



bifa-Text Nr. 75

# CO<sub>2</sub>-Minderungspfade der thermischen Abfallbehandlung in Bayern

Dr. Wolfram Dietz, Roland Schipf, Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Rommel

Im Auftrag des Bayerischen Staatsministerium  
für Umwelt und Verbraucherschutz



Bayerisches Staatsministerium für  
Umwelt und Verbraucherschutz



**Impressum**

Alle Rechte (insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung) sind vorbehalten. Das Werk ist urheberrechtlich geschützt. Kein Teil der bifa-Texte darf in irgendeiner Form ohne Genehmigung der Herausgeber reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

**Herausgeber**

bifa Umweltinstitut GmbH  
Am Mittleren Moos 46  
86167 Augsburg

**Verfasser**

Dr. Wolfram Dietz, Roland Schipf\*, Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Rommel  
\* seit Mai 2025 Fernwärme Weißenhorn GmbH

**Gestaltung**

Franziska Steinhart

1. Auflage 2025  
© bifa Umweltinstitut GmbH





**bifa-Text Nr. 75**

# **CO<sub>2</sub>-Minderungspfade der thermischen Abfallbehandlung in Bayern**

**Dr. Wolfram Dietz, Roland Schipf, Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Rommel**



## Inhaltsverzeichnis

1	Zielstellung und Inhalt der Studie	1
2	Anlagen der thermischen Abfallbehandlung in Bayern	2
2.1	Vorgehen und Parameter	2
2.2	Ergebnisse	2
2.3	Kosten der CO <sub>2</sub> -Bepreisung gemäß BEHG für die Betreiber	7
3	Grundlagen und Technologien für CCS und CCU	8
3.1	CO <sub>2</sub> -Abscheidung	8
3.2	CO <sub>2</sub> -Transport	19
3.3	CCS: Geologische Einlagerung	22
3.4	CCU: Weiternutzung von CO <sub>2</sub>	22
4	Rechtliche Situation und Rahmenbedingungen	25
5	Vertiefte Analyse an thermischen Abfallbehandlungsanlagen	27
5.1	Vorgehen	27
5.2	Ausgangssituationen	27
5.3	Energieeffizienzmaßnahmen	27
5.4	Platzverfügbarkeit	28
5.5	Ermittlungsverfahren der gesamten und der biogenen CO <sub>2</sub> -Emissionen	28
5.6	Musteranlage	28
5.7	Lastganganalyse mit Blick auf die Realisierung einer Aminwäsche	29
5.8	Kostenmodellierung	33
5.9	Schlussfolgerungen zu Lastganganalyse und Kostenmodellierung	34
6	Optimierungen der bestehenden Anlagentechnik im Hinblick auf eine Treibhausgas-Minderung	36
6.1	Rauchgaswärme	36
6.2	Rauchgaskondensation	38
6.3	Nutzung von Rest- und Kondensationswärme	39
6.4	Ermittlung und Erfüllen von weiteren Wärmebedarfen im Umfeld des Standorts	40

6.5	Erhöhung der Stromerzeugung durch optimierte Dampferntnahme	41
6.6	Weitere Energieeffizienz-Maßnahmen	42
6.7	Exkurs: Verbesserte Mülltrennung und Vorsortierung	42
7	CO <sub>2</sub> -Minderungspfade für die thermische Abfallbehandlung in Bayern	43
7.1	Kriterien für Anlagenbetreiber bei der Entscheidung zur Realisierung einer CO <sub>2</sub> -Abscheidung	43
7.2	Szenario für eine Minderung der CO <sub>2</sub> -Emissionen aus den bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen	44
7.3	Hochrechnung auf alle bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen	46
8	Handlungsempfehlungen für die öffentliche Hand	48
8.1	Ausgangssituation und Machbarkeit einer CO <sub>2</sub> -Minderung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen (Zusammenfassung)	48
8.2	Rolle von CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen in einer Gesamtstrategie zur Treibhausgas-Minderung	49
8.3	Eintrag von fossilem Kohlenstoff in die Wertschöpfungsketten vermeiden	50
8.4	CCU und Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft	50
8.5	Exkurs: Effizienzmaßnahmen	51
8.6	Gesetzliche Voraussetzungen für CCS schaffen	52
8.7	Geologische CO <sub>2</sub> -Einspeicherung für CCS ermöglichen	53
8.8	Infrastruktur	53
8.9	CO <sub>2</sub> -Abscheidung in der thermischen Abfallbehandlung	53
	Literatur	55
	Abkürzungsverzeichnis	60
	Abbildungsverzeichnis	61
	Tabellenverzeichnis	62

## 1 Zielstellung und Inhalt der Studie

Bei der Verbrennung von Abfällen in der thermischen Abfallbehandlung entsteht immanent CO<sub>2</sub>. Mit dem Bayerischen Klimaschutzgesetz hat sich der Freistaat Bayern vorgegeben, bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden. Entsprechend gilt es, auch für die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus bayerischen Anlagen der thermischen Abfallbehandlung Lösungen zu finden.

