol, durch die Unternehmen der Zuckerbranche wird grundsätzlich nicht mit einbezogen. Gleichwohl werden Emissionen, die in einer Zuckerfabrik zur Bereitstellung von Wärme oder Strom für externe Prozesse entstehen, dieser auch vollkommen zugerechnet. Es wird davon ausgegangen, dass diese Energiemengen auch in Zukunft benötigt werden, und insbesondere die Wärme durch die Zuckerfabrik bereitgestellt werden muss.

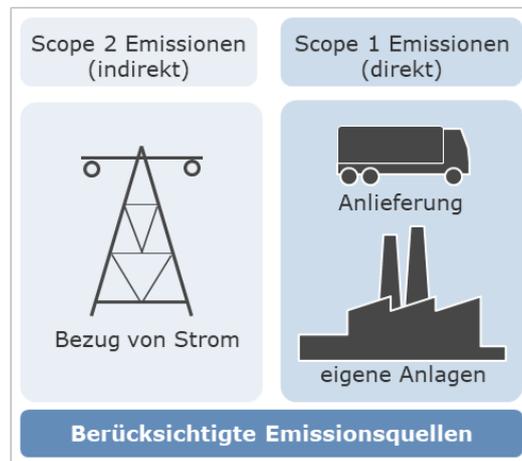


Abbildung 3: Für die Roadmap berücksichtigte Emissionsquellen aus Scope 1 und Scope 2; Quelle: FutureCamp

### 4.2 Erfassung der Basisdaten

Die Zuckerbranche in Deutschland unterliegt hinsichtlich Produktion und notwendigem Energieeinsatz starken Schwankungen, die durch das Naturprodukt Zuckerrübe bedingt sind. Um derartige Effekte bei der Bestimmung des Basisniveaus zu minimieren, wurde ein Basiszeitraum von fünf Jahren gewählt. Da mit Beginn der Arbeiten noch keine geprüften Daten für das Jahr 2019 zur Verfügung standen, wurde der Zeitraum 2014-2018 als Basiszeitraum festgelegt. Dafür spricht auch die Übereinstimmung mit der Basisperiode für das Zuteilungsverfahren in der 4. Handelsperiode des EU-ETS, in dem

die (emittierenden) Anlagen der deutschen Zuckerindustrie überwiegend erfasst sind. In Einzelfällen wurde werksspezifisch von diesem Zeitraum abgewichen, wenn relevante Änderungen eine Vergleichbarkeit in dieser Spanne verhindern.

Der Verein der Zuckerindustrie erhebt jährlich Daten von den Unternehmen über den Energieeinsatz der deutschen Zuckerindustrie zur Erstellung eines Wirtschaftsberichts. Diese Datenabfrage bildet auch die Datenbasis zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für diese Studie.

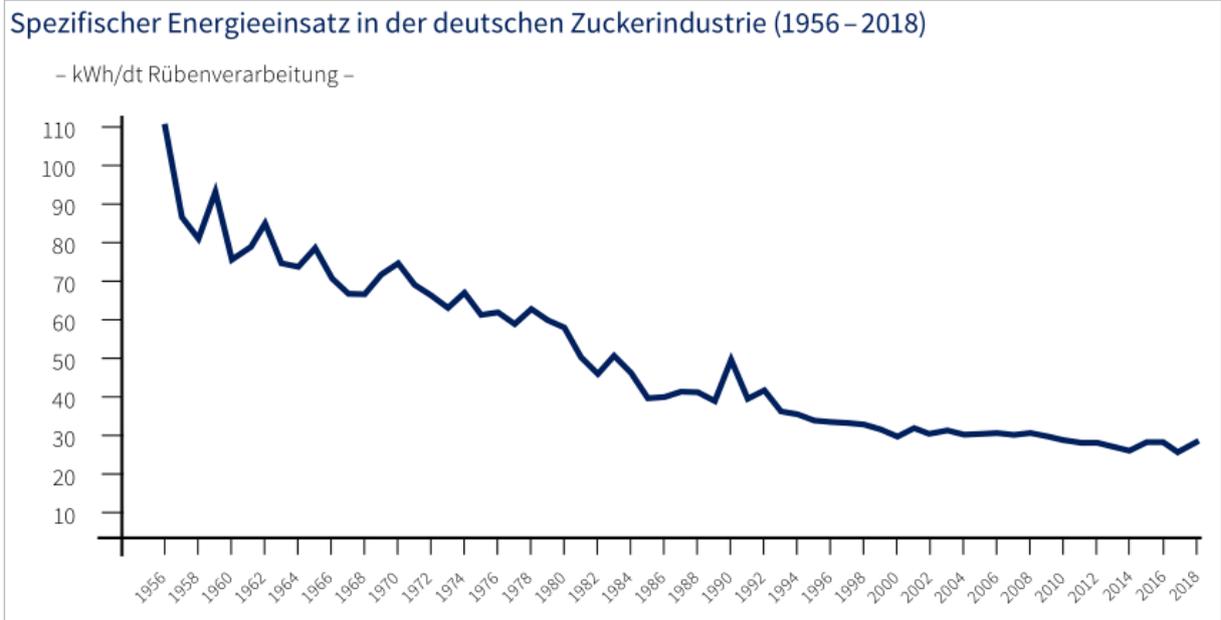


Abbildung 4: Entwicklung des spezifischen Energieeinsatzes in der deutschen Zuckerindustrie.  
Quelle: Jahresbericht 2019/2020 des Vereins der Zuckerindustrie e.V.

Mit der Datenabfrage des Verbandes steht eine umfassende Datengrundlage zur Verfügung. Für die Roadmap verwendet wurden hieraus:

- Angaben zur verarbeiteten Rübenmenge
- Produktionsdaten
- Angaben zu erzeugten Futtermitteln
- Einsatzmengen unterschiedlicher Brennstoffe
- Erzeugung, Abgabe und Bezug von Strom
- Wärmeabgabe an Dritte

Zusätzlich wurden Daten zur Wärmeerzeugung und Effizienz der Energieerzeuger in den Werken abgefragt, sodass auch der interne Wärmeverbrauch der einzelnen Werke bestimmt werden kann. Für jedes Werk wurde anschließend ein Mittelwert über den Basiszeitraum bestimmt.

**Die Summe über die einzelnen Werke ergibt das betrachtete Basisniveau.**

Der Kraftstoffverbrauch für den Rübentransport wurde mithilfe einer konservativen Annahme für die Anlieferstrecke von 50 km und der gesamten verarbeiteten Rübenmenge bestimmt.

## 4.3 Grundlegende Annahmen und Berechnungsfaktoren

Eine grundlegende Annahme der Studie ist, dass die Produktion in den einzelnen Werken über den Betrachtungszeitraum hinweg konstant bleibt. Dies ist Grundvoraussetzung, um sowohl die einzelnen Szenarien als auch verschiedene Zeitpunkte innerhalb eines Pfades sinnvoll in energetischer Hinsicht und bezüglich der Emissionsentwicklung miteinander vergleichen zu können.

Im Wärmebereich wird eine konservative Effizienzsteigerung angenommen, die im ersten Jahr bei 0,5 % liegt. Derartige Effizienzgewinne lassen sich etwa durch die Optimierung bestehender Verfahren und den Einsatz moderner Querschnittstechnologien erreichen. Auch züchterische Erfolge zur Erhöhung des Zuckergehalts in der Rübe können hier einen Beitrag leisten. Da für die Zuckerindustrie bereits heute Energiekosten sehr relevant sind, kann davon ausgegangen werden, dass das Effizienzpotenzial bestehender Technologien in absehbarer Zeit ausgeschöpft ist und es damit immer herausfordernder und teurer wird, Einsparungen zu erzielen. Daher nehmen die angenommenen Effizienzgewinne bis 2050 asymptotisch ab. Insgesamt wird hierüber bis 2050 eine relative Einsparung gegenüber dem Basisniveau von etwa 7,85 % erreicht. Diese Effizienzsteigerung wird analog auch für den belieferten Wärmebedarf von Dritten angenommen. Für die Bereiche Strom und Kraftstoffverbrauch Rübentransport werden im Rahmen dieser Studie keine allgemeinen Effizienzsteigerungen unterstellt.

Die Emissionsfaktoren der eingesetzten Brennstoffe wurden aus der DEHSt-Liste übernommen<sup>33</sup>. Eine Auflistung findet sich im Anhang. Für den Emissionsfaktor des deutschen Strommixes wurde ein auf Berechnungen beruhender Pfad hinterlegt, der sich im Anhang findet. Der Emissionsfaktor sinkt bedingt durch die kontinuierlich ausgebaute Einspeisung erneuerbarer Energien und den Verzicht auf den Einsatz von fossilen Energieträgern, insbesondere den Kohleausstieg, bis 2050 auf null. Voraussetzung ist die Umsetzung des Kohleausstiegs nach aktueller Gesetzeslage.

Die historisch stark schwankenden Energiepreise werden über den Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Sie können sich zudem standortspezifisch unterscheiden. Eine Aufschlüsselung der Annahmen hierzu findet sich im Anhang.

In Anbetracht der regulatorischen Entwicklungen, der Dringlichkeit des Klimaschutzes und den absehbaren Ambitionen der europäischen Klimapolitik wird eine Steigerung des CO<sub>2</sub>-Preises aus dem europäischen Emissionshandel angesetzt. Von einem Ausgangswert von 25 €/EUA steigt dieser linear bis 2050 auf 100 €/EUA. Sämtliche Emissionen aus Brennstoffen in den Werken werden mit diesem Preis versehen, unabhängig vom (ohnehin stark sinkenden) Anteil kostenloser Zuteilung. Die Kraftstoffe für den Rübentransport werden dagegen ab 2021 im nationalen Emissionshandel erfasst. Hier liegen für den Anfangszeitraum Festpreise vor, die entsprechend in die Berechnungen übernommen werden. Danach wird der Preis mit 65 €/Zertifikat angesetzt bis der Preis aus dem ETS diesen Wert übersteigt. Ab diesem Zeitpunkt wird der Preis an den ETS angeglichen.

Es wird davon ausgegangen, dass sämtliche Energieerzeugungsanlagen der Werke im betrachteten Zeitraum bis 2050 einmal ausgetauscht werden müssen, da sie das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Die KWK-Anlagen werden also unabhängig von einem möglichen Brennstoffwechsel ausgetauscht. Die daraus entstehenden Investitions- bzw. Kapitalkosten werden berücksichtigt, um einen Brennstoffwechsel in der Energieerzeugung nicht systematisch schlechter zu stellen. Weitere Ersatzinvestitionen finden keine Berücksichtigung.

Im Rahmen der Roadmap werden nicht sämtliche Kosten der Zuckerbranche betrachtet. Der Fokus liegt ausschließlich auf den Kosten, die unmittelbar mit den Bereichen Energieerzeugung und Emissionen zusammenhängen. Betrachtet werden letztlich nur Kosten, die durch die Modellierung bzw. durch die Nutzung technologischer Alternativen Änderungen erfahren können. Diese Veränderungen können sich zwischen den

---

<sup>33</sup> DEHSt (2020): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen für stationäre Anlagen

betrachteten Pfaden und den unterstellten Zeitpunkten unterscheiden. Als Kosten werden hier betrachtet:

- Kosten für Energieträger
- CO<sub>2</sub>-Kosten
- Investitions- und Kapitalkosten für im Rahmen der Roadmap betrachtete Investitionen
- Betriebskosten für Energieerzeugungsanlagen
- Betriebskosten für neu errichtete Biogasanlagen
- Entgangene Futtermittelerlöse

Zur Berechnung der Kapitalkosten wird ein Zinssatz von 8 % angesetzt. Die Abschreibungszeiträume für betrachtete Anlagenteile sind aus AfA Tabellen entnommen und finden sich im Anhang.

## 4.4 Vorgehen zur Modellierung

Die unterschiedlichen Pfade werden grundsätzlich über den Energieeinsatz für bestimmte Prozesse modelliert. Dabei wird berücksichtigt, wenn sich die Art des Energieträgers ändert.

In einem ersten Schritt wird die benötigte Wärmemenge eines Werks bestimmt. Falls in einem Werk mehrere Energieträger zur Wärme- und Stromerzeugung eingesetzt werden, wird errechnet, welcher Anteil der Wärmeerzeugung auf welchen Brennstoff entfällt. Diese Anteile bleiben konstant, allerdings können die Energieträger im weiteren Verlauf der Modellierung geändert werden. Die benötigte Wärmemenge wird jedes Jahr entsprechend der angesetzten Effizienzgewinne reduziert. Gegebenenfalls wird der Wärmebedarf darüber hinaus noch durch konkrete Maßnahmen gemindert.

Über die bereits erwähnte Aufteilung auf die Brennstoffe und die durchschnittliche Effizienz der Wärmeerzeugung wird im nächsten Schritt ausgehend von der bestimmten Wärmemenge der Energieträgereinsatz bestimmt. Über die durchschnittliche Effizienz der Stromerzeugung kann dann die Eigenstromerzeugung bei diesem Brennstoffeinsatz bestimmt werden. Der durchschnittliche Strombedarf eines Werks wird in die Zukunft fortgeschrieben und gegebenenfalls durch konkrete Maßnahmen angepasst.

Über Stromerzeugung und Strombedarf lässt sich dann im dritten Schritt auch die Menge an zugekauftem Fremdstrom bestimmen. Dabei ist erneut der Kampagnenbetrieb zu berücksichtigen. Da die eigenen Energieerzeugungsanlagen nur während der Kampagnen laufen, benötigt die Anlage außerhalb der Kampagnen immer Fremdstrom. In der Modellierung wurde das umgesetzt, indem der durchschnittliche Fremdstrombezug aus dem Basiszeitraum immer das Minimum für Fremdstrombezug bildet. Es ist also durchaus möglich, dass in einer Anlage zwar Fremdstrom bezogen wird, aber dennoch auch Strom an Dritte abgegeben wird.

Der Brennstoffeinsatz für Kalkofen und Schnitzeltrocknung wird konstant fortgeschrieben, bis konkrete Maßnahmen in einem Werk ergriffen werden.

Aus dem Energieträgereinsatz werden schließlich die dafür anfallenden Kosten und die resultierenden Emissionen berechnet. Über den im jeweiligen Jahr geltenden CO<sub>2</sub>-Preis werden auch diese Kosten miteinbezogen. Die Kapitalkosten werden auf Basis der Abschreibungszeiträume und ausgehend von den konkreten Investitionen in einem Werk bestimmt.

## 5 Betrachtete Technologien

Im Begleitkreis und v. a. bei Einzelgesprächen mit den Unternehmensvertretern wurde diskutiert, welche Technologien zu einer relevanten Minderung der Treibhausgasintensität der Zuckerherstellung führen können. Dabei kristallisierte sich heraus, dass die in Frage kommenden Technologien vor allem in die Bereiche Querschnittstechnologien und Energieerzeugung fallen und weniger spezifisch mit dem Prozess der Zuckerherstellung verbunden sind. Darüber hinaus sind alle relevanten Technologien bereits heute verfügbar, was einen bedeutenden Unterschied zu anderen Branchen darstellt. Technisch gesehen ist eine relevante und schnelle Emissionsminderung in der Zuckerindustrie also durchaus möglich, die strukturellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch sind nicht durchgehend gegeben.

Die betrachteten Technologien können in die Modellierung als werkspezifische Maßnahme einfließen. Die folgenden Maßnahmen werden in der Studie in Betracht gezogen.

- Im Bereich Energieerzeugung wurden drei realistische Optionen identifiziert. Diese sind **Erdgas-** und **Biomassekessel**, sowie **elektrische Wärmeerzeuger**. Bei den elektrischen Stromerzeugern wird berücksichtigt, dass der derzeitige Netzanschluss bei der überwiegenden Zahl der Werke bei Weitem nicht ausreichend ist, um den dann resultierenden Strombedarf zu decken.
- Weitere Maßnahmen sind der Einbau von **Verdampfungstrocknern**, **mechanische Brüdenverdichtung** in unterschiedlich starker Ausprägung und die **Umrüstung des Kalkofens auf gasförmigen Brennstoff**.
- In Anbetracht der verfügbaren **Biomasse aus den Rübenschnitzeln** können auch **eigene Biogasanlagen** einen relevanten Beitrag zur Emissionsminderung leisten.



Abbildung 5; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.

**Futtermittel:**

Derzeit werden die ausgelagten (entzuckerten) Schnitzel zu einem großen Teil als hochwertiges, regionales Futtermittel an die Landwirtschaft abgegeben. Geht man von einem gleichbleibenden Tierbestand und damit Futtermittelbedarf aus, müssen neue Futtermittel produziert oder importiert werden, wenn die Schnitzel in der Zuckerfabrik energetisch verwertet werden. Je nachdem wie und wo diese Futtermittel produziert werden, gehen mit ihnen erhebliche Emissionen einher, etwa durch den Transport oder den Bedarf an zusätzlichen Ackerflächen bis hin zu damit verbundenen Rodungen von Urwäldern. Ein Teil der Emissionen wird dadurch sozusagen in die Landwirtschaft verlagert, wenn sich das Konsumverhalten nicht ändert. Derartige Zusammenhänge gilt es zu berücksichtigen, um die Emissionen bezogen auf Deutschland und global und nicht nur die deutsche Zuckerindustrie zu mindern. Wie und in welchem Umfang Emissionen in anderen Bereichen entstehen, wenn die Zuckerindustrie ihre Biomasse energetisch nutzt, übersteigt den Rahmen dieser Studie. Aus der Perspektive der Zuckerindustrie können die eigenen Emissionen aber drastisch reduziert werden, wenn die eigene und verfügbare Biomasse energetisch genutzt wird.



Abbildung 6; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V.

Die Emissionen aus dem Rübentransport spielen insgesamt eine untergeordnete Rolle. Auf die Entwicklungen hin zu einem emissionsfreien Transportwesen hat die Zuckerindustrie wenig bis keinen Einfluss. Dementsprechend wird die Zuckerindustrie hier den allgemeinen Entwicklungen folgen und daher wird auf die Betrachtung expliziter Änderungen im Transportwesen verzichtet. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass sich auch in diesem Sektor etwas bewegen wird. Ein emissionsärmerer Transport wird im Modell über die Beimischung von regenerativ erzeugten Kraftstoffen simuliert, ohne im Detail zu betrachten, wie diese erzeugt werden oder ob ein Teil der Flotte elektrisch betrieben wird.

### 5.1.1 Energieerzeugung (KWK-Anlage)

Die KWK-Anlage zur Bereitstellung von Dampf und Strom stellt bei weitem den relevantesten Brennstoffverbraucher und CO<sub>2</sub>-Emittenten bei der Zuckerherstellung dar. Somit handelt es sich bei der Auswahl des Energieträgers sowie der entsprechenden KWK-Technologie um die Schlüsselfrage auf dem Weg zu sinkenden Treibhausgasemissionen in der Zuckerindustrie. Aktuell werden in den Werken überwiegend Erdgaskessel betrieben. Der Dampf wird über Dampfturbinen verstromt sowie als Prozessdampf in verschiedenen Produktionsschritten genutzt. Einige Werke nutzen derzeit Braunkohle- oder Steinkohlekessel zur Dampferzeugung. Eine Nutzung von kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozessen (GuD) findet momentan nur an einzelnen Werken statt. Eine stärkere Anwendung dieser Technologie würde bei den aktuellen Verbrauchsstrukturen nicht wirtschaftlich sein, da sich dadurch nur die Stromkennzahl erhöht. Die Abdeckung des Stromeigenbedarfs der Werke kann momentan jedoch auch bei den verwendeten Dampfturbinenprozessen ausreichend gewährleistet werden. Verschiebt sich das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmebedarf jedoch zukünftig, z. B. im Fall eines verstärkten Einsatzes mechanischer Brüdenkompression oder Verdampfungstrocknung, kann der Einsatz von KWK-Technologien mit höherer Stromkennzahl wie GuD-Technologie oder zukünftig auch Hochtemperaturbrennstoffzellen wirtschaftlich sinnvoll werden.

Eine nennenswerte Treibhausgaseinsparung bis hin zur Treibhausgasneutralität kann jedoch nur erzielt werden wenn sich in der KWK-Anlage einer der folgenden Energieträger nutzen lässt:

- Biomasse (z. B. Holz oder Nutzung eigener Biomasse)
- Biogas, Biomethan oder synthetisches Gas (fremdbezogen oder aus Vergärung eigener Biomasse)

Alternativ könnte in einem Elektrifizierungsszenario der benötigte Prozessdampf über Elektrokessel bereitgestellt werden. Die Eigenerzeugung von Strom entfällt in diesem Fall.

Aus diesem Grund steht im Fokus der Betrachtung je nach Pfad und Szenario die Entscheidung zugunsten einer Energieerzeugung, die die Nutzung eines der drei aufgeführten Energieträger vorsieht.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der Energieerzeugung getroffen:

- Die Kessel aller Werke müssen einmal im Betrachtungszeitraum bis 2050 komplett erneuert werden.
- Abhängig vom betrachteten Szenario werden entweder Erdgaskessel, Biomassekessel oder Elektrokessel installiert.
- Bei Erdgas- und Biomassekesseln findet keine relevante Änderung auf Seiten der Stromerzeugung (Dampfturbinen) statt. Die bisherigen Prozesse werden somit beibehalten.
- Bei Elektrokesseln findet keine Stromerzeugung statt. Gleichzeitig wird die Maßnahme Elektrokessel immer in Kombination mit der Maßnahme mechanische Brüdenverdichtung durchgeführt, bei der dann auch die Kosten für einen erforderlichen Ausbau des Netzanschlusses berücksichtigt werden.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind nicht unternehmensspezifisch, sondern abgeleitet für einen typischen Kessel mit 60 MW-Leistung. Die anzusetzenden Investitions- und Betriebskosten werden linear auf die tatsächliche Kesselleistung skaliert.

Tabelle 4: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kesselanlagen<sup>4</sup>

	Erdgas	Biomasse	Elektrokessel
Bezugsgröße Kesselleistung	60 MW Kessel		
Investitionskosten	ca. 11,5 Mio. €	ca. 53 Mio. €	ca. 9 Mio. €
Betriebskosten	ca. 85.000 €/a	ca. 860.000 €/a	ca. 50.000 €/a
Abschreibungszeitraum	15 Jahre		

### 5.1.2 Verdampfungstrockner (VDT)

Die Trocknung der nassen Rübenschnitzel zur Verwertung auf dem Futtermittelmarkt wird aktuell bei den Werken überwiegend mit Hochtemperaturtrocknung (HTT), teilweise in Kombination mit Niedertemperaturtrocknung (NTT) durchgeführt oder mit einer Verdampfungstrocknung (VDT). Hochtemperaturtrockner werden direkt mit Brennstoff befeuert. Ein alternatives Verfahren ohne direkte Brennstofffeuerung stellt die Verdampfungstrocknung dar. Bei der Verdampfungstrocknung wird Wasserdampf als Trocknungsgas eingesetzt. Mit Verdampfungstrocknern lässt sich somit der Brennstoffeinsatz verringern, allerdings ist die Nutzung dieser Technologie mit einem erhöhten Strombedarf zumindest gegenüber einer HTT verbunden. Noch wesentlicher ist die Verringerung der Eigenstromerzeugung aus der KWK-Anlage, da für die VDT Dampf auf einer hohen Druckstufe benötigt wird, der somit nicht mehr für die Stromerzeugung in der Turbine zur Verfügung steht. Im Weiteren wird Einfachheit halber der VDT als ein Repräsentant der verfügbaren Technik weiterverfolgt.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der VDT getroffen:

- Eine VDT wird als Option nur berücksichtigt, wenn auch zukünftig die Nutzung der Rübenschnitzel auf dem Futtermittelmarkt vorgesehen ist. In den Szenarien mit energetischer Verwertung der Rübenschnitzel wird keine VDT installiert bzw. maximal im Umfang einer noch vorhandenen Futtermittelnutzung.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten werden linear auf die Bezugsgröße „Brennstoffbedarf HTT“ skaliert.