Die vorliegende Studie analysiert vor diesem Hintergrund Möglichkeiten und Hürden der Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an den bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen zum Zweck einer anschließenden dauerhaften Speicherung (CCS) oder alternativ einer CO<sub>2</sub>-Weiternutzung (CCU).

Die Studie ist wie folgt strukturiert:

- Die Ausgangssituation der bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen ist in Abschnitt 2 charakterisiert. In Abschnitt 3 werden technische Handlungsoptionen und der Entwicklungsstand der CO<sub>2</sub>-Abscheidung dargelegt. Die momentane Rechtslage ist in Abschnitt 4 zusammengefasst.
- Ausgehend von vertieften Standortanalysen werden im Abschnitt 5 die Vor- und Randbedingungen der Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung anhand einer Musteranlage geklärt.
- Mit geringerem Aufwand und gegebenenfalls zügiger realisierbare Maßnahmen zur Treibhausgas-Minderung im Rahmen der bestehenden Anlagentechnik – insbesondere durch Energieeffizienzsteigerungen – werden in Abschnitt 6 analysiert.
- In Abschnitt 7 sind die Erkenntnisse zusammengeführt, und ein zeitlicher Pfad zur Umsetzung von CCS/CCU an thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Bayern wird skizziert.
- Eine Zusammenfassung der Ergebnisse zur Ausgangssituation, zur Machbarkeit und zu Hürden für Umsetzungen findet sich zu Beginn von Abschnitt 8. Davon ausgehend sind in Abschnitt 8 Handlungsempfehlungen für die öffentliche Hand im Hinblick auf eine mögliche Realisierung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen abgeleitet.

## 2 Anlagen der thermischen Abfallbehandlung in Bayern

### 2.1 Vorgehen und Parameter

Daten zu den bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen wurden über den Verband ATAB bei den ATAB-Mitgliedsunternehmen mittels eines Erfassungsbogens erhoben. Der Datenstand ist 2022. Die Betreiber der 14 bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen stellten Angaben bereit, die erfasst und ausgewertet wurden.

Einzelne Datenlücken aufgrund fehlender oder unplausibler Angaben wurden durch Nachfragen, durch öffentlich zugängliche Angaben der Anlagenbetreiber oder im Rahmen der Standortanalysen (s. Abschnitt 5) geschlossen. Im Einzelfall wurden Lücken durch den über Abfalldurchsatz gewichteten Mittelwert derjenigen Anlagen geschlossen, die Angaben machten (vgl. Tabelle 1). Dieses Vorgehen wurde angewendet auf:

- Abfallspezifische CO<sub>2</sub>-Emission (Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden daraus berechnet)
- Biogener Kohlenstoff-Anteil

Abgefragt wurden Betriebswerte, nicht Auslegungswerte. Der Abgas-Volumenstrom und die CO<sub>2</sub>-Volumenkonzentration im Abgas beziehen sich auf trockenes Gas unter Normbedingungen.

Die erhobenen Jahres-CO<sub>2</sub>-Emissionen beruhen zum Teil auf Messungen der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgas, zum Teil – da nicht alle Anlagen über Messeinrichtungen verfügen – auf Berechnungen für die Emissionsberichterstattung. Wurden sowohl Abgas-Volumenstrom mit CO<sub>2</sub>-Volumenkonzentration als auch die jährliche CO<sub>2</sub>-Emission angegeben und waren die Werte nicht in Übereinstimmung, wurde die angegebene CO<sub>2</sub>-Emission verwendet. Die Abweichungen betragen 0-7 %. In einem Fall war die Messung als nicht verlässlich markiert.

Als Feuerungswärme wird folgend das Produkt von mittlerem Abfall-Heizwert und Abfalldurchsatz bezeichnet. Angaben zu Anfahr-, Abfahr- oder Stützfeuerungen, die in der Regel mit rund 1 % zur Feuerungswärme beitragen, wurden vereinfachend nicht erfasst. Die Netto-Wirkungsgrade stellen das Verhältnis von Strom- beziehungsweise Wärmeabgabe zur Feuerungswärme dar.<sup>1</sup>

### 2.2 Ergebnisse

Abbildung 1 belegt eine insgesamt gute Vollständigkeit der erhobenen Datenbasis.

In Abbildung 2 ist die Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen nach Jahresabfallmenge dargestellt. Die meisten – 11 der 14 – Anlagen haben einen Durchsatz im Bereich 70.000 bis 350.000 t/a. Der Median beträgt 195.000 t/a. Die größte Anlage ist die des Abfallwirtschaftsbetriebs München, die zweitgrößte die des Zweckverbands Müllverwertung Schwandorf und die kleinste die der Stadtwerke Rosenheim. Abbildung 3 zeigt die Anlagen in einer Karte.