Tabelle 5: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Verdampfungstrockner<sup>5</sup>

	Verdampfungs- trocknung (VDT)
Bezugsgröße Brennstoffbedarf HTT	50.000 MWh/a
Investitionskosten	ca. 20 Mio. €
Strommehrbedarf gegenüber HTT	ca. 900 MWh/a
Stromeinsparung gegenüber der kombinierten HTT und NTT	ca. 1.450 MWh/a
Wegfall Stromerzeugung	ca. 4.750 MWh/a
Abschreibungszeitraum	12 Jahre

<sup>4</sup> Quellen: FNR (2014), Prognos (2014), EEB Enerko (2014) sowie Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

<sup>5</sup> Quellen: VDI-Richtlinie 2594 (2015), Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

Die Investitionskosten hängen wesentlich von den erforderlichen Einbindungskosten eines VDT in die vorhandene Werksinfrastruktur ab, so dass teilweise auch deutlich höhere Investitionskosten resultieren können.

### 5.1.3 Mechanische Brüdenverdichtung

Relevante Senkungen des Prozessdampfbedarfs lassen sich mithilfe mechanischer Brüdenverdichtung erzielen. Hierbei werden die anfallenden Dampfbrüden mithilfe elektrischer Kompressoren mechanisch verdichtet und somit auf ein höheres Druckniveau gehoben. Der verdichtete Dampf kann wieder zur Verdampfung genutzt werden, so dass eine Einsparung an frischem Prozessdampf erzielt wird. Die erzielte Dampfeinsparung wird jedoch mit einem gesteigerten Strombedarf erkauft, im Regelfall liegt dieser jedoch deutlich unter der eingesparten Wärmeenergie. Da der gesteigerte Strombedarf im Regelfall nicht von der Eigenerzeugung der KWK-Anlage gedeckt werden kann, ist davon auszugehen, dass mit einer verstärkten Nutzung mechanischer Brüdenverdichtung gleichzeitig ein Ausbau des Netzanschlusses bei den meisten Werken erforderlich ist.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der mechanischen-Brüdenkompression getroffen:

- Das Verhältnis zwischen Strommehrbedarf und Dampfeinsparung liegt bei 3,5. Das bedeutet ein Strommehrbedarf von 1 MWh führt zu einer Dampfeinsparung von 3,5 MWh.
- Die erzielbare Dampfeinsparung pro Werk liegt bei bis zu 50 % des Gesamtbedarfs. Je nach Szenario erfolgt eine Umsetzung der Brüdenkompression aber nur bis zu einem bestimmten Anteil.
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten werden linear auf die erzielbare Dampfeinsparung skaliert.
- Die Umsetzung der mechanischen Brüdenverdichtung ist gleichzeitig mit einem Ausbau des elektrischen Netzanschlusses für jedes Werk verbunden

Tabelle 6: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung mechanische Brüdenverdichtung<sup>6</sup>

	20%-Reduktion	50%-Reduktion
Bezugsgröße Dampfverbrauch Werk	150.000 MWh/a	
Einsparung	30.000 MWh/a	75.000 MWh/a
Mehrbedarf Strom	8.571 MWh/a	21.429 MWh/a
Investitionskosten Brüdenkompression	Ca. 4,6 Mio €	Ca. 11,5 Mio €
Investitionskosten Netzanschluss	ca. 10 Mio €	
Abschreibungszeitraum	12 Jahre	

### 5.1.4 Biogasanlage und -aufbereitung

Die ausgelaugten (entzuckerten) Zuckerrübenschnitzel können alternativ zum Verkauf am Futtermittelmarkt energetisch genutzt werden. Das theoretisch verfügbare energetische Potenzial der Rübenschnitzel ist bei den meisten Werken ausreichend zur Abdeckung des gesamten eigenen Energiebedarfs. Dies gilt insbesondere dann, wenn ergänzend noch Einsparmaßnahmen zur Senkung des Energiebedarfs umgesetzt werden.

<sup>6</sup> Quellen: DBFZ (2016), Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

Eine Möglichkeit zur energetischen Nutzung der Rübenschnitzel besteht darin, diese in einer Biogasanlage zu vergären und das anfallende Biogas direkt in den Kesseln zu verbrennen. Aufgrund der typischen Betriebsweise der Zuckerfabrik mit den entsprechenden Kampagnen, müsste die Biogasanlage relativ groß dimensioniert werden, um die während der Kampagne anfallenden Rübenschnitzel direkt vergären zu können. Gleichzeitig müsste sichergestellt sein, dass die bereitgestellte Biogasmenge ausreicht, um die Lastspitzen während der Rübenkampagne abzudecken. Eine solche Dimensionierung ist hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ungünstig, da die Biogasanlagen auf das Jahr betrachtet nur mit relativ geringen Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Eine sinnvolle und eine Form der Sektorkopplung darstellende Alternative besteht deshalb darin, das Biogas aufzubereiten und als Biomethan in das Erdgasnetz einzuspeisen. In diesem Fall kann die Anlage so dimensioniert werden, dass die anfallenden Rübenschnitzel als Silage gleichmäßig über das Jahr verteilt vergoren werden und die Anlage somit zu hohen Benutzungsstunden kommt. Dies würde dazu führen, dass zwar für die Leistungsspitzen in der Rübenkampagne nicht genügend selbst-erzeugtes Biogas bzw. Biomethan zur Verfügung steht. Bilanziell über das Jahr betrachtet könnte jedoch sichergestellt werden, dass mindestens die Menge an Biomethan eingespeist wird, die im Werk verbraucht wird.

Folgende relevante Annahmen werden hinsichtlich der Betrachtung der Biogasanlage getroffen:

- Die Biogasanlage wird so dimensioniert, dass der Gasbedarf über das Jahr betrachtet bilanziell gedeckt werden kann.
- Die Biogasanlage wird mit einer Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz verbunden.
- Der Biogasertrag wird abgeschätzt auf Basis der verfügbaren Menge an Rübenschnitzel umgerechnet auf Trockensubstanz. Der Biogasertrag wird mit 840 l/kg oTS abgeschätzt, der Anteil organischer Trockensubstanz wird mit 90 % angesetzt.<sup>7</sup>
- Die Wirtschaftlichkeitsdaten sind abgeleitet für eine typische Anlage mit einer Rohgasleistung von 2.564 m<sup>3</sup>/h. Die anzusetzenden Investitions- und Betriebskosten werden linear auf die tatsächliche Kesselleistung skaliert.

Tabelle 7: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Biogasanlagen<sup>8</sup>

	<b>Biogasanlage mit Aufbereitung</b>
Bezugsgröße Rohgasleistung	2.564 m <sup>3</sup> /h (entspricht ca. 130.000 MWh/a Rohgasertrag)
Investitionskosten	ca. 23 Mio. €
Betriebskosten ohne Strom	ca. 1,1 Mio. €/a
Strombedarf	ca. 7.750 MWh/a
Abschreibungszeitraum	16 Jahre

<sup>7</sup> B Linke et al. 2006: Biogas in der Landwirtschaft, Leitfaden für Landwirte und Investoren

<sup>8</sup> Quellen: KTBL (2020), Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

### 5.1.5 Umrüstung Kalköfen

Die Kalköfen bei den Zuckerfabriken werden üblicherweise mit Steinkohlenkoks oder Anthrazit betrieben. Einzelne Werke haben in der Vergangenheit die Öfen so umgerüstet, dass diese mit Erdgas betrieben werden können. Allerdings ist der Einsatz von Erdgas mit einem um ca. 20 % höheren Brennstoffbedarf verbunden. Trotz dieser Steigerung im Brennstoffbedarf wird in den Pfaden zum Erreichen der Treibhausgasneutralität davon ausgegangen, dass die Kalköfen auf Erdgas umgestellt werden und mit Biogas oder Biomethan betrieben werden.

Tabelle 8: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kalköfen<sup>9</sup>

	Kalköfen
Investitionskosten	ca. 2,6 Mio €
Brennstoffbedarf bezogen auf Einsatz von Steinkohlenkoks	ca. 121 %
Abschreibungszeitraum	12 Jahre

<sup>9</sup> Quellen: Abschätzungen der beteiligten Unternehmen

## 6 Basisniveau

Aus der oben beschriebenen Datenbasis kann das Ausgangsniveau hinsichtlich des Energieträgereinsatzes, der resultierenden Emissionen und der betrachteten Kosten bestimmt werden. Ein genaues Verständnis der Ausgangssituation ist entscheidend, um die relevanten Stellschrauben für die Emissionsminderung zu identifizieren. Darüber hinaus zeigt der Vergleich mit dem Ausgangswert die Effekte bestimmter Maßnahmen und nicht zuletzt die damit auch einhergehende zukünftige Belastung.

### 6.1 Energieeinsatz und -träger

Die Gesamtmenge der eingesetzten Energieträger der deutschen Zuckerindustrie beträgt im Basisfall etwa 7,9 TWh pro Jahr.

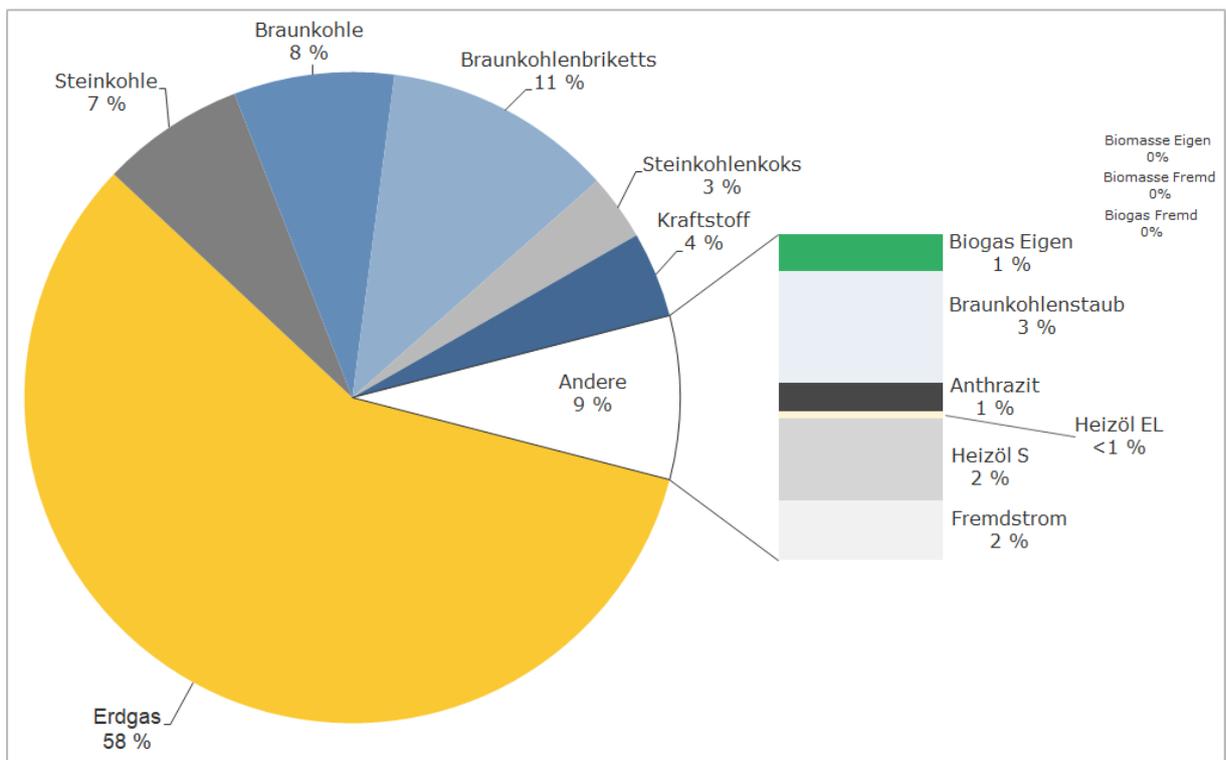


Abbildung 7: Anteil eingesetzter Energieträger im Basiszeitraum

Der überwiegende Anteil von 58 % oder knapp 4,6 TWh entfällt dabei auf den Energieträger Erdgas. Erdgas wird dabei sowohl in den KWK-Anlagen, als auch zur Schnitzeltrocknung eingesetzt. In geringen Mengen wird Erdgas auch bereits zur Befuerung von Kalköfen verwendet. Mit insgesamt gut 1,7 TWh oder 22 % sind die unterschiedlichen Braunkohleformen der aktuell zweitwichtigste Energieträger. Neben der Energieerzeugung wird insbesondere Braunkohlenstaub auch zur Schnitzeltrocknung eingesetzt. Es folgen ca. 660 GWh Steinkohleneinsatz zur Energieerzeugung. Der Kraftstoff für den Rübentransport schlägt mit etwa 330 GWh zu Buche und liegt damit knapp vor dem kombinierten Brennstoffeinsatz aus Steinkohlenkoks und Anthrazit von 310 GWh für die Kalköfen. Von Heizöl S werden 160 GWh eingesetzt, während nur ca. 15 GWh auf Heizöl EL entfallen. Der Fremdstrombezug von knapp 120 GWh spielt im Basisfall eine eher untergeordnete Rolle. Etwa 70 GWh Biogas werden bereits mitverfeuert, dieses Gas wird im Zuge der Abwasserbehandlung gewonnen.

## 6.2 Emissionen und ihre Verteilung auf die Energieträger

Insgesamt verursachen die eingesetzten Energieträger jährliche Emissionen in Höhe von knapp 2,1 Mio t CO<sub>2</sub>. Aufgrund der unterschiedlichen Emissionsfaktoren verschiebt sich natürlich die Verteilung auf die Energieträger im Vergleich zum Einsatz.

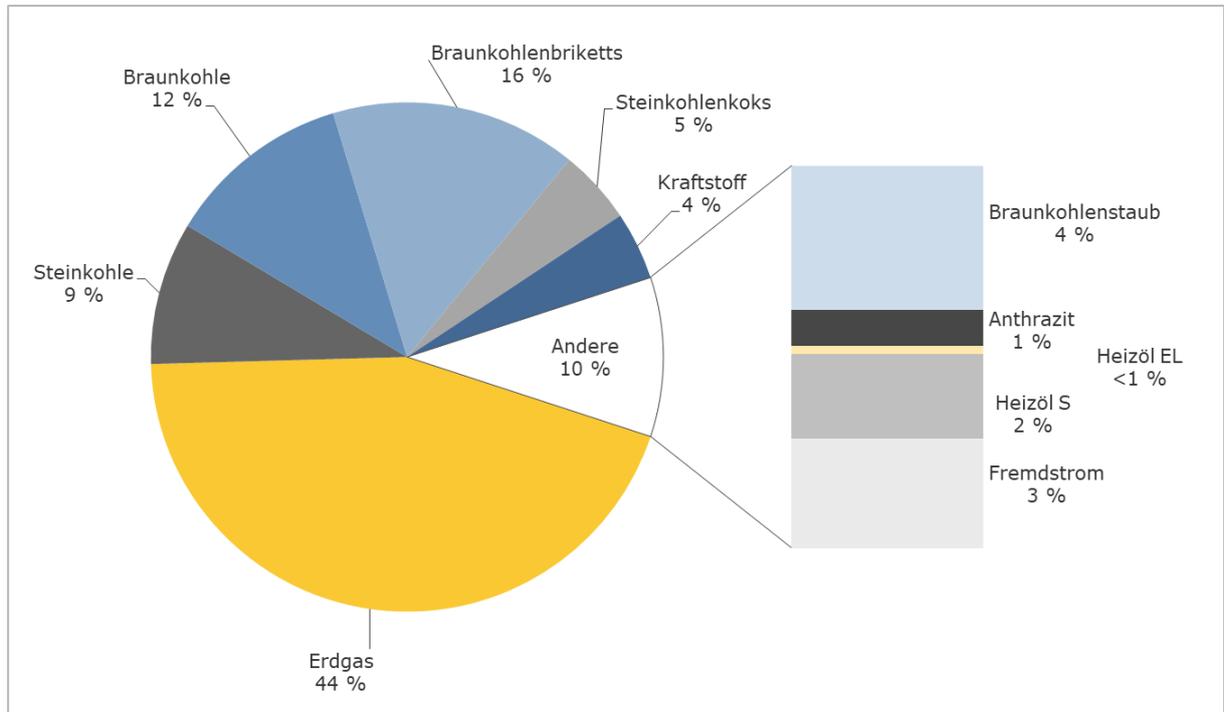


Abbildung 8: Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die eingesetzten Energieträger im Basiszeitraum

Erdgas hat unter den fossilen Energieträgern den geringsten THG-Emissionsfaktor. Wenig überraschend ist daher der Anteil der Emissionen aus dem Erdgaseinsatz an den Gesamtemissionen deutlich geringer als beim Energieeinsatz. Der Anteil liegt 13 % niedriger und Erdgas ist damit für weniger als die Hälfte der verursachten Emissionen verantwortlich. Dagegen dreht sich das Bild bei der Kohle. Stein- und Braunkohle verursachen gemeinsam ca. 40 % der Emissionen der Zuckerindustrie, wohingegen sie nur für gut 29 % des Energieeinsatzes stehen. Die Reduktion des Kohleeinsatzes in der Energieerzeugung und Schnitzeltrocknung hat damit einen großen Effekt auf die Minderung der Emissionen. Auch die Bedeutung von Steinkohlenkoks und Anthrazit steigt bei der Betrachtung der Emissionen. Insgesamt sind sie zwar nur für 0,12 Mio. t CO<sub>2</sub> verantwortlich, allerdings ist die Umstellung des Kalkofens auf andere Brennstoffe schwierig, weshalb die Reduzierung dieser langfristig wirkenden Emissionen mit einem relativ hohen Aufwand verbunden ist. Der Anteil von Kraftstoff und des Heizöls an den Emissionen bleibt etwa gleich zum Energieeinsatz. Beim Fremdstrom ist der Anteil an den Emissionen aufgrund des hohen Emissionsfaktors im Basiszeitraum größer als der Anteil bei den Energieträgern.

### 6.3 Betrachtete Kosten im Basiszeitraum

Der überwiegende Anteil von fast 80 % der betrachteten Kosten entfällt in der Ausgangssituation auf die Energieträger. Hierfür fallen 220 Mio. € an. Über die Hälfte davon macht das Erdgas aus. Mit etwa 40 Mio. € liegen die Kraftstoffe unter den Energieträgern an zweiter Stelle, bedingt durch den hohen spezifischen Preis. Dies ist zwar zum Teil auf konservative Annahmen zur Anlieferstrecke zurückzuführen, aber dennoch nicht vernachlässigbar. Emissionsseitig spielen die Kraftstoffe zwar kaum eine Rolle, aber wenn die Dekarbonisierung des Transportwesens mit hohen Kosten verbunden ist, wird das auch für die Zuckerindustrie spürbar sein. Ähnlich wie bei den Kraftstoffen sorgt der hohe Strompreis dafür, dass der Fremdstrom bei den Kosten eine deutlich prominentere Rolle spielt. Die hohen Bezugskosten sind auch derzeit das maßgebliche Hemmnis für eine ausgeprägtere Elektrifizierung der Prozesse.

Zusätzlich entstehen durch den Brennstoffeinsatz noch CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von 48 Mio. €. Die Emissionen der Kraftstoffe sind hier noch außen vor, da diese über das BEHG erst ab 2021 einem CO<sub>2</sub>-Preis unterliegen.

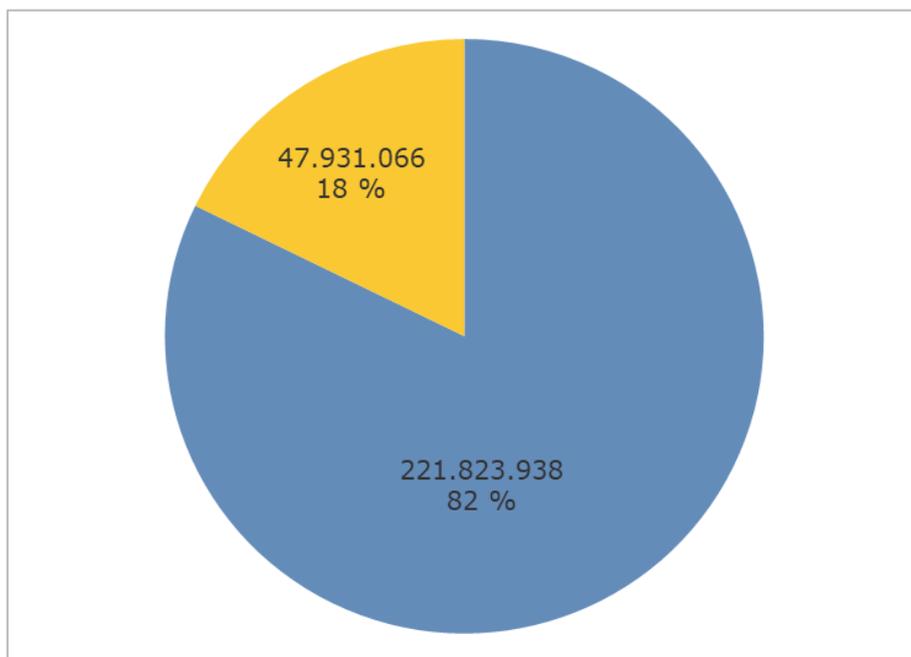


Abbildung 9: Verhältnis zwischen Energiekosten und CO<sub>2</sub>-Kosten im Basiszeitraum

Im Basisniveau überwiegt damit die Bedeutung der direkten Energiekosten gegenüber den CO<sub>2</sub>-Kosten deutlich. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 100 €/t CO<sub>2</sub>, dem in der Studie angesetzten Preisniveau für 2050, und unter Einbeziehung der Kraftstoffemissionen durch den nEHS lägen die CO<sub>2</sub>-Kosten bei etwa 200 Mio. € und damit in der gleichen Größenordnung wie die Energiekosten selbst. Das macht einerseits deutlich, welcher Druck durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise auf die Industrie ausgeübt wird. Andererseits: Die Auseinandersetzung mit Treibhausgasminderungen ist nicht nur klimapolitisch notwendig, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll und immer relevanter.

Komplettiert werden die Basiskosten noch von Betriebskosten in Höhe von knapp 12 Mio. €. Damit betragen die gesamten Kosten gut 281 Mio. €.

## 7 Der Referenzpfad (Pfad 1)

Dieser Pfad bildet die Entwicklung des Energieträgereinsatzes, der Emissionen und der damit verbundenen Kosten für den „business as usual“ Fall ab. Das bedeutet, die aktuellen Gegebenheiten werden weitestgehend fortgeschrieben. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung als bereits beschlossene regulatorische Vorgabe wird in diesem Pfad auch in den eigenen Anlagen der Branche bereits umgesetzt. Der Pfad dient in erster Linie als Vergleichswert, um die weiteren Pfade hinsichtlich Kosten und Emissionsminderung ins Verhältnis setzen zu können. Er spiegelt in keiner Weise die aktuellen Planungen oder Ambitionen der beteiligten Unternehmen wieder.

### 7.1 Maßnahmen

Als Folge des Kohleausstiegs werden alle Festbrennstoffkessel durch Gaskessel ersetzt. Im Falle von Braunkohle orientiert sich das Ausstiegsdatum der Werke an der Schließung des jeweiligen Tagebaus. Die Steinkohlekessel werden im Jahr 2038 ersetzt. Ab 2030 werden alle zwei Jahre in einem Werk die bestehenden Erdgaskessel ausgetauscht, bis alle Energieerzeugungsanlagen einmal modernisiert wurden. Weitere Maßnahmen werden (bis auf die angenommenen moderaten allgemeinen Effizienzsteigerungen) in diesem Pfad nicht umgesetzt. Die gesamten Investitionen im betrachteten Zeitraum belaufen sich hier auf 450 Mio. €.

### 7.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

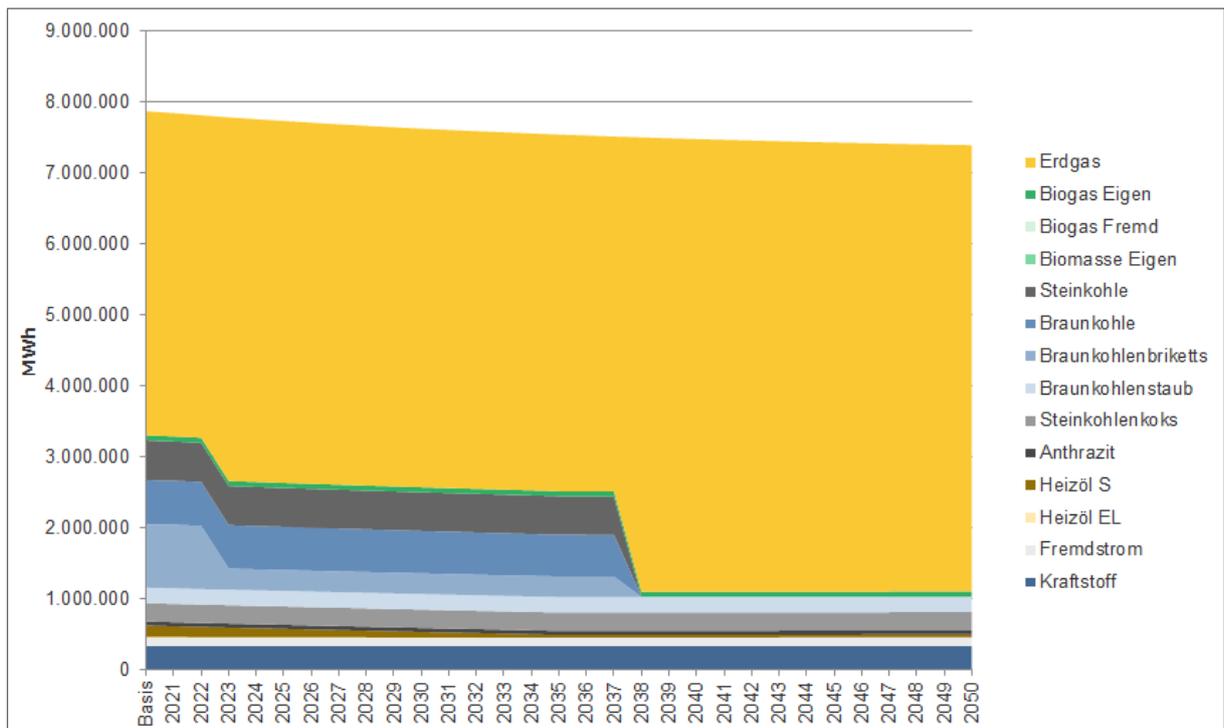


Abbildung 10: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Referenzpfad

Bis 2050 sinkt der Gesamtenergieeinsatz im Referenzpfad um knapp 0,5 TWh auf etwa 7,4 TWh. Der Rückgang des Energieverbrauchs ist einzig auf die angenommenen Effizienzgewinne im Wärmebereich zurückzuführen. In Abbildung 10 zeigen sich deutlich die Auswirkungen des Kohleausstiegs. Bereits 2023 fällt ein relevanter Teil des Einsatzes von Braunkohlenbriketts weg. 2038 wird der Kohleeinsatz in den Energieerzeugungsanlagen dann vollständig eingestellt und durch Erdgas substituiert. Der Kohleeinsatz zur Schnitzeltrocknung und in den Kalköfen bleibt hiervon unberührt, weshalb im Referenzpfad auch 2050 noch verbleibende Mengen an Kohle eingesetzt werden. Auch beim Heizöl wird die Einsatzmenge in der Energieerzeugung immer weiter zurückgefahren, allerdings bleiben auch hier Restmengen zur Schnitzeltrocknung.

Der Anteil von Erdgas am Energieträgereinsatz steigt durch den Kohleausstieg von 58 % im Basisfall bis 2050 auf insgesamt 85 % an. Der Anteil der betroffenen Kohlesorten sinkt entsprechend ab. Die weiteren Energieträger bleiben anteilmäßig etwa konstant, ausgenommen Heizöl, dessen Bedeutung kontinuierlich absinkt.

### 7.3 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Während beim Energieeinsatz im Referenzpfad nur eine Minderung von knapp 6 % erzielt wird, zeigt sich bei Betrachtung der Emissionen ein anderes Bild. Bedingt durch den Brennstoffwechsel von Kohle auf das emissionsärmere Erdgas sinken die jährlichen Emissionen hier bis 2050 um fast 25 % auf knapp 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub>. Bis 2030 werden die jährlichen Emissionen immerhin schon um fast 200.000 t CO<sub>2</sub> auf etwa 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub> reduziert. Die mittleren Emissionen liegen im Betrachtungszeitraum bei 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub> und damit wird eine kumulierte Einsparung von etwa 9 Mio. t CO<sub>2</sub> im Vergleich zu einer reinen Fortschreibung des Basiswerts erreicht.

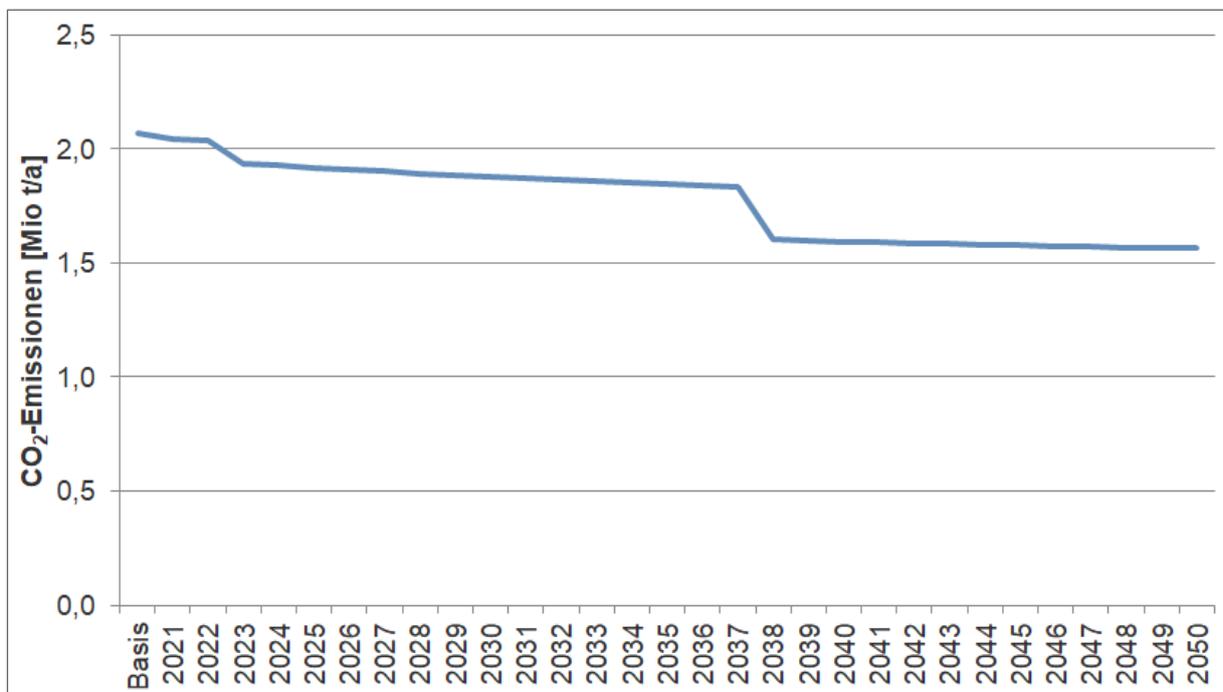


Abbildung 11: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 im Referenzpfad

Auch bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs der Emissionen fallen im Referenzpfad natürlich wieder die Zeitpunkte des Kohleausstiegs in der Eigenerzeugung besonders auf. In den Jahren 2023 und 2038 werden die größten Minderungen erzielt.

## 7.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

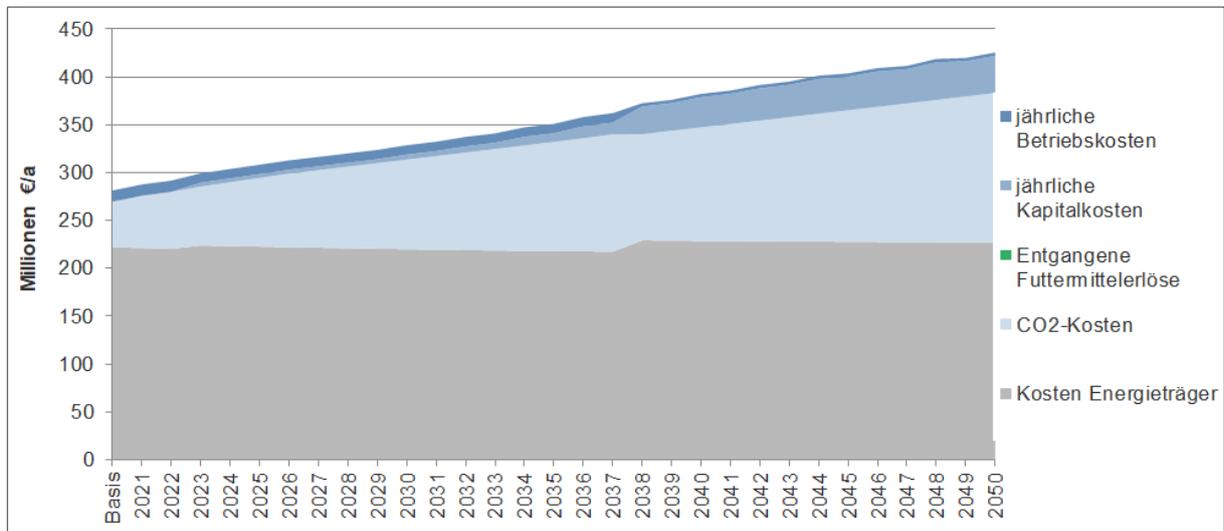


Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Referenzpfad

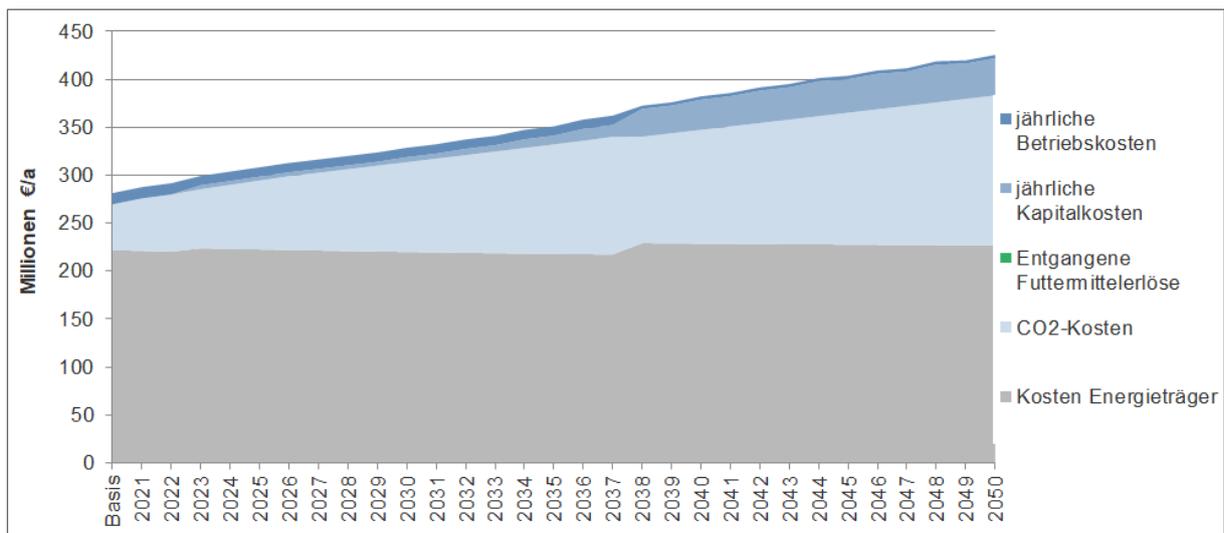


Abbildung 12 zeigt einen kontinuierlichen Anstieg im Betrachtungszeitraum. Vom bereits genannten Ausgangswert von 281 Mio. € erfolgt ein Anstieg auf etwa 426 Mio. €, was einem Plus von gut 50 % entspricht. Bedingt wird diese Steigerung in erster Linie durch die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise und die Kapitalkosten in Folge des Kesslersatzes. Die Energieträgerkosten nehmen trotz des sinkenden Energiebedarfs etwas zu. Ursächlich dafür ist der Brennstoffwechsel von Kohle auf das teurere Erdgas. Im zeitlichen Verlauf sind die Sprünge nach oben in den Jahren 2023 und 2038 gut zu erkennen, wohingegen im übrigen Verlauf ein leichtes Absinken in Folge der Effizienzgewinne zu beobachten ist. Interessant ist die gemeinsame Betrachtung von Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Kosten. Bis 2038 liegt hier eine relativ gleichmäßige Steigerung vor, der Brennstoffwechsel 2023 fällt bei Betrachtung der Gesamtsituation in dieser Hinsicht kaum auf. Anders dagegen im Jahr 2038, hier flacht die Steigung bezogen auf diese beiden Kostenfaktoren merklich ab. Es erfolgt zwar immer noch ein leichter Zuwachs, aber nicht so ausgeprägt, wie in den Jahren davor oder danach. Das bedeutet, dass der Brennstoff Erdgas unter Einbeziehung der angenommenen Preissteigerung für CO<sub>2</sub>-Emissionen (hier: EUAs) in diesem Jahr bereits günstiger ist, als der in der Energieerzeugung noch eingesetzte Kohlemix. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich, dass Braunkohle und Braunkohlenbriketts unter den

getroffenen Annahmen bereits Ende der 2020er teurere Brennstoffe sind als Erdgas, wenn man die CO<sub>2</sub>-Kosten einbezieht. Für Steinkohle dreht sich dieses Verhältnis erst nach dem Zeitpunkt des gesetzlichen Kohleausstiegs.

Insgesamt steigen die Kosten allerdings 2038 dennoch relevant an, da sich die Kapitalkosten für den Kesslersatz hier noch sprunghaft erhöhen. Durch den Ersatz der in der Betriebsführung aufwendigeren Festbrennstoffkessel sinken die Betriebskosten zwar deutlich, aber da diese nur für einen sehr geringen Anteil der Gesamtkosten repräsentieren, wird der Effekt letztlich durch die beschriebenen Kostensteigerungen überlagert.

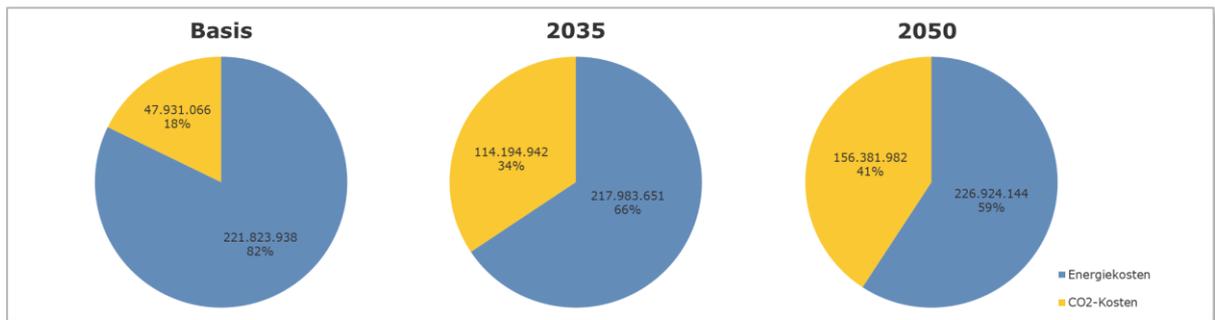


Abbildung 13: Entwicklung des Verhältnisses zwischen Energiekosten und CO<sub>2</sub>-Kosten im Referenzpfad

Die mittleren Kosten im Betrachtungszeitraum liegen bei 357 Mio. €/a. Damit entstehen der Zuckerbranche ohne weitere Maßnahmen jährliche Mehrkosten von durchschnittlich 76 Mio. €/a. Kumuliert bis 2050 liegen die Mehrkosten in diesem Pfad bei knapp 2,3 Mrd. €.

## 7.5 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Im Referenzpfad reduzieren sich die Emissionen unter Einbeziehung der gültigen Regularien bereits um etwa ein Viertel auf 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2050. Der größte Anteil entfällt auf den Verzicht von Kohleeinsatz in der Eigenenergieerzeugung. Die übrige Minderung verteilt sich auf die Effizienzgewinne im Wärmebereich und den absinkenden Emissionsfaktor im deutschen Strommix. Die Zuckerbranche ist damit auch im Referenzpfad für den weit überwiegenden Teil der Minderungen selbst verantwortlich.

Die betrachteten Kosten erhöhen sich bis 2050 auf 426 Mio. €/a. Die wesentlichen Treiber sind hier steigende CO<sub>2</sub>-Preise und Kapitalkosten für den Kesslersatz. Die Mehrkosten von insgesamt etwa 2,3 Mrd. € im betrachteten Zeitraum sind natürlich eine relevante Belastung für die deutsche Zuckerindustrie. Diese Zusatzbelastung erschwert das Aufbringen der notwendigen Investitionsmittel in Höhe von 450 Mio. € für diesen Pfad.

## 7.6 Steckbrief Referenzpfad (Pfad 1)

Tabelle 9: Steckbrief Referenzpfad (Pfad 1)

Referenzpfad (Pfad 1)	
<b>Beschreibung Maßnahmen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel)</li> </ul>
<p><b>Emissionsentwicklung bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,9 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Emissionsentwicklung bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul>	
<p><b>Kostenentwicklung:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mittlere Kosten Ø 2021-2050: 357 Mio. €/a</li> <li>Kosten Zieljahr 2050: 426 Mio. €/a</li> <li>Gesamtinvestitionskosten: 450 Mio. €</li> </ul>	
<b>Wesentliche Einflussfaktoren auf Kosten:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Kosten</li> <li>Energiepreise</li> </ul>	

## 8 Effizienzpfad (Pfad 2)

Dieser Pfad legt dar, wie unter den gegebenen Annahmen durch zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen eine ambitioniertere Reduktion der Emissionen erfolgen kann. Das bedeutet auch hier nicht, dass dieser Pfad die Ambitionen oder Pläne der beteiligten Unternehmen widerspiegelt oder Maßnahmen der Unternehmen in irgendeiner Weise vorgibt oder bindet. Klar ist auch, dass auf diesem Pfad das Ziel der Treibhausgasneutralität nicht erreicht werden kann. Aber der Pfad liefert Anhaltspunkte, was bereits unter den gegebenen Rahmenbedingungen erreicht werden könnte. Sollten sich die Rahmenbedingungen allerdings zugunsten des im Kapitel 9 betrachteten Klimaneutralitätspfades ändern, können bereits getätigte Investitionen im hier betrachteten Pfad zum Teil überflüssig werden und in Hinblick auf das verfügbare Investitionsbudget der Unternehmen damit sogar kontraproduktiv für das Erreichen der Treibhausgasneutralität sein.

### 8.1 Maßnahmen

Die bestehenden Kessel werden analog zum Referenzpfad durch neue Erdgaskessel ersetzt. Darüber hinaus wird beginnend im Jahr 2030 jedes Jahr ein Werk mit Brüdenkompressoren aufgerüstet, wodurch eine Einsparung des Brennstoffbedarfs von 20 % erreicht wird. Außerdem werden im Zeitraum 2030 bis 2050 alle noch bestehenden direktbefeueten Trocknungen in den Werken durch Verdampfungstrockner ersetzt. Weitere Maßnahmen werden in diesem Pfad nicht betrachtet. Die allgemeinen Effizienzgewinne im Wärmebereich wirken sich selbstverständlich auch hier aus.

## 8.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

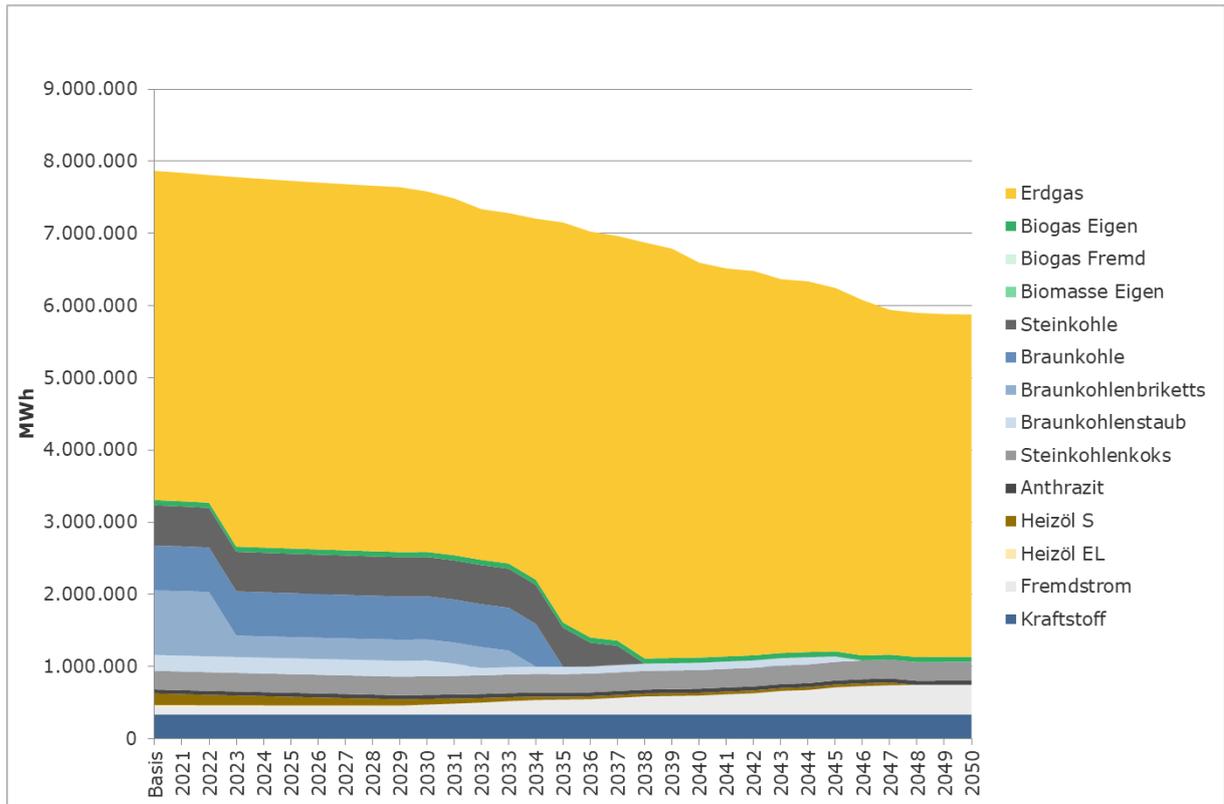


Abbildung 14: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Effizienzpfad

Mit Beginn der 2030er Jahre zeigt sich eine deutlich stärkere Reduktion des Energieträgereinsatzes auch gegenüber dem Referenzpfad. Insgesamt werden im Jahr 2050 im Vergleich zum Basisverbrauch ca. 2 TWh/a bzw. gegenüber dem Referenzpfad 1,5 TWh/a eingespart, so dass sich im Zieljahr ein Verbrauch von etwa 5,9 TWh ergibt. Die erhöhten Einsparungen ergeben sich vor allem aus den Effekten durch die Brüdenverdichtung und die Verdampfungstrockner. Auf diese beiden Maßnahmen geht auch der erhöhte Fremdstromverbrauch zurück, der sich im Vergleich zur Ausgangssituation deutlich abzeichnet. Die Einsparungen im Brennstoffbereich durch diese Maßnahmen überkompensieren den erhöhten Fremdstrombezug jedoch deutlich. Durch den Ersatz der direktbefeuerten Trockner und den Ersatz der Kohlekessel wird der Kohleeinsatz, abgesehen von Steinkohlenkoks und Anthrazit im Kalkofen, bis 2038 vollständig reduziert. Der gesamte Erdgaseinsatz nimmt allerdings nur leicht zu.

### 8.3 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Mit den angesprochenen Maßnahmen gelingt in diesem Pfad eine Reduktion der Emissionen von 2,1 Mio. t CO<sub>2</sub> auf 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub>.

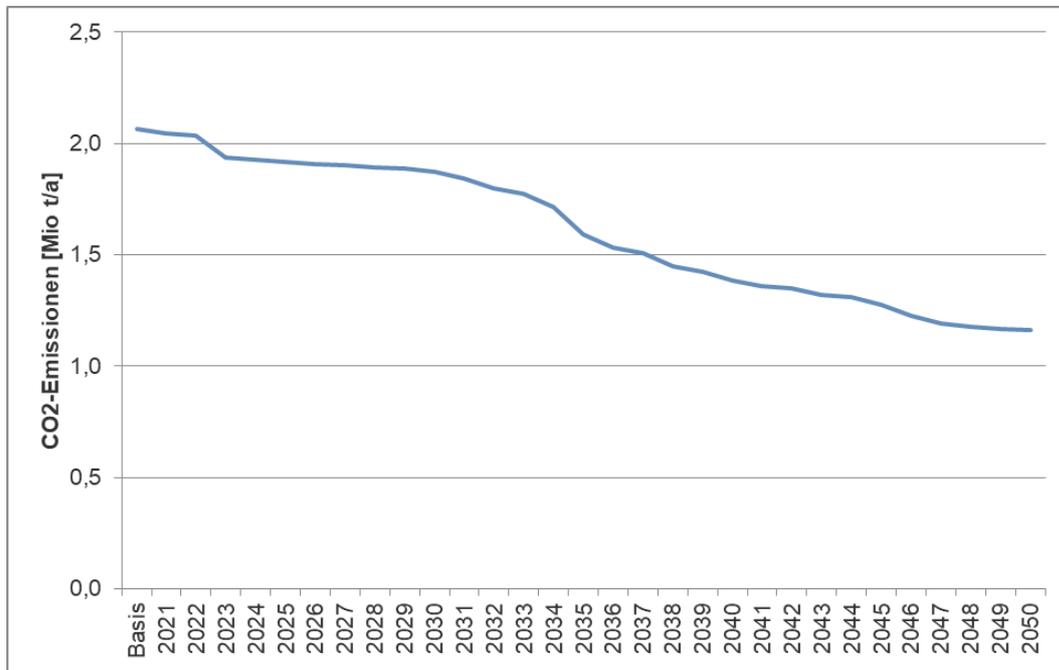


Abbildung 15: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 im Effizienzpfad

Natürlich wirkt sich auch hier wieder der Ausstieg aus dem Kohleeinsatz in der Eigenenergieerzeugung deutlich aus. Darüber hinaus führt vor allem der allgemein reduzierte Brennstoffeinsatz zu einem spürbaren Rückgang der Emissionen. Durch den sinkenden Emissionsfaktor im Stromnetz wirken sich die steigenden Fremdstrombezüge gerade zum Ende des Betrachtungszeitraums hin nicht mehr aus. Der Endwert von 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> aus dem Referenzpfad wird im Effizienzpfad bereits 2035, also zur Mitte des Betrachtungszeitraums, unterschritten. Im Jahr 2050 werden dann weitere 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub> jährlich eingespart, es verbleiben ca. 56 % der jährlichen Emissionen. Bei Beschreiten dieses Pfades werden zudem kumuliert bis 2050 15,3 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart.

### 8.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

Die betrachteten Kosten steigen im Mittel im Vergleich zum Referenzpfad um etwa 6,5 Mio. €/a auf 364 Mio. €/a an. Während die Kosten allerdings im Referenzpfad kontinuierlich ansteigen, vor allem bedingt durch die steigenden CO<sub>2</sub>-Preise, erreichen die Kosten im Pfad 2 einen Peak Mitte der 2040er Jahre und fallen dann zum Zieljahr leicht auf 416 Mio. €/a ab. Dies ist in den zurückgehenden Kapitalkosten begründet.

Insgesamt liegt die jährliche Kostenbelastung im Mittel leicht über den Kosten im Referenzpfad, im Zieljahr 2050 sogar etwas niedriger. Allerdings sind die im Pfad 2 umgesetzten Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von knapp 600 Mio. € gegenüber dem Referenzpfad verbunden.

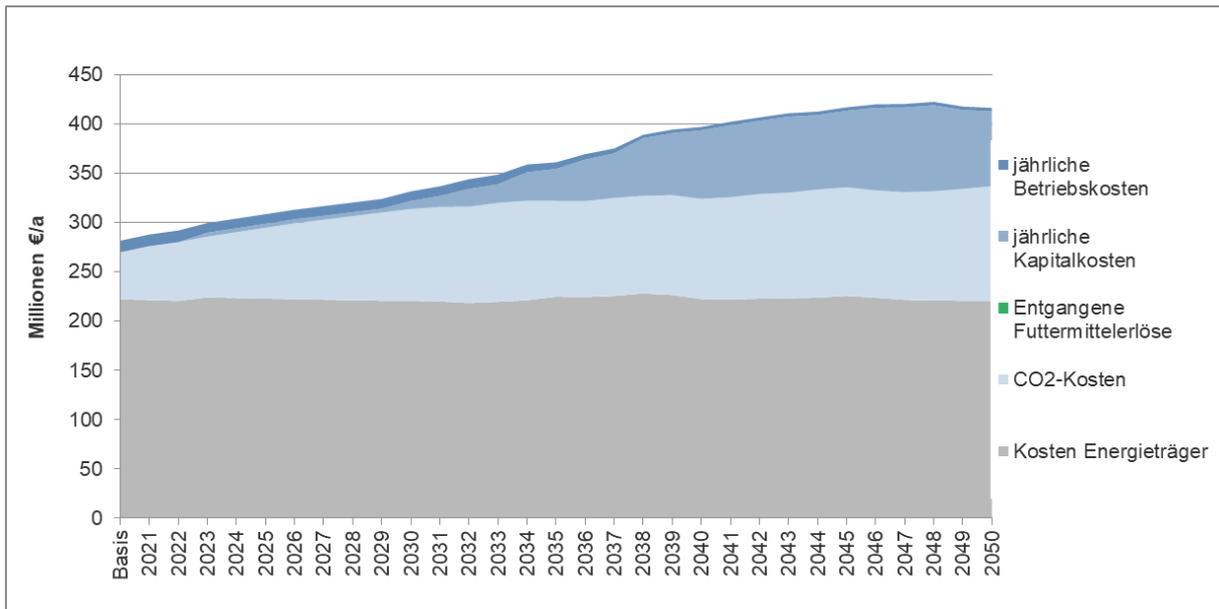


Abbildung 16: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Effizienzpfad

## 8.5 Sensitivitäten

An dieser Stelle erscheint es sinnvoll, auch eine erste Sensitivitätsbetrachtung anzustellen.

### Sensitivität EUA-Preisentwicklung am Beispiel Brüdenkompression

Die im Effizienzpfad umzusetzenden Maßnahmen Brüdenkompression und Verdampfungstrockner führen zu Energieeinsparungen auf der Brennstoffseite, die jedoch gleichzeitig zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs führen. Aufgrund der ungünstigen aktuellen Rahmenbedingungen hinsichtlich des Fremdstrombezugs in den Zuckerfabriken, lassen sich mit diesen Technologien Kosteneinsparungen nur erzielen, wenn sich an der Relation zwischen Brennstoffkosten und Stromkosten Änderungen ergeben. Dies kann einerseits durch Verteuerung der Brennstoffkosten erfolgen, beispielsweise über einen steigenden EUA-Preis, andererseits durch eine Absenkung des Strompreises oder eine Kombination aus beidem.

Am Beispiel der Energiekostenänderung einer exemplarischen Brüdenverdichtung ist nachfolgend die Abhängigkeit von der Entwicklung des EUA Preises dargestellt.

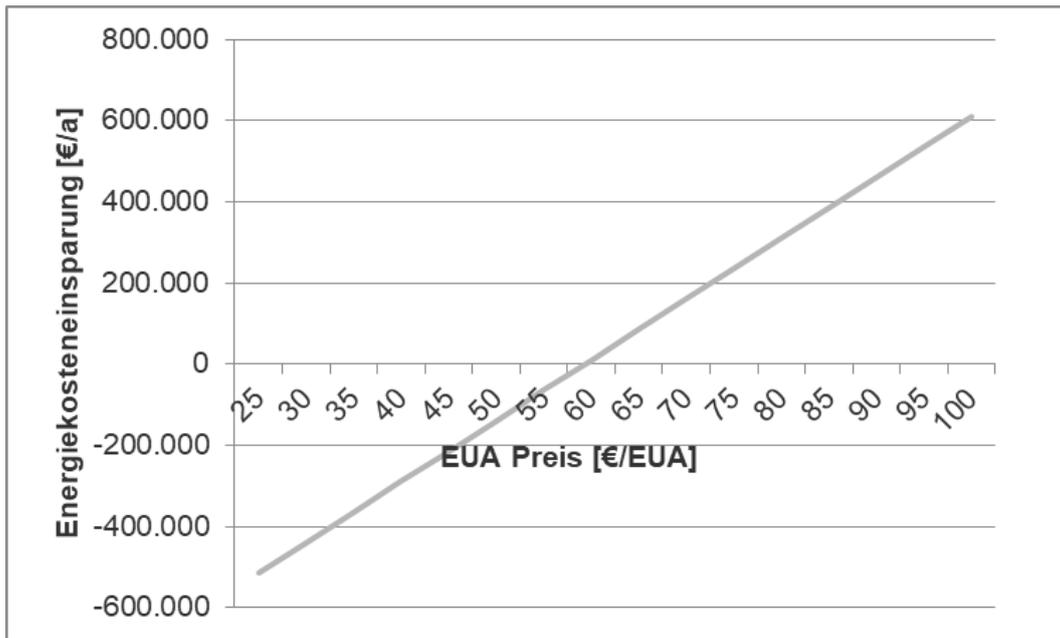


Abbildung 17: Energiekosteneinsparung einer exemplarischen Brüdenverdichtung in Abhängigkeit vom EUA-Preis

Erst ab einem EUA Preis von etwa 60 €/EUA werden unter Beibehaltung konstanter Preisannahmen für Erdgas und Fremdstrombezug überhaupt Energiekosteneinsparungen erzielt. Angesichts der für diese Technologie relevanten Investitionskosten ist die Wirtschaftlichkeit aktuell nur sicherzustellen, wenn die Konditionen für Fremdstrombezug verbessert werden, da über den EUA-Preis alleine zumindest in näherer Zukunft kein ausreichender Impuls zu erwarten ist.

### Weitere Sensitivitäten (Investitionskosten, Strompreis)

Die Abschätzung der erforderlichen Investitionskosten für die Technologien Brüdenkompression sowie Verdampfungstrockner ist mit relevanten Unsicherheiten verbunden. Die Auswirkung einer prozentualen Abweichung von den getroffenen Annahmen auf die mittleren jährlichen Kosten im Zeitraum 2021-2050 ist nachfolgend dargestellt. In gleicher Form ist auch die Auswirkung einer Variation des Strompreises für den Strombezug dargestellt.

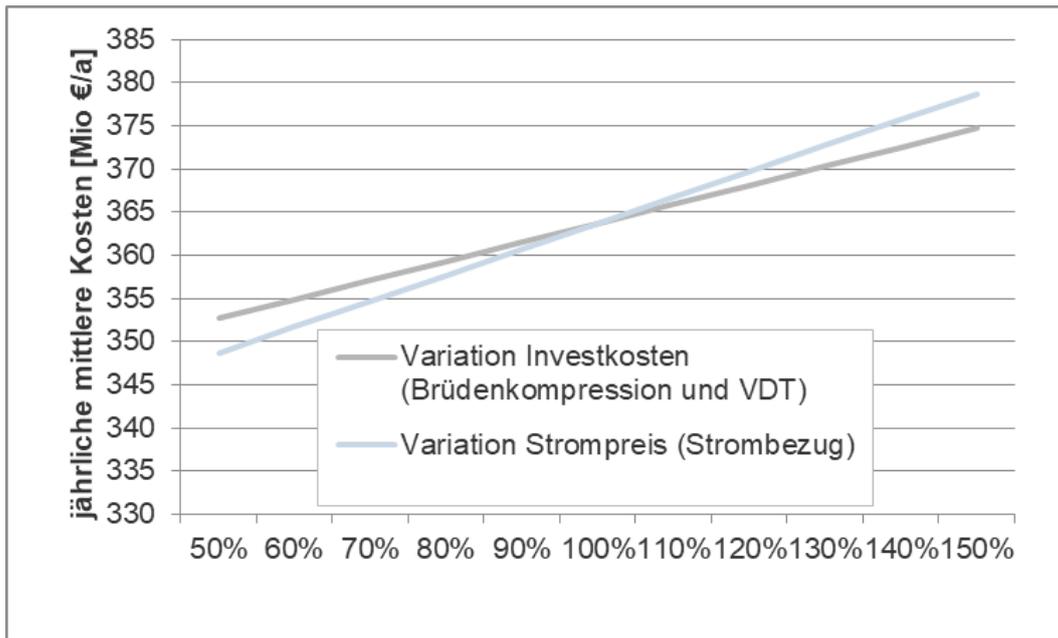


Abbildung 18: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises

Generell wirken sich Abweichungen bei den Annahmen zum Strompreis stärker auf die jährlichen Gesamtkosten aus als Abweichungen bei den Investitionskosten. In Relation zum Referenzpfad müsste der Strompreis um ca. 8 % niedriger liegen, damit die mittleren jährlichen Kosten in einer vergleichbaren Größenordnung liegen.

Eine Reduktion der Investitionskosten beispielsweise über einen Zuschuss in einem Förderprogramm von 30 % der Investitionskosten würde die Gesamtsumme der zusätzlichen Investition um ca. 170 Mio. € senken. Die jährlichen mittleren Kosten würden in diesem Fall um ca. 7 Mio. € reduziert.

## 8.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen können im Effizienzpfad die CO<sub>2</sub>-Emissionen weitergehend verringert werden auf ca. 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub>/a bis zum Jahr 2050. Dies entspricht nahezu einer Halbierung im Vergleich zum aktuellen Niveau sowie einer zusätzlichen Einsparung in Höhe von ca. 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub>/a gegenüber dem Referenzpfad. Die mittleren jährlichen Kosten liegen leicht über dem mittleren Kostenniveau des Referenzpfades, allerdings ist die Umsetzung der Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von knapp 600 Mio. € gegenüber dem Referenzpfad verbunden.

Wesentliche Hemmnisse zur Umsetzung der aufgeführten Energieeffizienzmaßnahmen sind die Relation der Brennstoffpreise zu den Strombezugspreisen sowie die zusätzlichen Investitionskosten. Eine Reduktion der Strombezugspreise kann somit als Voraussetzung zur Umsetzung der Maßnahmen gesehen werden. Darüber hinaus könnte die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen durch Fördermittel beispielsweise in Form eines Investitionskostenzuschusses erhöht werden.

In Hinblick auf das Langfristziel einer Treibhausgasneutralität bleibt festzuhalten, dass die aufgeführten Maßnahmen nicht ausreichen, solange Erdgas als Hauptbrennstoff zum Einsatz kommt. Erst in Kombination mit CO<sub>2</sub>-freien Brennstoffen oder Energieträgern lässt sich dieses Ziel erreichen. In diesem Fall bestehen folgende Wechselwirkungen mit den im Effizienzpfad betrachteten Maßnahmen:

- **Brüdenkompression:** Die Reduktion des Dampfverbrauchs durch Brüdenkompression ist auch und gerade in Hinblick auf die Umstellung auf CO<sub>2</sub>-freie Energieträger eine sinnvolle Maßnahme. Zudem ist davon auszugehen, dass der CO<sub>2</sub>-freie Energieträger ein höheres Kostenniveau aufweist als Erdgas, so dass sich die Wirtschaftlichkeit der (Effizienz-)Maßnahme erhöht.
- **Verdampfungstrockner:** Grundsätzlich ist auch die Investition in Verdampfungstrockner eine Maßnahme zur Reduzierung des Brennstoffbedarfs, die gerade in Kombination mit CO<sub>2</sub>-freien Energieträgern sinnvoll erscheint. Allerdings gibt es eine Reihe von Szenarien im Treibhausgasneutralitätspfad, in denen ein wesentlicher Teil der Trocknungsleistung entfällt, da die Rübenschnitzel dann nicht mehr für den Futtermittelmarkt genutzt werden, sondern intern zur energetischen Verwendung. Vor diesem Hintergrund dürfte eine Investition in Verdampfungstrockner oder andere Massnahmen zur Reduktion der THG-Emissionen bei der Schnitzeltrocknung (z. B. HTT oder NTT/HTT mit erneuerbaren Brennstoffen) nur dann getätigt werden, wenn eine Erfordernis zur Trocknung für den Futtermittelmarkt langfristig absehbar ist.

## 8.7 Steckbrief Effizienzpfad (Pfad 2)

Tabelle 10: Steckbrief Effizienzpfad (Pfad 2)

Effizienzpfad (Pfad 2)	
<b>Beschreibung Maßnahmen</b>	<p>Maßnahmen aus Pfad 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel)</li> </ul> <p>Zusätzliche Maßnahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression</li> <li>Verdampfungstrockner</li> </ul>
<p><b>Emissionsentwicklung bis 2030:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub></li> </ul> <p><b>Emissionsentwicklung bis 2050:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Senkung auf 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub></li> <li>zusätzlich 0,4 Mio. t CO<sub>2</sub> Minderung gegenüber Referenzpfad</li> </ul>	
<p><b>Kostenentwicklung:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mittlere Kosten: ∅ 2021-2050: 364 Mio. €/a</li> <li>Kosten Zieljahr 2050: 416 Mio. €/a</li> <li>Gesamtinvestitionskosten: 1.029 Mio. €</li> </ul>	<p><b>jährliche energiebezogene Kosten</b></p>
<b>Wesentliche Einflussfaktoren auf Kosten:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>CO<sub>2</sub>-Kosten</li> <li>Energiepreise</li> <li>Investitionskosten</li> <li>Strompreis</li> </ul>	
<b>Wesentliche Hemmnisse:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Strombezugspreis zu hoch in Relation zu Brennstoffpreis</li> <li>Investitionskosten</li> </ul>	
<b>Wechselwirkungen mit anderen Pfaden:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Brüdenkompression als Effizienzmaßnahme komplementär zu weitergehenden Maßnahmen im Pfad 3</li> <li>Verdampfungstrockner nur sinnvoll, sofern langfristig Futtermittelvermarktung zu erwarten</li> </ul>	

## 9 Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3)

Eine treibhausgasneutrale Zuckerproduktion lässt sich nur erreichen, wenn der jetzige Hauptbrennstoff Erdgas durch CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger ersetzt wird. Grundsätzlich kommt hier der Einsatz biogener Brennstoffe wie beispielsweise Biogas oder feste Biomasse in Frage. Alternativ könnten CO<sub>2</sub>-freie synthetische Brennstoffe eingesetzt werden, oder es erfolgt eine vollständige Elektrifizierung der Werke in Kombination mit dem Bezug CO<sub>2</sub>-freien Stroms. Aufgrund der zu erwartenden begrenzten Verfügbarkeit in Kombination mit hohen Preisen werden die synthetischen Brennstoffe nicht weiter betrachtet.

Eine Besonderheit in der deutschen Zuckerindustrie ist die Tatsache, dass aus dem Produktionsprozess Biomasse wie beispielsweise Rübenschnitzel vorliegen, die sich prinzipiell energetisch nutzen lassen. Aktuell findet bis auf einzelne Ausnahmen jedoch keine energetische Nutzung statt, da die Rübenschnitzel auf dem Futtermittelmarkt verkauft werden. In Hinblick auf die Transformation zu einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion stellt die Nutzung der eigenen Biomasse jedoch eine bedenkenswerte Option dar. Das energetische Potenzial der vorhandenen Biomasse ist theoretisch bei den meisten Werken ausreichend, um die Energieversorgung vollständig abzudecken. Bei Bedarf kann aber auch die komplementäre Ergänzung beispielsweise durch Biomethanbezug ins Auge gefasst werden.

Nachfolgend werden für diesen Pfad drei Szenarien unterschieden, die sich bezüglich des vorrangig genutzten Energieträgers sowie der damit verbundenen Energieerzeugungsanlage unterscheiden:

- **Szenario 1 – Biogas** (aus Vergärung eigener Rübenschnitzel ggf. ergänzt um Biomethanbezug)
- **Szenario 2 – Biomasse** (Nutzung eigener Rübenschnitzel)
- **Szenario 3 – Elektrifizierung**

Die idealtypischen Szenarien werden getrennt hinsichtlich der Auswirkung auf alle Werke analysiert und dargestellt. Es wird also vereinfachend unterstellt, in allen Werken würden die gleichen Maßnahmen umgesetzt, da über unternehmens- oder standortbezogene Maßnahmen keine belastbaren Voraussagen getroffen werden können. In der Realität und je nach gewählter Umsetzung in den einzelnen Werken wird sich abhängig von den werkspezifischen Gegebenheiten sowie den äußeren Rahmenbedingungen ein Mix aus den hier betrachteten Szenarien einstellen.

In allen drei Szenarien werden für die in Bezug auf die Gesamtemissionen weniger relevanter Emissionsquellen folgende Annahmen getroffen:

- **Transport:** Bezug synthetischer CO<sub>2</sub>-freier Kraftstoffe bis zum Jahr 2050 (Startjahr 2040, Annahme Kosten: 170 €/MWh)
- **Kalkofen:** sukzessive Umstellung aller Werke auf Erdgaskalköfen in Kombination mit dem Bezug von Biomethan
- **Verdampfungstrockner:** Einbau nur im Elektrifizierungsszenario.

## 9.1 Klimaneutralitätsszenario 1 – Biogas (Pfad 3a)

### 9.1.1 Maßnahmen

Im Biogasszenario wird als Annahme im **Zeitraum 2030-2047** jedes Jahr ein Werk mit einer Biogasanlage inklusive Aufbereitungsanlage ausgerüstet. Die Anlagen werden so dimensioniert, dass die anfallenden Rübenschnitzel als Silage gleichmäßig über das Jahr verteilt vergoren werden. Bilanzuell über das Jahr betrachtet wird sichergestellt, dass mindestens die Menge an Biomethan eingespeist wird, die im Werk verbraucht wird. Sofern das energetische Potenzial der vergorenen Rübenschnitzel nicht ausreicht, um die Eigenversorgung bilanziell abzudecken, wird zusätzlich Biomethan aus dem Netz bezogen. Wenn nicht der komplette Anteil an Rübenschnitzel energetisch benötigt wird, findet weiterhin ein Verkauf der Restmengen am Futtermittelmarkt statt.

Die Annahmen zur KWK-Anlage unterscheiden sich nicht von Pfad 1 und 2, da technologisch weiterhin Gaskessel zum Einsatz kommen.

Wie im Pfad 2 ist zur Senkung des Dampfbedarfs zudem der Einbau mechanischer Brüdenverdichtung vorgesehen. Hierbei wird ein etwas höherer Umsetzungsgrad angenommen, der zu einer Dampfeinsparung von 25 % führt. Bei diesem Wert resultieren unter den getroffenen Annahmen die geringsten mittleren jährlichen Kosten über alle Werke.

### 9.1.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

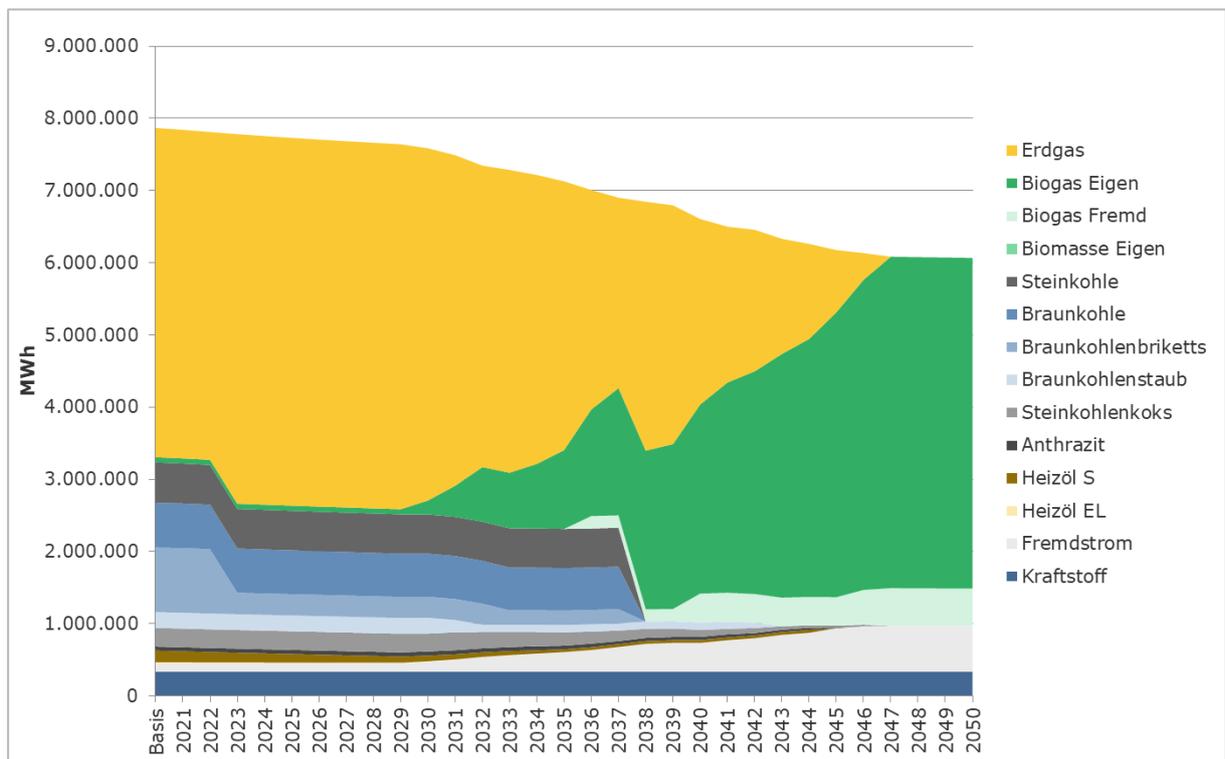


Abbildung 19: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a)

Mit zunehmendem Ausbau der Biogasanlagen wird Erdgas durch eigenes Biogas substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biogas fremdbezogen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird hervorgerufen durch den Eigenbedarf der Biogasanlagen inklusive der Biogasaufbereitung sowie durch die mechanischen Brüdenverdichter.

### 9.1.3 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

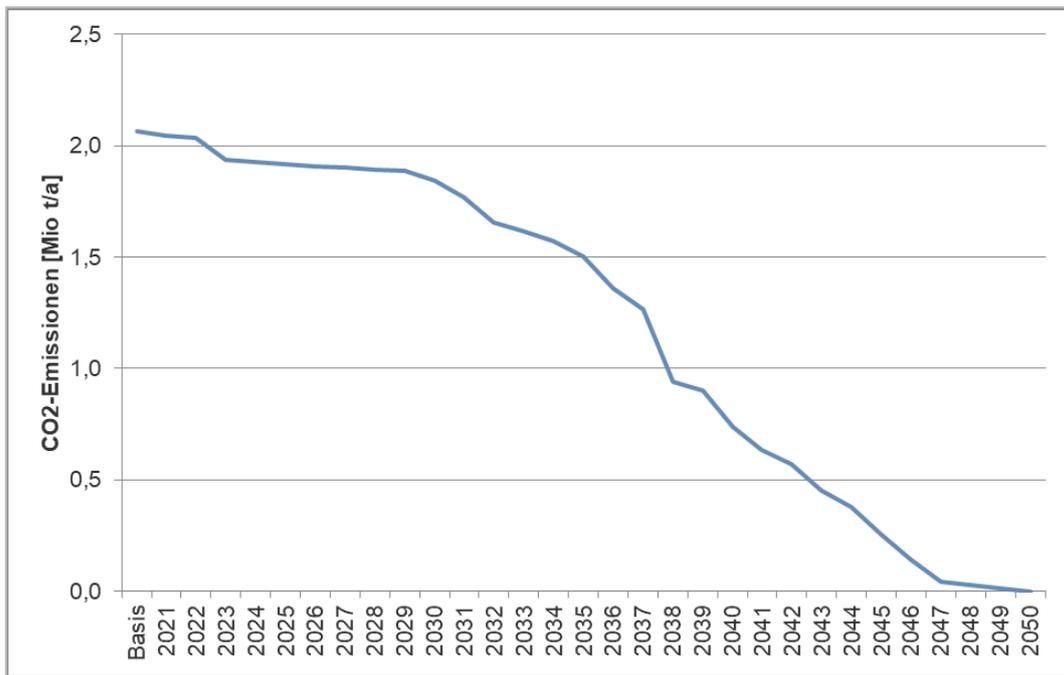


Abbildung 20: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a)

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Biogasanlagen sehr deutlich zurück. Ab dem Jahr 2047 ist die Energieversorgung komplett auf CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger umgestellt. Es verbleiben nur noch geringe Restemissionen für den Transport, der noch nicht vollständig auf synthetische Kraftstoffe umgestellt ist. Im Jahr 2050 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht.

Bei Beschreiten dieses Pfades werden kumuliert bis 2050 26,8 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart.

### 9.1.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

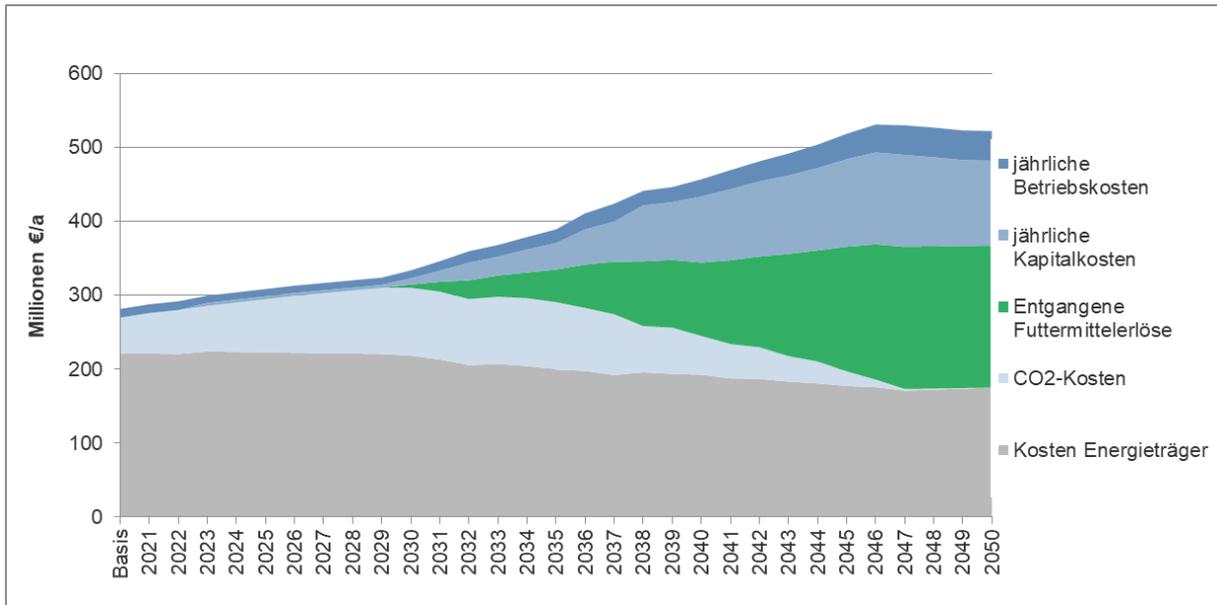


Abbildung 21: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a)

Die reinen Energiekosten sind in diesem Szenario rückläufig und setzen sich im Jahr 2050 zusammen aus den Kosten für Kraftstoffe (Transport), Fremdstrom sowie dem verbleibenden Fremdbezug Biomethan. Die CO<sub>2</sub>-Kosten gehen bis zum Jahr 2050 auf Null zurück. Der relevanteste Kostenblock im Jahr 2050 sind die entgangenen Futtermittelerlöse. Wie bereits im Pfad 2 gibt es ein durch die Kapitalkosten bedingtes Maximum, das in diesem Fall im Jahr 2045 liegt. Ab dann sind die ersten Biogasanlagen abgeschrieben und die Kapitalkosten gehen zurück.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 407 Mio. €/a um etwa 50 Mio. €/a höher als im Referenzpfad. Im Zieljahr 2050 liegen die jährlichen Kosten mit 522 Mio. €/a sogar um 96 Mio. €/a höher als im Referenzpfad.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzpfad liegen insgesamt bei etwa 965 Mio. €.

### 9.1.5 Sensitivitäten

#### Sensitivität relevanter Einflussfaktoren

Aufgrund der Relevanz der entgangenen Futtermittelerlöse stellt der angenommene Futtermittelpreis den größten Einflussfaktor in Hinblick auf die jährlichen mittleren Kosten dar. Eine Preisschwankung in der Größenordnung von 40 % führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 29 Mio €/a.

Der Einfluss der Parameter Strompreis und Investitionskosten ist in etwa der gleichen Größenordnung. Bei den Investitionskosten bestehen durch Fördermittel relevante Potenziale zur Senkung der Kosten. Bei einer Förderquote von 30 % würden sich die absoluten Investitionskosten in Summe um ca. 290 Mio. € verringern. Die jährliche resultierende Kosteneinsparung liegt im Mittel über den Betrachtungszeitraum bei etwa 10 Mio. €/a.

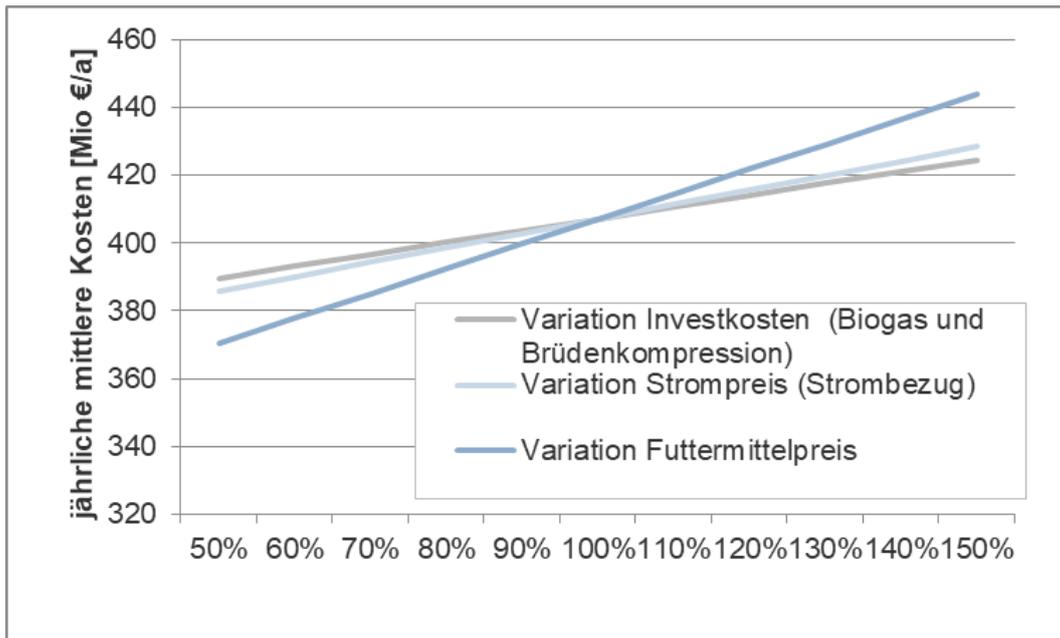


Abbildung 22: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises

### Variante Fremdbezug Biomethan

Alternativ zur Vergärung der eigenen Biomasse könnte man die Treibhausgasneutralität in einem Biogasszenario auch durch reinen Fremdbezug von Biomethan erreichen. In diesem Fall entfallen die Kosten für den Betrieb eigener Biogasanlagen. Die Rübenschnitzel könnten weiterhin als Futtermittel verkauft werden, entsprechend müssten weiterhin volle Kapazitäten für die Trocknung der Rübenschnitzel vorgehalten werden (Verdampfungstrockner). Unter Annahme eines Biomethanpreises von 70 €/MWh<sup>10</sup> wäre folgender Kostenverlauf zu erwarten:

<sup>10</sup> Dena (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019

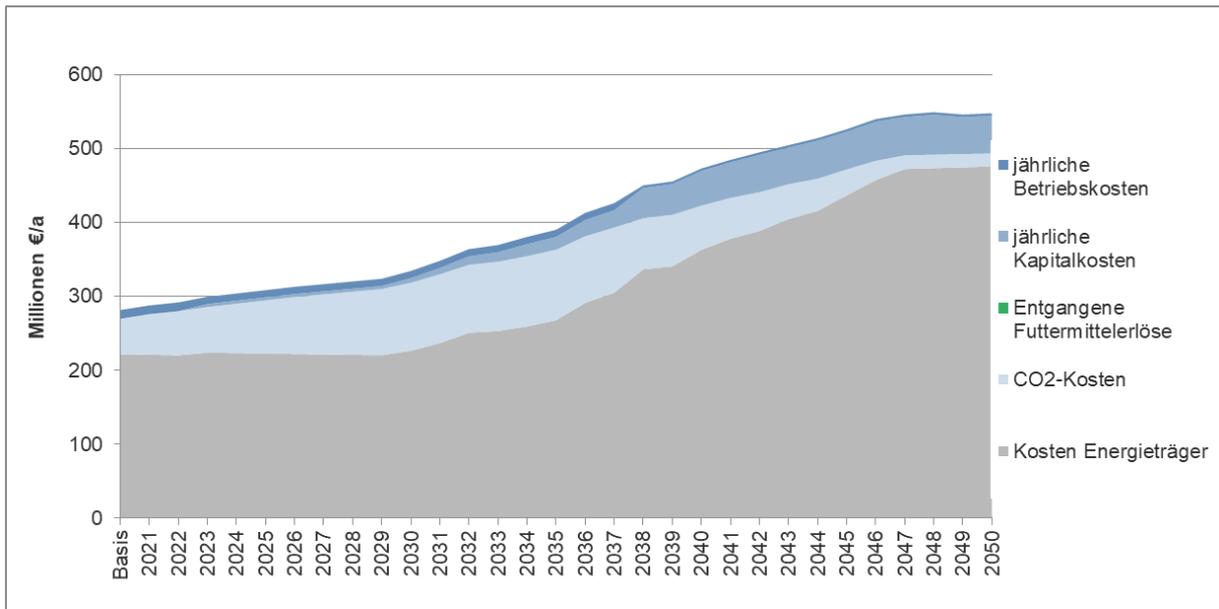


Abbildung 23: jährliche energiebezogene Kosten bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomethan.

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 414 Mio. €/a ca. 7 Mio. €/a höher als bei der Vergärung eigener Schnitzel. Im Zieljahr 2050 sind die Kosten mit 548 Mio. €/a sogar um 26 Mio. € höher. Die Mehrkosten beim Fremdbezug resultieren zum einen aus der Preisdifferenz zwischen fremdbezogenen Biomethan und den entgangenen Futtermittelerlösen. Darüber hinaus ergibt sich in diesem Fall auch ein höherer Brennstoffbedarf, da für den Futtermittelverkauf weiterhin eine Schnitzeltrocknung erforderlich ist.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Frage, ab welchem Biomethanpreis der Fremdbezug attraktiver wird als die eigene Vergärung der Schnitzel. Hierzu ist nachfolgend die Entwicklung der jährlichen mittleren Kosten über den Betrachtungszeitraum abhängig vom Biomethanpreis dargestellt.

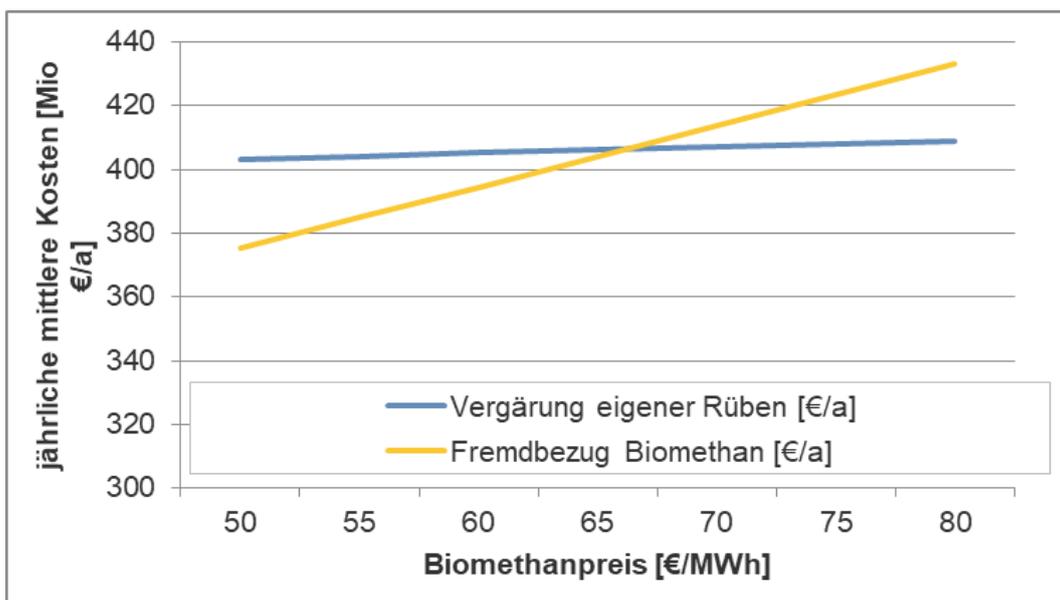


Abbildung 24: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomethan

Ab einem Biomethanpreis unter 65 €/MWh liegen also die durchschnittlichen mittleren Kosten im Fremdbezug niedriger als bei der Vergärung der eigenen Biomasse.

Bei diesen Betrachtungen haben die Annahmen zu den Futtermittelpreisen (siehe Anhang) einen hohen Einfluss. Bei einer Erhöhung der Futtermittelpreise würde die Schwelle des erforderlichen Biomethanpreises höher liegen.

### 9.1.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Errichtung von Biogasanlagen zur Vergärung eigener Biomasse kann im Klimaneutralitätsszenario 1 Biogas das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 durch Maßnahmen in der eigenen Branche erreicht werden.

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 407 Mio. €/a um etwa 14 % über dem mittleren Kostenniveau des Referenzpfades. Zudem ist die Umsetzung der Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 965 Mio. € gegenüber dem Referenzpfad verbunden.

Ein wesentliches Hemmnis zur Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen stellen die zusätzlichen Investitionskosten dar. Zur Überwindung dieser Hürde können beispielsweise Fördermittel einen relevanten Beitrag liefern. Die Problematik der hohen Strompreise spielt auch in dem Biogasszenario eine wesentliche Rolle, da aufgrund des relativ hohen Eigenbedarfs der Anlagen zur Biogaserzeugung und -aufbereitung sowie der mechanischen Brüdenkompression ein deutlicher Stromverbrauchsanstieg einhergeht.

Eine große Unwägbarkeit in dem Biogasszenario stellt zudem die zukünftige Entwicklung der Futtermittelpreise dar. Im Falle eines Preisanstiegs kann es günstiger sein, Biomethan aus dem Netz zu beziehen und die Rübenschnitzel weiterhin zu vermarkten.

Alternativ zur Errichtung eigener Biogasanlagen besteht im Biogasszenario auch die Möglichkeit, generell den Fremdbezug von Biomethan vorzusehen. Diese Variante wird unter den getroffenen Annahmen bei einem Biomethanbezugspreis unter 65 €/MWh wirtschaftlich interessant. Für die tatsächliche Umsetzung können auch Mischformen wirtschaftlich attraktiv sein, bei denen nur ein Teil des Energiebedarfs über eigene Vergärungsanlagen gedeckt wird.

## 9.2 Klimaneutralitätsszenario 2 – Biomasse (Pfad 3b)

### 9.2.1 Maßnahmen

Im Biomasseszenario werden im **Zeitraum 2023-2050** sukzessive alle vorhandenen Erdgaskessel durch Biomassekessel zur Verbrennung von Rübenschnitzeln ersetzt. Sofern das energetische Potenzial der Rübenschnitzeln nicht ausreicht, um die Eigenversorgung bilanziell abzudecken, wird zusätzlich Biomasse extern bezogen. Wenn umgekehrt nicht der komplette Anteil an Rübenschnitzeln energetisch benötigt wird, findet weiterhin ein Verkauf der Restmengen am Futtermittelmarkt statt.

Wie im Pfad 2 ist zur Senkung des Dampfbedarfs zudem der Einbau mechanischer Brüdenverdichtung vorgesehen. Hierbei wird derselbe Umsetzungsgrad angenommen, der hier zu einer Dampfeinsparung von 20 % führt. Bei diesem Wert resultieren unter den getroffenen Annahmen die geringsten mittleren jährlichen Kosten über alle Werke.

### 9.2.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

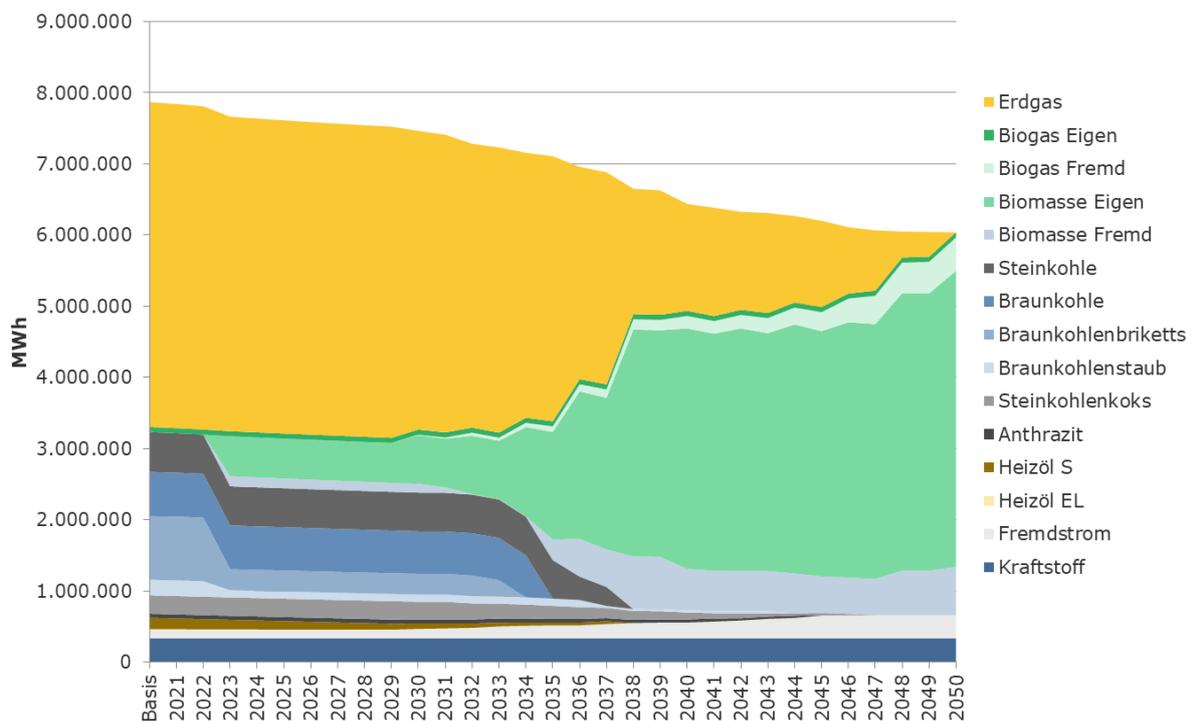


Abbildung 25: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Biomasseszenario (Pfad 3b)

Mit zunehmender Umstellung auf Biomassekessel wird Erdgas durch eigene Biomasse substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biomasse fremdbezogen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird hervorgerufen durch die mechanischen Brüdenverdichter.

### 9.2.3 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

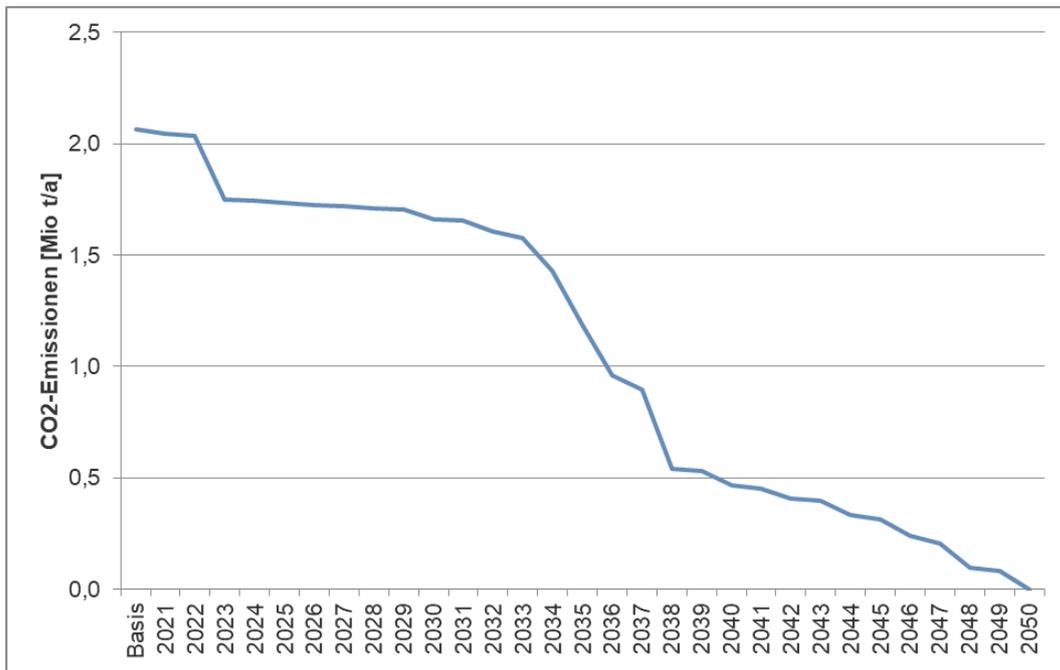


Abbildung 26: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 im Biomassetzenario (Pfad 3b)

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Biomassekesseln sehr deutlich zurück. Im Jahr 2050 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht.

Bei Beschreiten dieses Pfades werden kumuliert bis 2050 30,7 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart.

### 9.2.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

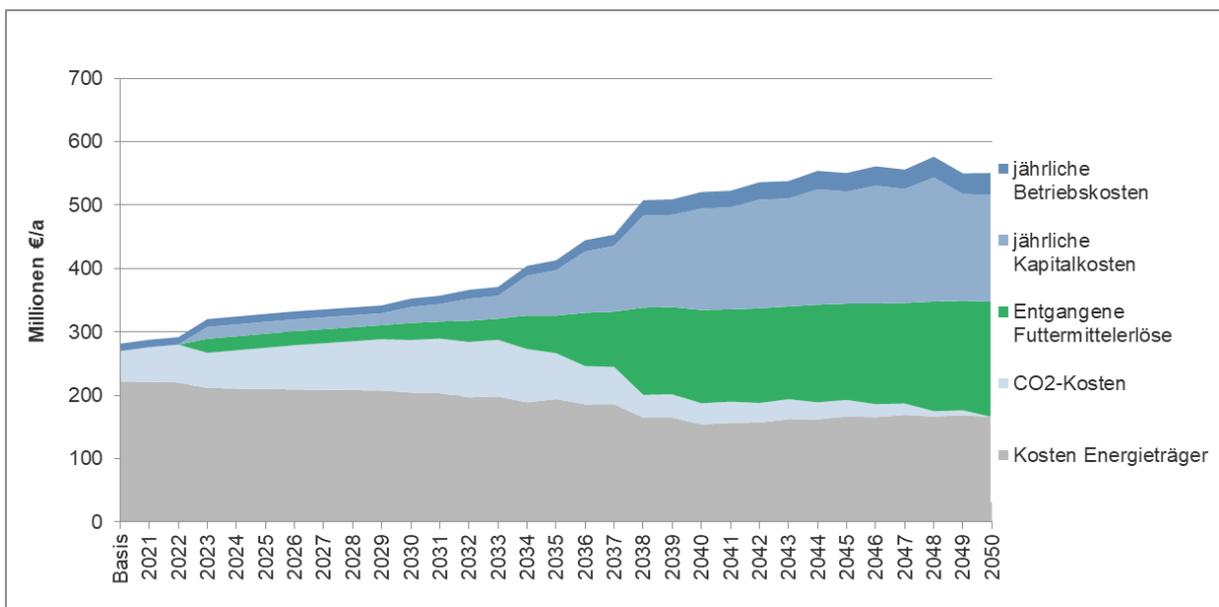


Abbildung 27: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biomassetzenario (Pfad 3b)

Die reinen Energiekosten sind in diesem Szenario rückläufig und setzen sich im Jahr 2050 zusammen aus den Kosten für Kraftstoffe (Transport), Fremdstrom sowie dem Fremdbezug von Biomethan und Biomasse. Die CO<sub>2</sub>-Kosten gehen bis zum Jahr 2050 auf Null zurück. Der relevanteste Kostenblock im Jahr 2050 sind die entgangenen Futtermittelerlöse sowie die Kapitalkosten.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 437 Mio. €/a um etwa 80 Mio. €/a höher als im Referenzpfad und immer noch um etwa 30 Mio €/a über den Kosten im Biogasszenario. Im Zieljahr 2050 liegen die jährlichen Kosten mit 551 Mio. €/a sogar um 125 Mio. €/a höher als im Referenzpfad.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzpfad liegen insgesamt bei etwa 1,8 Mrd. €.

### 9.2.5 Sensitivitäten

#### Sensitivität relevanter Einflussfaktoren

Im Szenario Biomasse liegt der größte Einfluss bei den Investitionskosten. Eine Schwankung der Investitionskosten in der Größenordnung von 30 % führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 27 Mio. €/a.

Die entgangenen Futtermittelerlöse stellen einen weiteren wichtigen Einflussfaktor in ähnlicher Größenordnung dar. Eine Preisschwankung von 40 % führt beispielsweise zu einer Verringerung bzw. Steigerung der jährlichen Kosten in Höhe von ca. 34 Mio. €/a.

Der Einfluss des Parameters Strompreis ist in diesem Szenario eher von untergeordneter Bedeutung.

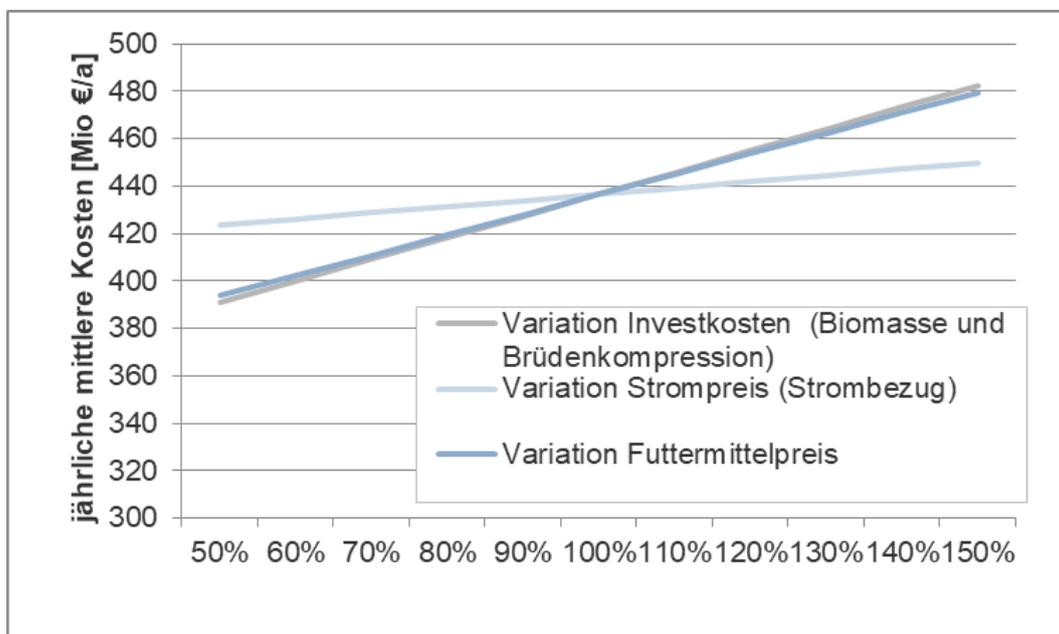


Abbildung 28: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises

### Variante Fremdbezug Biomasse

Alternativ zur Verbrennung der eigenen Biomasse könnte die Treibhausgasneutralität in einem Biomasseszenario auch durch reinen Zukauf von Biomasse wie beispielsweise Holz erreicht werden. Die Rübenschnitzel könnten weiterhin als Futtermittel verkauft werden, entsprechend müssten weiterhin volle Kapazitäten für die Trocknung der Rübenschnitzel vorgehalten werden (Verdampfungstrockner oder HTT bzw. NTT/HTT mit Einsatz von erneuerbarem Strom sowie erneuerbaren Gasen als Brennstoff). Unter Annahme eines Biomassepreises von 25 €/MWh<sup>11</sup> wäre folgender Kostenverlauf zu erwarten:

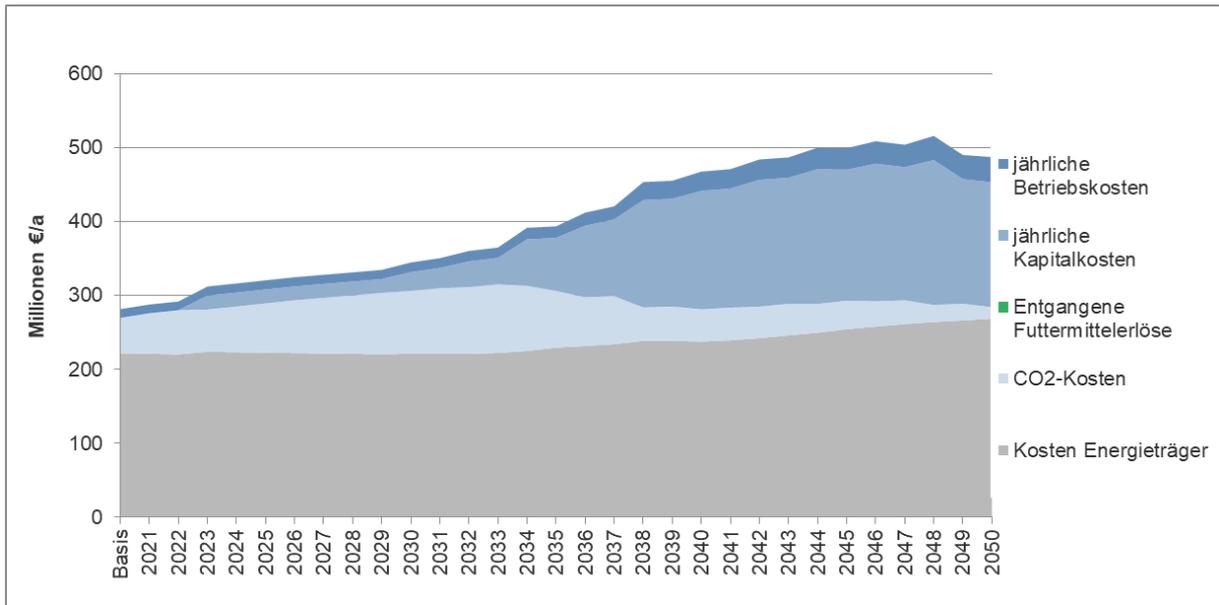


Abbildung 29: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biomasseszenario (Pfad 3b) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomasse

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 407 Mio. €/a ca. 30 Mio. €/a niedriger als bei der Verbrennung eigener Schnitzel. Im Zieljahr 2050 sind die Kosten mit 487 Mio. €/a sogar um 64 Mio. €/a niedriger.

Allerdings ist aufgrund des zu erwartenden Nachfrageanstiegs und der begrenzten Verfügbarkeit von Holz als Brennstoff davon auszugehen, dass sich zukünftig deutlich höhere Preisniveaus ergeben als aktuell. Auch hier folgt somit die Betrachtung ab welchem Preis für den Bezug externer Biomasse die Verbrennung eigener Biomasse vorteilhafter wird. Hierzu ist nachfolgend die Entwicklung der jährlichen mittleren Kosten über den Betrachtungszeitraum dargestellt abhängig vom Biomassepreis.

<sup>11</sup> C.A.R.M.E.N. e.V. (2020) Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index

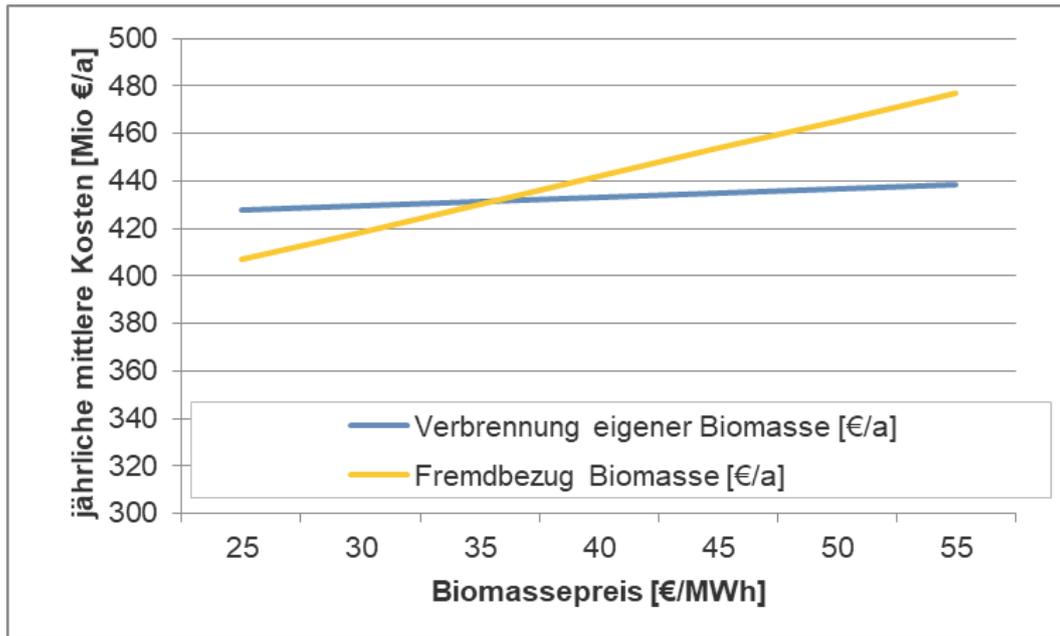


Abbildung 30: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomasse

Bei einem Biomassepreis unter 35 €/MWh liegen die durchschnittlichen mittleren Kosten im Fremdbezug niedriger als bei der Verbrennung der eigenen Biomasse. Aktuell sind solche Preise realisierbar, allerdings besteht das Risiko, dass sich dies im Betrachtungszeitraum ändert.

### 9.2.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Umstellung der Erdgaskessel auf Biomassekessel kann im Klimaneutralitätsszenario 2 Biomasse das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 mit Maßnahmen in der Branche erreicht werden.

Die mittleren jährlichen Kosten liegen mit 437 Mio. €/a um etwa 22 % über dem mittleren Kostenniveau des Referenzpfades. Zudem ist die Umsetzung der Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 1,8 Mrd. € gegenüber dem Referenzpfad verbunden.

Ein wesentliches Hemmnis zur Umsetzung der aufgeführten Maßnahmen stellen die zusätzlichen Investitionskosten dar. Zur Überwindung dieser Hürde können beispielsweise Fördermittel einen essentiellen Beitrag liefern. Eine große Unwägbarkeit in dem Biomasseszenario stellt zudem die zukünftige Entwicklung der Futtermittelpreise dar. Im Falle eines Preisanstiegs kann es günstiger sein, Biomasse fremd zu beziehen und die Rübenschnitzel weiterhin zu vermarkten. Gleiches gilt unter der Voraussetzung, dass sich günstige Bezugskosten für externe Biomasse realisieren lassen. Unter den getroffenen Annahmen gilt hier unter den gegebenen Annahmen eine Preisschwelle in Höhe von 35€/MWh für den Biomassebezug. Wirtschaftlich interessant kann deshalb auch eine Umsetzungsvariante sein, die eine flexible Einsatzplanung realisierbar macht, abhängig von den Bezugskosten der Biomasse sowie der Entwicklung der Futtermittelpreise. Dies ist jedoch technisch schwierig umsetzbar, da die Biomassekessel auf die Verbrennung von Brennstoffen mit gleichartiger Beschaffenheit ausgelegt sind, was im Fall von Rübenschnitzeln im Vergleich zu Holz nicht gegeben ist.

## 9.3 Klimaneutralitätsszenario 3 – Elektrifizierung (Pfad 3c)

### 9.3.1 Maßnahmen

Im Elektrifizierungsszenario werden im **Zeitraum 2023-2050** sukzessive alle vorhandenen Erdgaskessel durch Elektrokessel ersetzt. Gleichzeitig wird der Dampfbedarf durch mechanische Brüdenverdichter soweit möglich reduziert. In diesem Szenario wird durch die Brüdenkompression im Mittel 50 % des Dampfbedarfs pro Werk eingespart.

Die Rübenschnitzel werden weiterhin am Futtermittelmarkt verkauft, für die Trocknung werden soweit erforderlich Verdampfungstrockner eingesetzt.

### 9.3.2 Entwicklung des Energieeinsatzes

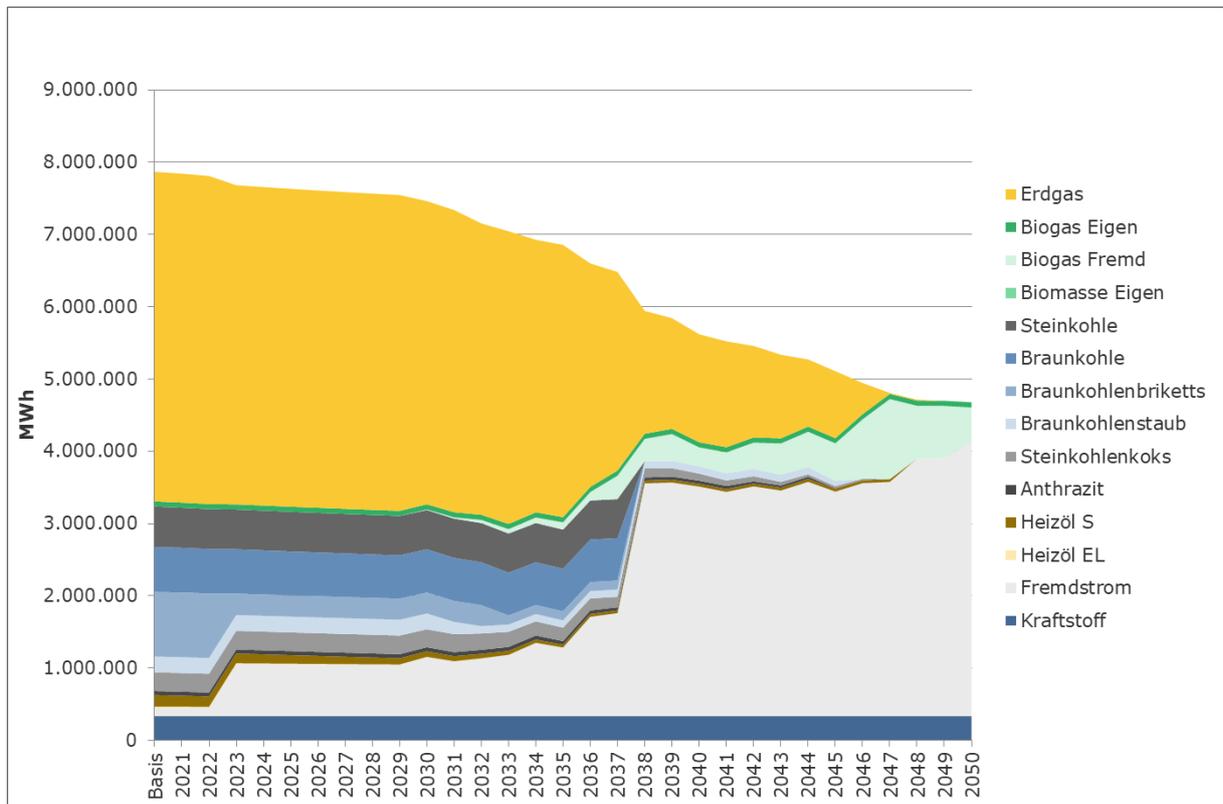


Abbildung 31: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c)

Mit zunehmender Umstellung auf Elektrokessel wird Erdgas durch Fremdstrombezug substituiert. In begrenztem Umfang wird zusätzlich auch Biogas fremdbezogen für den Betrieb der Kalköfen.

### 9.3.3 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen

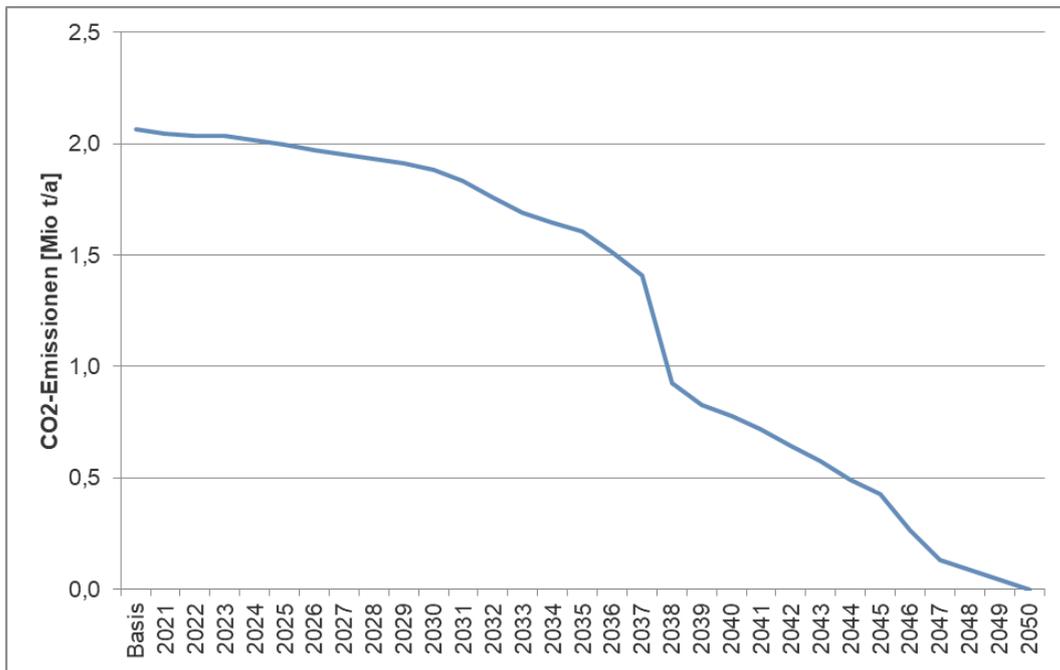


Abbildung 32: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c)

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen gehen mit zunehmender Durchdringung der Werke mit Elektrokesseln sehr deutlich zurück. Im Jahr 2050 ist dann die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht.

Bei Beschreiten dieses Pfades werden kumuliert bis 2050 26,0 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart.

### 9.3.4 Entwicklung der betrachteten Kosten

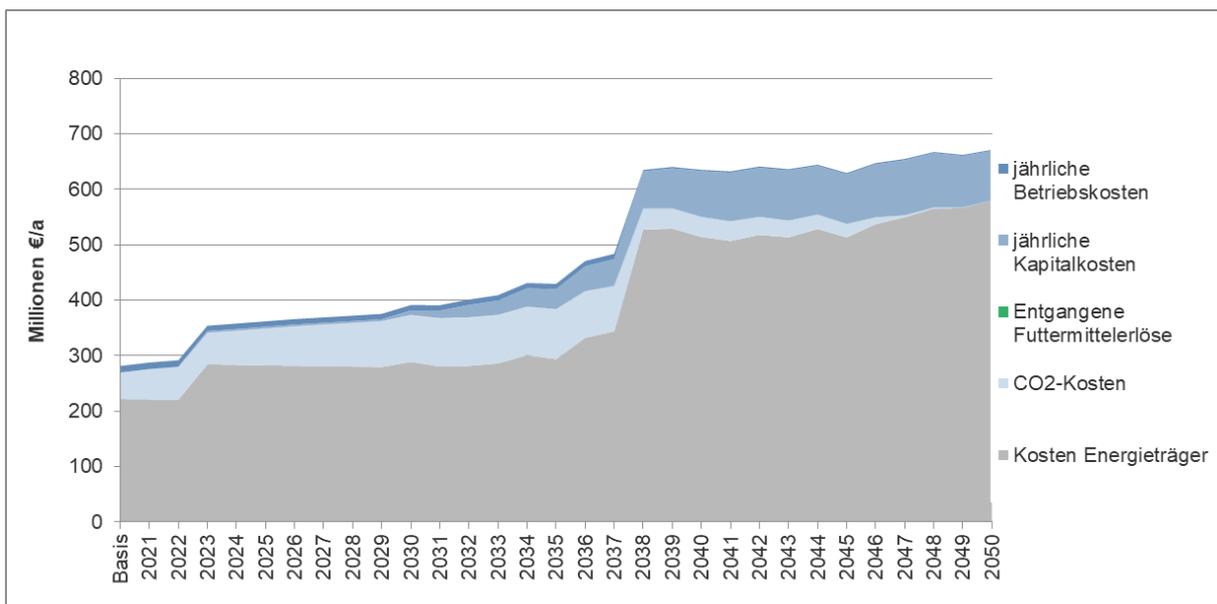


Abbildung 33: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c)

Die Kosten werden in diesem Szenario erwartungsgemäß dominiert von den reinen Energiekosten für den Strombezug. Die Kapitalkosten setzen sich überwiegend zusammen aus den erforderlichen Investitionen für die Elektrokessel, die Brüdenverdichter sowie die erforderlichen Netzanschlusskosten der Werke.

Die mittleren Gesamtkosten liegen mit ca. 498 Mio. €/a um etwa 141 Mio. €/a höher als im Referenzpfad. Im Zieljahr 2050 liegen die jährlichen Kosten mit 671 Mio. €/a sogar um 245 Mio. €/a höher als im Referenzpfad. Allerdings sind diese extremen Kostenanstiege darauf zurückzuführen, dass zunächst die aktuell gültigen Konditionen für den Fremdstrombezug angesetzt sind. Ein (reines) Elektrifizierungsszenario würde nur unter der Annahme günstiger zukünftiger Strombezugskosten wirtschaftlich realisierbar sein.

Die zusätzlichen Investitionskosten gegenüber dem Referenzpfad liegen insgesamt bei etwa 736 Mio. €.

### 9.3.5 Sensitivitäten

Die Kostenentwicklung in diesem Szenario wird dominiert von den Stromkosten. Aus diesem Grund hat der Strompreis den maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Szenarios. Nachfolgend sind die im Betrachtungszeitraum relevanten mittleren jährlichen Kosten dargestellt für alle betrachteten Pfade/ Szenarien in Abhängigkeit des Strompreises für den Strombezug.

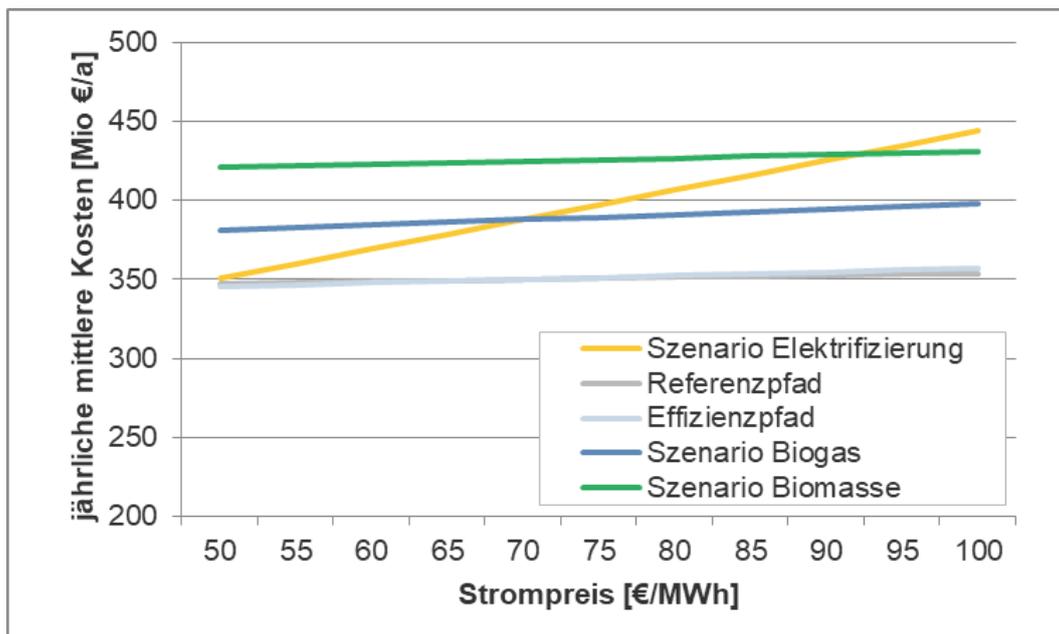


Abbildung 34: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig vom Strompreis

Im Ergebnis zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen das Elektrifizierungsszenario zu geringeren mittleren jährlichen Kosten im Vergleich zum Biomasseszenario führt, sobald der Strombezugspreis unter 92 €/MWh liegt. Der Schwellenwert zum Biogasszenario liegt bei etwa 70 €/MWh. Sofern der zukünftige Strombezugspreis unter 50 €/MWh liegt, lassen sich mit diesem Szenario sogar niedrigere jährliche Kosten erzielen als im Referenzpfad sowie im Effizienzpfad.

### 9.3.6 Wesentliche Erkenntnisse und Treiber der Entwicklung

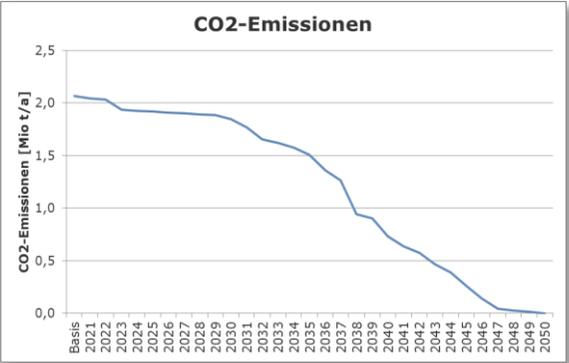
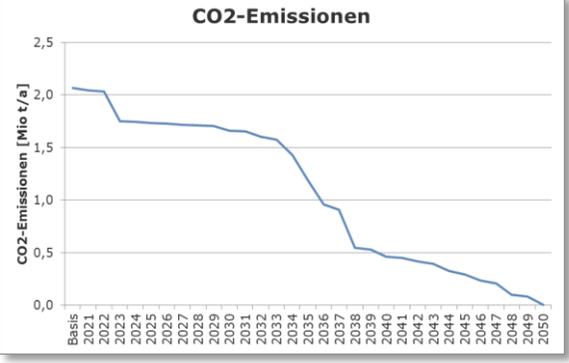
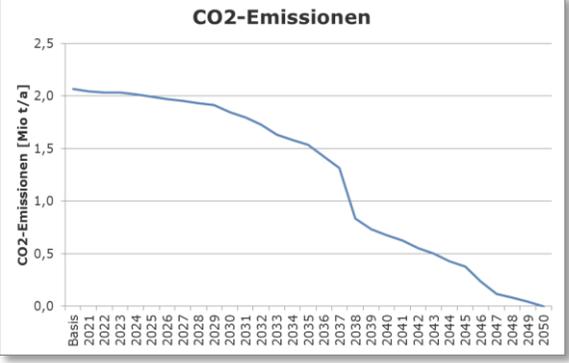
Durch die Umsetzung umfassender Effizienzmaßnahmen sowie die Umstellung der Erdgaskessel auf Elektrokessel kann im Klimaneutralitätsszenario 3 Elektrifizierung das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 erreicht werden.

Unter Annahme des aktuellen Strompreisniveaus liegen die Kosten deutlich über den anderen betrachteten Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Die zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 736 Mio. € gegenüber dem Referenzpfad sind die niedrigsten im Vergleich zu den anderen Szenarien.

Wesentliches Hemmnis sind die aktuell hohen Stromkosten für den Fremdbezug, die einer umfassenden Elektrifizierung entgegenwirken. Die erforderlichen Schwellenwerte, die dieses Szenario attraktiver gegenüber den anderen machen, sind in der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt.

## 9.4 Gegenüberstellung der Szenarien im Pfad 3 Treibhausgasneutralität

Tabelle 11: Steckbrief Pfad 3 Treibhausgasneutralität

	Szenario 1 Biogas	Szenario 2 Biomasse	Szenario 3 Elektrifizierung
<b>Beschreibung Maßnahmen</b>	<p><b>Maßnahmen aus Referenzpfad:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Erdgaskessel)</li> </ul> <p><b>Zusätzliche Maßnahmen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 25 % Dampfeinsparung</li> <li>Errichtung Biogasanlagen zur Vergärung der Rübenschnitzel</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>	<p><b>Maßnahmen aus Referenzpfad:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Biomassekessel)</li> </ul> <p><b>Zusätzliche Maßnahmen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 20 % Dampfeinsparung</li> <li>Ersatz Erdgaskessel durch Biomassekessel</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>	<p><b>Maßnahmen aus Referenzpfad:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>kontinuierliche Effizienzsteigerung Dampf</li> <li>Kohleausstieg (Ersatz durch Elektrokessel)</li> </ul> <p><b>Zusätzliche Maßnahmen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>mechanische Brüdenkompression bis 50 % Dampfeinsparung</li> <li>Ersatz Erdgaskessel durch Elektrokessel</li> <li>Verdampfungstrockner zur Schnitzeltrocknung</li> <li>Umstellung Kalkofen auf Erdgas / Biomethan</li> </ul>
<b>Emissionsentwicklung</b>	 <p><b>CO2-Emissionen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Treibhausgasneutralität 2050 erreicht</li> <li>mittlere jährliche Emissionen 2021-2050: 1,17 Mio t CO<sub>2</sub>/a</li> </ul>	 <p><b>CO2-Emissionen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Treibhausgasneutralität 2050 erreicht</li> <li>mittlere jährliche Emissionen 2021-2050: 1,04 Mio t CO<sub>2</sub>/a</li> </ul>	 <p><b>CO2-Emissionen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Treibhausgasneutralität 2050 erreicht</li> <li>mittlere jährliche Emissionen 2021-2050: 1,20 Mio t CO<sub>2</sub>/a</li> </ul>

<p><b>Kostenentwicklung:</b></p>	<p><b>jährliche energiebezogene Kosten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• mittlere Kosten Ø 2021-2050: 407 Mio. €/a</li> <li>• Kosten Zieljahr 2050: 522 Mio. €/a</li> <li>• Gesamtinvestitionskosten: 1.415 Mio. €</li> </ul>	<p><b>jährliche energiebezogene Kosten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• mittlere Kosten Ø 2021-2050: 437 Mio. €/a</li> <li>• Kosten Zieljahr 2050: 551 Mio. €/a</li> <li>• Gesamtinvestitionskosten: 2.263 Mio. €</li> </ul>	<p><b>jährliche energiebezogene Kosten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• mittlere Kosten Ø 2021-2050: 498 Mio. €/a</li> <li>• Kosten Zieljahr 2050: 671 Mio. €/a</li> <li>• Gesamtinvestitionskosten: 1.186 Mio. €</li> </ul>
<p><b>Wesentliche Einflussfaktoren</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Futtermittelpreis</li> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Futtermittelpreis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strompreis, Schwellenwert zu anderen Pfaden: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Biomasse: &lt;92€/MWh</li> <li>- Biogas: &lt;70 €/MWh</li> <li>- Referenz- /Effizienzpfad: &lt;50 €/MWh</li> </ul> </li> </ul>
<p><b>Varianten</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomethanfremdbezug statt eigener Rübenschnitzelvergärung <ul style="list-style-type: none"> <li>- deutliche Verringerung der Investitionskosten</li> <li>- Schwellenwert Biomethanpreis: &lt;65 €/MWh</li> </ul> </li> <li>• Mischform Fremdbezug / Eigenes Biogas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomassefremdbezug statt eigener Rübenschnitzelverbrennung <ul style="list-style-type: none"> <li>- Schwellenwert Biomassepreis: &lt;35 €/MWh</li> </ul> </li> <li>• Mischform Fremdbezug / Eigene Schnitzelverbrennung (technisch schwierig umsetzbar)</li> </ul>	
<p><b>Wesentliche Hemmnisse</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Strompreis</li> <li>• Schwankungsbreite bei Futtermittelerlösen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Schwankungsbreite bei Futtermittelerlösen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strompreis</li> </ul>

# 10 Übergreifende Ergebnisse

## 10.1 Treibhausgasminderung

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen für die betrachteten Transformationspfade im direkten Vergleich. Im Zeitabschnitt bis 2030 laufen der Referenz-, der Effizienz- sowie der Biogaspfad nahezu parallel. Im Biomassepfad wird demgegenüber bereits 2023 ein erster Sprung nach unten erzielt, da die ersten Kohlekessel nicht durch Erdgaskessel, sondern direkt durch Biomassekessel ersetzt werden. Im Elektrifizierungsszenario resultieren in diesem Zeitraum kurzfristig sogar höhere Emissionen, da die ersten Kessel auf Elektrokessel umgestellt werden verbunden mit dem in Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Emissionen zu diesem Zeitpunkt noch ungünstigen Strommix. Ab 2030 geht die Emissionsentwicklung in den verschiedenen Pfaden dann deutlich auseinander.

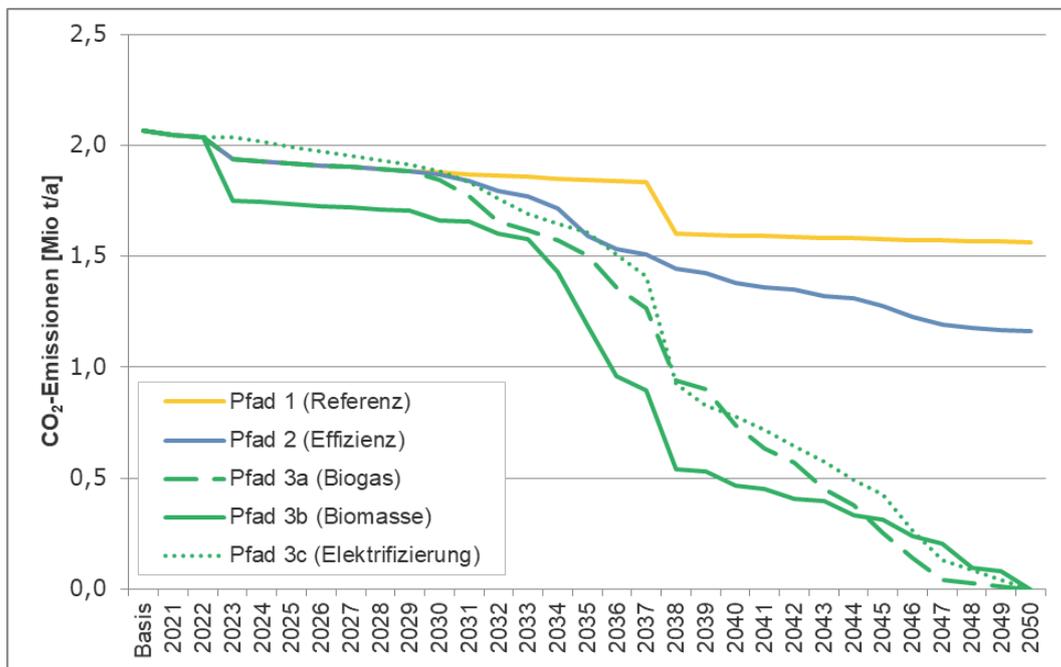


Abbildung 35: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 – Gegenüberstellung aller drei Pfade

Die kumulierten Emissionsminderungen gegenüber dem Basiszeitraum sind nachfolgend dargestellt:

Tabelle 12: Darstellung der kumulierten Emissionsminderungen der betrachteten Pfade

Emissionsminderungen in Mio t CO <sub>2</sub>	bis 2030	bis 2040	bis 2050
Referenzpfad (Pfad 1)	1,3	4,2	9,1
Effizienzpfad (Pfad 2)	1,4	6,8	15,3
Biogas (Pfad 3a)	1,4	8,7	26,8
Biomasse (Pfad 3b)	2,8	12,6	30,7
Elektrifizierung (Pfad 3c)	0,9	8,3	26,0

Von den drei Treibhausgasneutralitätsszenarien weist das Biomassetzenario die höchsten kumulierten Einsparungen auf. Dies ist zurückzuführen auf die zeitliche Taktung der Umsetzung der Maßnahmen. Im Elektrifizierungsszenario ist die kumulierte Einsparung innerhalb der Klimaneutralitätsszenarien am geringsten, da neben der Umsetzung der Maßnahmen auch die Entwicklung des Strommixes einen Einfluss auf die Emissionen hat.

## 10.2 Fremdstrombedarf

Mit Ausnahme des Referenzpfades lässt sich ein Anstieg des Fremdstrombedarfs in allen Pfaden beobachten. Besonders trifft dies natürlich für die Elektrifizierungsvariante in Pfad 3 zu. Aber auch in den anderen Pfaden nimmt der Bedarf für Fremdstrom deutlich zu, da die Eigenstromerzeugung der KWK-Anlagen nicht mehr ausreicht, um den steigenden Strombedarf abzudecken. Ursache für den steigenden Strombedarf sind insbesondere Maßnahmen zur Dampf- bzw. Brennstoffeinsparung wie beispielsweise die mechanische Brüdenverdichtung, die einen erhöhten Strombedarf mit sich bringen. Darüber hinaus wird insbesondere im Biogassetzenario elektrische Energie zum Betrieb der Biogas- sowie der Aufbereitungsanlagen benötigt.

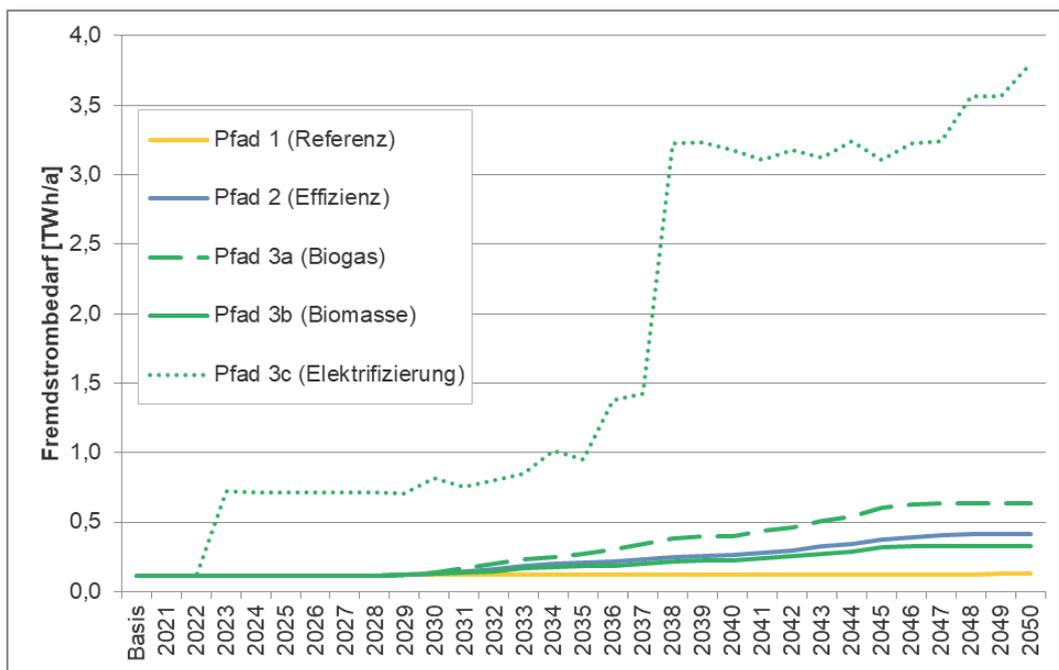


Abbildung 36: Entwicklung des Fremdstrombedarfs bis 2050 – Gegenüberstellung aller drei Pfade

Die Entwicklung der Strompreise hat somit für alle Pfade eine hohe Relevanz für die Umsetzung von treibhausgasmindernden Maßnahmen. Erst wenn sich die Relation zwischen Strombezugs- und Brennstoffbezugskosten zugunsten des Strombezugs ändert, beginnen einige der Maßnahmenkategorien wirtschaftlich attraktiv zu werden.

### 10.3 Investitionsbedarf

Für die Implementierung der neuen, emissionsarmen Technologien im Effizienzpfad sowie in den Treibhausgasneutralitätspfaden sind umfangreiche Investitionen in neue Anlagen erforderlich. In Abbildung 37 ist der kumulierte Investitionsbedarf über 10-Jahreszeiträume angegeben. Hierbei sind erforderliche Investitionen in die Energieerzeugung (auch Ersatz von Erdgaskesseln) berücksichtigt sowie alle in den einzelnen Pfaden ergänzend umgesetzten Maßnahmen. Es zeigt sich, dass der Schwerpunkt der Investitionskosten in den Jahren 2031-2040 anfällt. Besonders relevant sind die Kosten im Biomassesszenario.

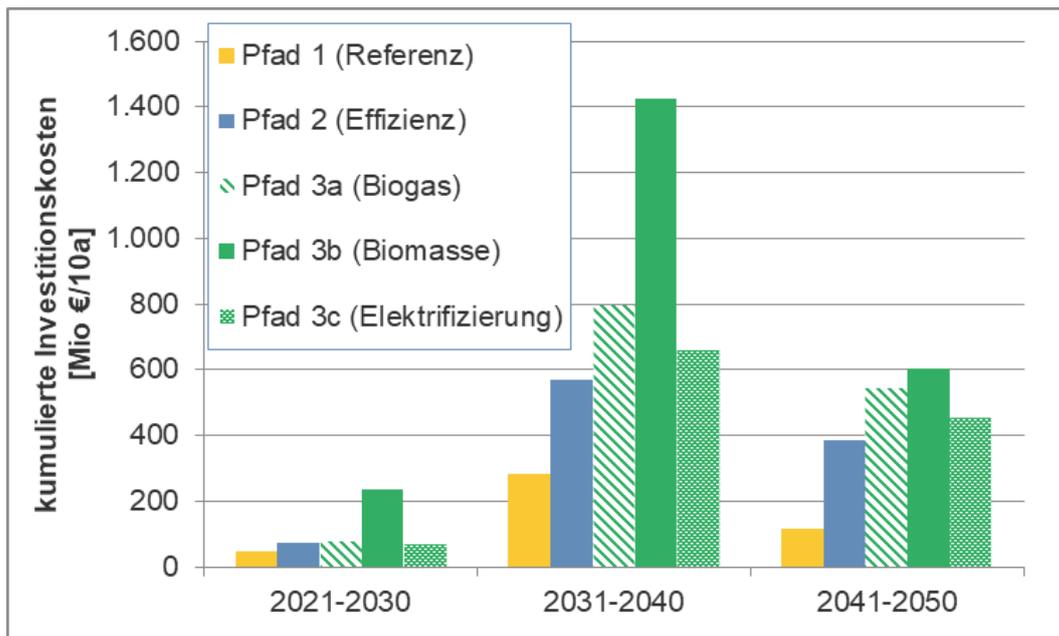


Abbildung 37: Darstellung der kumulierten Investitionskosten der betrachteten Pfade

In diesem Zusammenhang zeigt sich die besondere Relevanz von Fördermitteln in Form von Investitionskostenzuschüssen, damit die zusätzlichen Investitionen gegenüber dem Referenzpfad umgesetzt werden können. Setzt man eine Förderquote von 30 % an, so resultiert abhängig vom betrachteten Pfaden ein vergleichsweise moderater jährlicher durchschnittlicher Fördermittelbedarf in Höhe von ca. 10-23 Mio. €/a.

### 10.4 Energiebezogene Kosten

Die Entwicklung der energiebezogenen Kosten ist in Abbildung 38 dargestellt. Enthalten sind die Kosten für die eingesetzten Energieträger, die CO<sub>2</sub>-Kosten, die jährlichen Kapital- und Betriebskosten sowie die entgangenen Futtermittelerlöse. Bereits im Referenzpfad steigen die Kosten bis zum Jahr 2050 um ca. 50 % gegenüber dem Basiszeitraum an. Haupttreiber sind hier die steigenden CO<sub>2</sub>-Kosten. Der Effizienzpfad führt in der Dekade 2030-2040 zu höheren Kosten als der Referenzpfad aufgrund der zusätzlichen Investitionen und den damit verbundenen Kapitalkosten. Ab dem Jahr 2048 liegen die jährlichen Kosten jedoch auf einem vergleichbaren Niveau wie im Referenzpfad. Bei den drei Szenarien die zu einer Treibhausgasneutralität führen liegen die Kostensteigerungen im Jahr 2050 zwischen 85 % (Biogas) und 140 % (Elektrifizierung) bezogen auf den

Basiszeitraum. Kostentreiber sind hier vor allem die Kapitalkosten, die im Verlauf der jährlichen Kosten zu erkennbaren Spitzen führen.

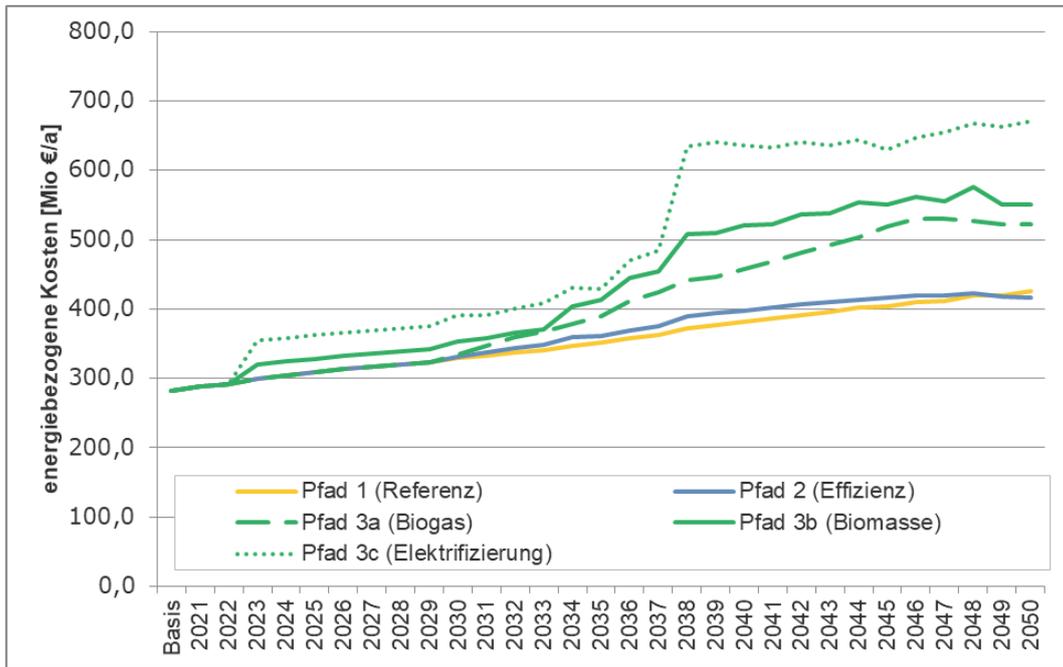


Abbildung 38: Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller drei Pfade

## 11 Schlussfolgerungen und Handlungsfelder

Die Zuckerindustrie in Deutschland wird aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen – unter anderem der gesetzlichen Vorgaben für einen Kohleausstieg – in den nächsten Jahren Maßnahmen umsetzen müssen, die eine Neuausrichtung der Energieversorgung zumindest in einem relevanten Teil der Werke mit sich bringt. Dies hat zur Folge, dass schon im Referenzpfad eine Transformation zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen erfolgt mit entsprechenden Auswirkungen auf die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Darüber hinaus bestehen weitere Minderungspotenziale über Effizienzmaßnahmen. Kerntechnologien sind hier die mechanische Brüdenverdichtung sowie Verdampfungstrockner, die exemplarisch als Technologie zur Brennstoffsenkung bei der Zuckerrübenschnitzeltrocknung betrachtet werden.

Zur Erreichung des langfristigen Ziels einer treibhausgasneutralen Zuckerproduktion in Deutschland ist eine generelle Neuausrichtung bei den Energieerzeugungsanlagen sowie den eingesetzten Energieträgern erforderlich. Hierfür sind drei unterschiedliche Technologieszenarien denkbar, die hinsichtlich der Emissionsminderungen sowie der damit verbundenen Kosten differenziert betrachtet werden.

Eine Besonderheit gegenüber anderen Branchen besteht darin, dass in zwei der betrachteten Szenarien zur Treibhausgasneutralität die Energieversorgung zum überwiegenden Teil auf Basis von Biomasse aus der eigenen Produktion umgestellt werden kann. Dies ist mit dem Effekt verbunden, dass diese nicht mehr als Futtermittel verkauft werden können.

### Technologien

Da eine Entscheidung für eine bestimmte Technologie innerhalb des Betrachtungszeitraums nur einmal getroffen werden dürfte, stehen insbesondere die Werke mit aktuellem Handlungsdruck vor einer grundlegenden Entscheidung mit Auswirkung auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen der nächsten Jahrzehnte. Hinsichtlich der untersuchten Technologien lassen sich folgende allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- **Mechanische Brüdenverdichtung:** Die mechanische Brüdenverdichtung ist eine Technologie zur Effizienzsteigerung, die abgesehen vom Referenzpfad in jedem Pfad berücksichtigt wurde. Allerdings unterscheidet sich der Grad der Umsetzung je nach Pfad. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung ist eine Reduzierung der Strombezugskosten.
- **Verdampfungstrockner:** Der Einbau von Verdampfungstrocknern führt ebenfalls zu nennenswerten Brennstoffeinsparungen. Allerdings dürfte sich eine Investition in diese Technologie nur lohnen, sofern langfristig davon auszugehen ist, dass ein Bedarf für Futtermitteltrocknung besteht.
- **Energieerzeugungsanlage:**
  - **Erdgas-KWK:** Der Einsatz von Erdgaskesseln führt den aktuellen Stand der Technik fort. In Hinblick auf die Transformation zu treibhausgasneutraler Produktion bleibt diese Technologie weiterhin nutzbar im Biogas-Szenario. Sofern eigene Rübenschnitzel vergärt werden sollen, ist darüber hinaus die Errichtung von Biogasanlagen erforderlich. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biogasszenario sind die niedrigsten der betrachteten drei Szenarien zur Treibhausgasneutralität. Damit kommt diese Technologie sowohl als Übergangstechnologie als auch für ein zukünftiges Biogasszenario in Betracht.
  - **Biomasse-KWK:** Der Einsatz von Biomassekesseln erfordert generell hohe Investitionskosten. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten im Biomassesszenario sind deutlich höher als im Biogasszenario. Eine Entscheidung für diese Technologie dürfte somit nur bei besonderen werksspezifischen Gegebenheiten in

Betracht kommen, beispielsweise im Fall der Umrüstbarkeit vorhandener Festbrennstoffkessel.

- **Elektrokessel:** Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Einsatz von Elektrokesseln ist ein Strombezugspreis, der deutlich unter dem aktuellen Preisniveau der Zuckerfabriken liegt. Als Schwellenwert gegenüber dem Biogasszenario wurde ein Strompreis von 70 €/MWh hergeleitet. Im Vergleich zum Referenzpfad müsste der Strompreis unter 50 €/MWh liegen.

Generell stellt sich neben der Wirtschaftlichkeit die Frage, ob ein reines Elektrifizierungsszenario für die dezentralen Strukturen und die spezielle Betriebsweise in der Zuckerindustrie zielführend ist. In den Szenarien Biogas und Biomasse könnten die Zuckerfabriken zukünftig weiterhin dazu beitragen das Stromnetz zu stabilisieren und die Kosten des Netzausbaus zu bremsen. In einem Elektrifizierungsszenario hingegen wäre sowohl regional bei den Werken ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich. Zudem würde das Netz insbesondere während der Rübenkampagne durch zusätzliche Lastspitzen belastet.

Hervorzuheben ist, dass allen untersuchten Technologien gemeinsam ist, dass es sich um verfügbare Technologie handelt. Die Umsetzbarkeit hängt somit von äußeren Rahmenbedingungen ab, die über die Wirtschaftlichkeit entscheiden.

### Kosten

Die jährlichen energiebezogenen Kosten steigen bis 2050 bereits im Referenzpfad um ca. 50 % gegenüber dem Basiszeitraum an. Bei den drei Szenarien die zu einer Treibhausgasneutralität führen, liegen die Kostensteigerungen im Jahr 2050 zwischen 85 % (Biogas) und 140 % (Elektrifizierung) bezogen auf den Basiszeitraum. Zudem ist das Erreichen der Treibhausgasneutralität verbunden mit einem deutlich höheren Investitionsbedarf. Der zusätzliche kumulierte Investitionsbedarf gegenüber dem Referenzpfad liegt im betrachteten Zeitraum zwischen 736 Mio. € (Elektrifizierung) und 1.813 Mio. € (Biomasse).

Somit liegt trotz der angenommenen relevanten CO<sub>2</sub>-Preissteigerungen eine deutliche Kostendifferenz vor, die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Entscheidungen in Richtung Treibhausgasneutralität erschweren.

### Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätsszenarien können durch Anpassung äußerer Rahmenbedingungen verringert werden. Folgende Aspekte wurden im Rahmen dieser Roadmap als besonders relevant identifiziert:

- **Strompreis:** Einen wesentlichen Einfluss auf die Umsetzbarkeit der einzelnen Maßnahmen hat die Entwicklung des Strompreises. Aufgrund der spezifischen Abnahmestruktur in der Zuckerindustrie liegen diese deutlich höher als in anderen industriellen Sektoren. Voraussetzung für die wirtschaftliche Umsetzung diverser Energieeffizienzmaßnahmen ist demnach eine Anpassung der Rahmenbedingungen, die aktuell zu den hohen Strompreisen in der Zuckerindustrie führen. Dies betrifft beispielsweise die Bereich Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage.
- **Investitionskosten:** Die zusätzlichen Investitionskosten führen insbesondere in den Szenarien Biogas und Biomasse zu einer hohen Kostenbelastung. Damit trotzdem Maßnahmen in diesen Bereichen umgesetzt werden, ist die Verfügbarkeit passender Fördertöpfe entscheidend. Darüber hinaus könnten auch alternative Finanzierungsmodelle wie beispielsweise Carbon Contracts for Difference einen Beitrag liefern, zusätzliche Investitionen anzureizen (siehe nachfolgender Punkt).
- **CO<sub>2</sub>-Preis:** Die CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung ist ein wesentlicher Treiber der Kosten im Referenzszenario und führt zu einer Dämpfung der Kostennachteile der Treibhausgasneutralitätsszenarien. Trotzdem ist selbst der angenommene Preisanstieg auf 100 €/EUA bis 2050 nicht ausreichend, um diese Effekte komplett

auszugleichen. Durch weitere verschärfende Maßnahmen im EU-Emissionshandel könnte der Preis darüber hinaus ansteigen. In jedem Fall ist es jedoch aufgrund der Wettbewerbssituation der Zuckerindustrie unerlässlich, dass weiterhin ein Carbon Leakage-Schutz besteht sei es in Form von kostenfreier Zuteilung oder über Carbon Border Adjustments. Ein kurzfristiges Instrument zur Überbrückung der Differenz zwischen tatsächlichem CO<sub>2</sub>-Preise und den für bestimmte Investitionen erforderlichen CO<sub>2</sub>-Preise könnte in dem Instrument Carbon Contracts for Difference (CCfD) bestehen. Für das Szenario Biogas würde sich beispielsweise bei einem Preis ab ca. 160 €/EUA eine vergleichbare Kostenbelastung im Vergleich zum Referenzszenario einstellen. Ein CCfD könnte die Differenz zwischen den CO<sub>2</sub>-Kosten in Form einer Ausgleichszahlung kompensieren und die notwendigen Investitionen wirtschaftlich absichern.

- **Entgangene Futtermittelerlöse:** Bei zwei der drei Klimaneutralitätspfade ist auch die Frage entscheidend, ob auf Futtermittelerlöse ganz oder teilweise verzichtet werden kann. Hier ist auch zu beachten, dass ein Verzicht auf eigene Futtermittelproduktion nur dann zum globalen Klimaschutz beiträgt, wenn nicht durch den zusätzlichen Anbau von Futtermitteln an anderer Stelle erhöhte Emissionen verursacht werden.

# Anhänge

## Emissionsfaktoren

Tabelle 13: für die Berechnungen verwendete Emissionsfaktoren<sup>12</sup>

Brennstoff	Emissionsfaktor [t CO <sub>2</sub> /GJ]
Steinkohle	0,093
Braunkohle	0,108
Braunkohlenbriketts	0,100
Braunkohlenstaub	0,100
Heizöl S	0,0809
Heizöl EL	0,0741
Erdgas	0,056
Steinkohlenkoks	0,105
Anthrazit	0,098
Diesel	0,0741

## Energiepreise

Tabelle 14: Annahmen zu den für die Berechnungen verwendeten Energiepreisen

	Wert	Quelle	Bemerkung
<b>Erdgas</b>	25 €/MWh	European Commission (2018): Composition and Drivers of Energy Prices and Costs	Mittelwert 2014-2017 (2018 nicht verfügbar)
<b>Steinkohle</b>	14,50 €/MWh	Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2020) Prognos (2014)	Mittelwert 2014-2018 aus Kohlestatistik (Kraftwerkskohle) Umrechnung auf Verbraucherpreis Industrie gemäß Angaben in Energierferenzprognose Prognos
<b>Braunkohle</b>	17,70 €/MWh	Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2020)	Wert 2014 (danach keine Werte verfügbar)
<b>Steinkohlen- koks</b>	25 €/MWh	European Commission (2018): Composition and Drivers of Energy Prices and Costs	Wert 2017 (nur 2016 und 2017 verfügbar), oberer Rand der erhobenen Daten, da relativ geringe Abnahme
<b>Strom</b>	129 €/MWh	Statistisches Bundesamt (Destatis) (2020)	2014-2018 Abgabe an die Industrie, Jahresverbrauch 2.000 MWh bis unter 20.000 MWh
<b>Heizöl EL</b>	49 €/MWh	BMWi (2020)	2014-2018
<b>Heizöl S</b>	29 €/MWh	BMWi (2020)	2014-2016 (danach keine Werte verfügbar)
<b>Diesel</b>	121 €/MWh	Statista (2020): Durchschnittlicher Preis für Dieselkraftstoff in Deutschland	2014-2018

<sup>12</sup> Quelle: DEHSt 2020: Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen für stationäre Anlagen

## Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung

Tabelle 15. Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung

	Emissionsfaktor Strommix [t CO <sub>2</sub> /MWh]	EUA Preis [€/EUA]
<b>Basis</b>	0,507	25,00
<b>2021</b>	0,397	27,50
<b>2022</b>	0,389	30,00
<b>2023</b>	0,399	32,50
<b>2024</b>	0,380	35,00
<b>2025</b>	0,361	37,50
<b>2026</b>	0,342	40,00
<b>2027</b>	0,323	42,50
<b>2028</b>	0,303	45,00
<b>2029</b>	0,283	47,50
<b>2030</b>	0,263	50,00
<b>2031</b>	0,246	52,50
<b>2032</b>	0,228	55,00
<b>2033</b>	0,211	57,50
<b>2034</b>	0,193	60,00
<b>2035</b>	0,175	62,50
<b>2036</b>	0,156	65,00
<b>2037</b>	0,138	67,50
<b>2038</b>	0,119	70,00
<b>2039</b>	0,100	72,50
<b>2040</b>	0,092	75,00
<b>2041</b>	0,084	77,50
<b>2042</b>	0,075	80,00
<b>2043</b>	0,066	82,50
<b>2044</b>	0,057	85,00
<b>2045</b>	0,048	87,50
<b>2046</b>	0,038	90,00
<b>2047</b>	0,029	92,50
<b>2048</b>	0,019	95,00
<b>2049</b>	0,010	97,50
<b>2050</b>	0,000	100,00

## Annahmen zu Abschreibungszeiträumen

Tabelle 16: Annahmen zu Abschreibungszeiträumen

Technologie	Abschreibungszeitraum	Quelle
Kessel	15a	Afa Tabelle
Biogas	16a	Afa Tabelle
Brüdenverdichter	12a	Annahme auf Basis AfA Tabellen Sektor Molkereien und Brauereien
NT Trockner	12a	VdZ-Vorschlag 2001 „AfA-Tabelle Zuckerindustrie“
Kalkofen	12a	VdZ-Vorschlag 2001 „AfA-Tabelle Zuckerindustrie“

## Annahmen zu Futtermittelpreisen

Tabelle 17: Annahmen zu Futtermittelpreisen

	Kosten	Quelle
Trockenschnitzel	185 €/t (Mittelwert 2014-2019)	Rheinische Warenbörse, Südwestdeutsche Warenbörse (2020): Entwicklung der Preise für melassierte Trockenschnitzel-Pellets
Nassschnitzel	28 €/t	Nordzucker AG (2018): Webflyer - Pressschnitzel Das hochwertige Saftfutter aus der Zuckerrübe

# Verzeichnisse

## Quellenverzeichnis

**BMWi** (2020): Entwicklung von Energiepreisen und Preisindizes zu nominalen Preisen Deutschland; Energiedaten Tabelle 26; abgerufen am 03.03.2020

**C.A.R.M.E.N. e.V.** (2020): Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum** (2016): Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze

**DEHSt** (2020): Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen für stationäre Anlagen

**Dena** (2019): Branchenbarometer Biomethan 2019

**EEB Enerko GmbH** (2017): Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt.

**European Commission** (2018): Composition and Drivers of Energy Prices and Costs: Case Studies in Selected Energy Intensive Industries – 2018

**FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.** (2014): Leitfaden feste Bio Brennstoffe

**KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft** (2020): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas; <https://daten.ktbl.de/biogas>

**Linke et al** (2006): Biogas in der Landwirtschaft, Leitfaden für Landwirte und Investoren im Land Brandenburg

**Linnes et al.** (2006): Rübenschnitzel als nachwachsender Rohstoff

**Nordzucker AG** (2018): Webflyer - Pressschnitzel Das hochwertige Saftfutter aus der Zuckerrübe

**Prognos** (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

**Prognos** (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014

**Rheinische Warenbörse, Südwestdeutsche Warenbörse** (2020): Entwicklung der Preise für melassierte Trockenschnitzel-Pellets

**Statista** (2020): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779/umfrage/durchschnittspreis-fuer-dieselmotoren-seit-dem-jahr-1950/>

**Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.** (2020): abgerufen unter [www.kohlenstatistik.de](http://www.kohlenstatistik.de) zum 24.07.2020

**Statistisches Bundesamt (Destatis)** (2020): Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2005 bis Juni 2020 – abgerufen am 29.07.2020

**VDI 2594** (2015): VDI Richtlinie: Emissionsminderung Schnitzeltrocknungsanlagen der Zuckerindustrie

**Verein der Zuckerindustrie e. V. (2020):** Jahresbericht 2019 | 2020

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V. ....	2
Abbildung 2; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V. ....	17
Abbildung 3: Für die Roadmap berücksichtigte Emissionsquellen aus Scope 1 und Scope 2; Quelle: FutureCamp.....	19
Abbildung 4: Entwicklung des spezifischen Energieeinsatzes in der deutschen Zuckerindustrie. Quelle: Jahresbericht 2019/2020 des Vereins der Zuckerindustrie e.V. ....	20
Abbildung 5; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V. ....	23
Abbildung 6; Quelle: Verein der Zuckerindustrie e.V. ....	24
Abbildung 7: Anteil eingesetzter Energieträger im Basiszeitraum .....	30
Abbildung 8: Aufteilung der CO <sub>2</sub> -Emissionen auf die eingesetzten Energieträger im Basiszeitraum .....	31
Abbildung 9: Verhältnis zwischen Energiekosten und CO <sub>2</sub> -Kosten im Basiszeitraum .....	32
Abbildung 10: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Referenzpfad .....	33
Abbildung 11: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 im Referenzpfad .....	34
Abbildung 12: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Referenzpfad .....	35
Abbildung 13: Entwicklung des Verhältnisses zwischen Energiekosten und CO <sub>2</sub> -Kosten im Referenzpfad .....	36
Abbildung 14: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Effizienzpfad .....	39
Abbildung 15: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 im Effizienzpfad.....	40
Abbildung 16: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Effizienzpfad .....	41
Abbildung 17: Energiekosteneinsparung einer exemplarischen Brüdenverdichtung in Abhängigkeit vom EUA-Preis .....	42
Abbildung 18: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises .....	43
Abbildung 19: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a) .....	47
Abbildung 20: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a) ..	48
Abbildung 21: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a) .....	49
Abbildung 22: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises .....	50
Abbildung 23: jährliche energiebezogene Kosten bis 2050 im Biogasszenario (Pfad 3a) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomethan. ....	51
Abbildung 24: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomethan.....	51
Abbildung 25: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Biomass Szenario (Pfad 3b).....	53
Abbildung 26: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 im Biomass Szenario (Pfad 3b) .....	54

Abbildung 27: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biomassetzenario (Pfad 3b) .....	54
Abbildung 28: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von einer prozentualen Änderung der Investitionskosten bzw. des Strompreises und des Futtermittelpreises .....	55
Abbildung 29: Entwicklung der jährlichen energiebezogenen Kosten bis 2050 im Biomassetzenario (Pfad 3b) unter Annahme eines Fremdbezugs von Biomasse .....	56
Abbildung 30: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig von den Bezugskosten für Biomasse .....	57
Abbildung 31: Entwicklung des Energieträgereinsatzes bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c) .....	58
Abbildung 32: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c) .....	59
Abbildung 33: Entwicklung der energiebezogenen Kosten bis 2050 im Elektrifizierungsszenario (Pfad 3c) .....	59
Abbildung 34: Sensitivitätsbetrachtung der mittleren jährlichen energiebezogenen Kosten abhängig vom Strompreis .....	60
Abbildung 35: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2050 – Gegenüberstellung aller drei Pfade .....	64
Abbildung 36: Entwicklung des Fremdstrombedarfs bis 2050 – Gegenüberstellung aller drei Pfade .....	65
Abbildung 37: Darstellung der kumulierten Investitionskosten der betrachteten Pfade ..	66
Abbildung 38: Entwicklung der energiebezogenen Kosten – Gegenüberstellung aller drei Pfade .....	67

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Maßnahmen und Verlauf der CO <sub>2</sub> -Emissionen für die betrachteten Pfade .....	8
Tabelle 2: Übersicht Entwicklung energiebezogener Kosten für die betrachteten Pfade .....	11
Tabelle 3: Zusammensetzung der energiebezogenen Kosten in den drei Szenarien zur Treibhausgasneutralität. ....	12
Tabelle 4: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kesselanlagen .....	26
Tabelle 5: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Verdampfungstrockner .....	26
Tabelle 6: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung mechanische Brüdenverdichtung .....	27
Tabelle 7: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Biogasanlagen .....	28
Tabelle 8: Eckdaten für Wirtschaftlichkeitsberechnung Kalkofen .....	29
Tabelle 9: Steckbrief Referenzpfad (Pfad 1) .....	37
Tabelle 10: Steckbrief Effizienzpfad (Pfad 2) .....	45
Tabelle 11: Steckbrief Pfad 3 Treibhausgasneutralität .....	62
Tabelle 12: Darstellung der kumulierten Emissionsminderungen der betrachteten Pfade .....	64
Tabelle 13: für die Berechnungen verwendete Emissionsfaktoren .....	71
Tabelle 14: Annahmen zu den für die Berechnungen verwendeten Energiepreisen .....	71
Tabelle 15. Annahmen zur Entwicklung des Emissionsfaktors für den Strommix sowie zu der EUA-Preis Entwicklung .....	72
Tabelle 16: Annahmen zu Abschreibungszeiträumen .....	73
Tabelle 17: Annahmen zu Futtermittelpreisen .....	73