<sup>1</sup>Zur Beachtung: Diese Berechnung des Netto-Stromwirkungsgrads entspricht nicht dem Berechnungsansatz für den elektrischen Bruttowirkungsgrad nach Anlage 7 zu § 13 der 17. BImSchV in der Fassung vom 13.02.2024

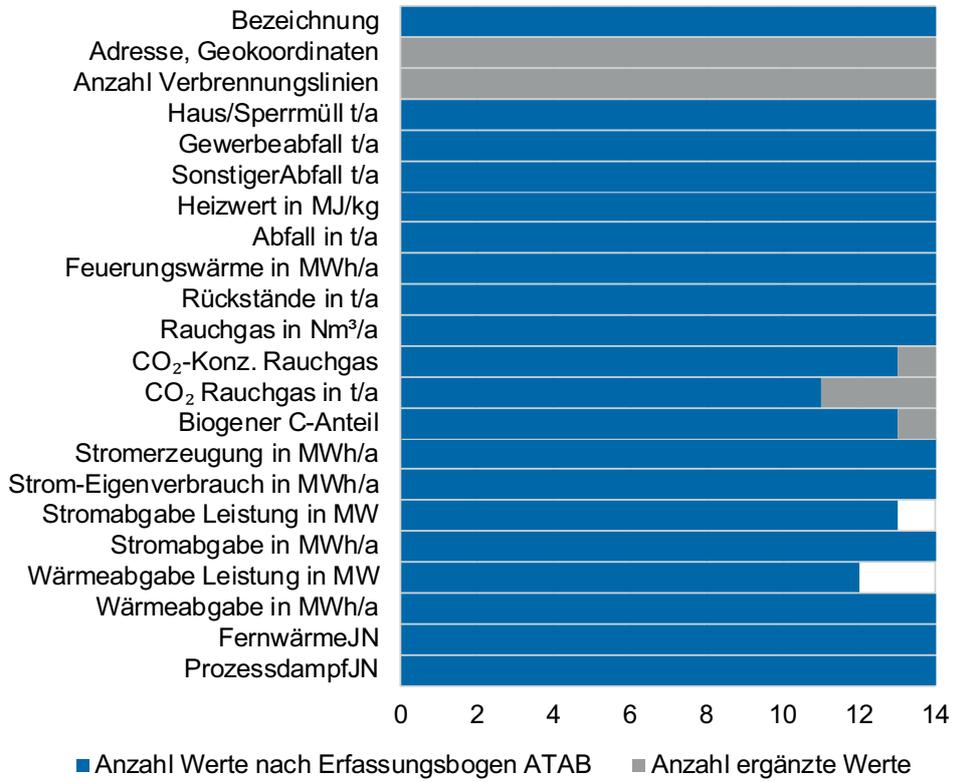


Abbildung 1: Vollständigkeit der erfassten Daten (relevante Parameter) mit Differenzierung nach Quelle  
Erfassungsbogen ATAB und Ergänzung aus weiteren Quellen (s. Kapitel 2.1)

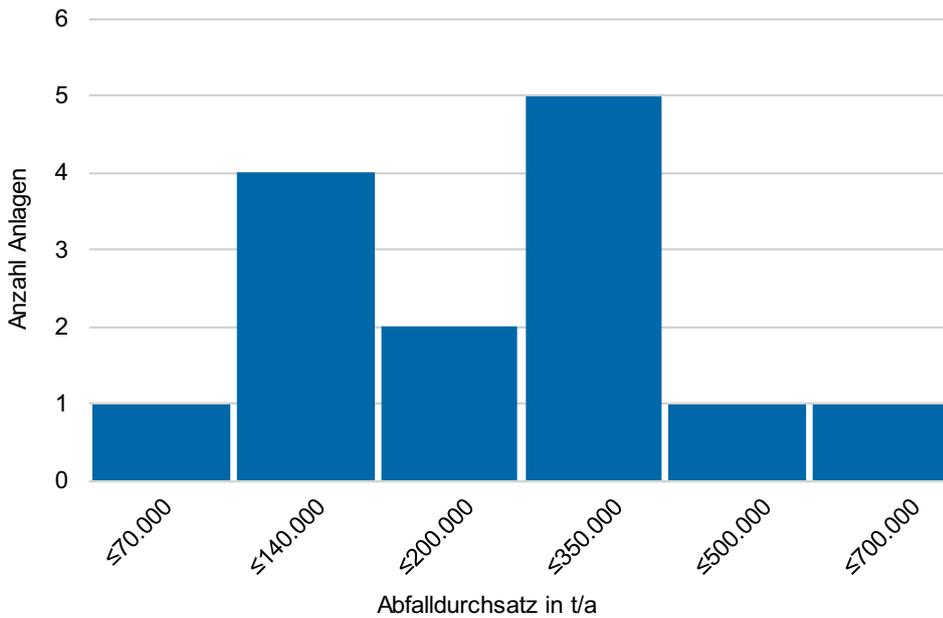


Abbildung 2: Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen

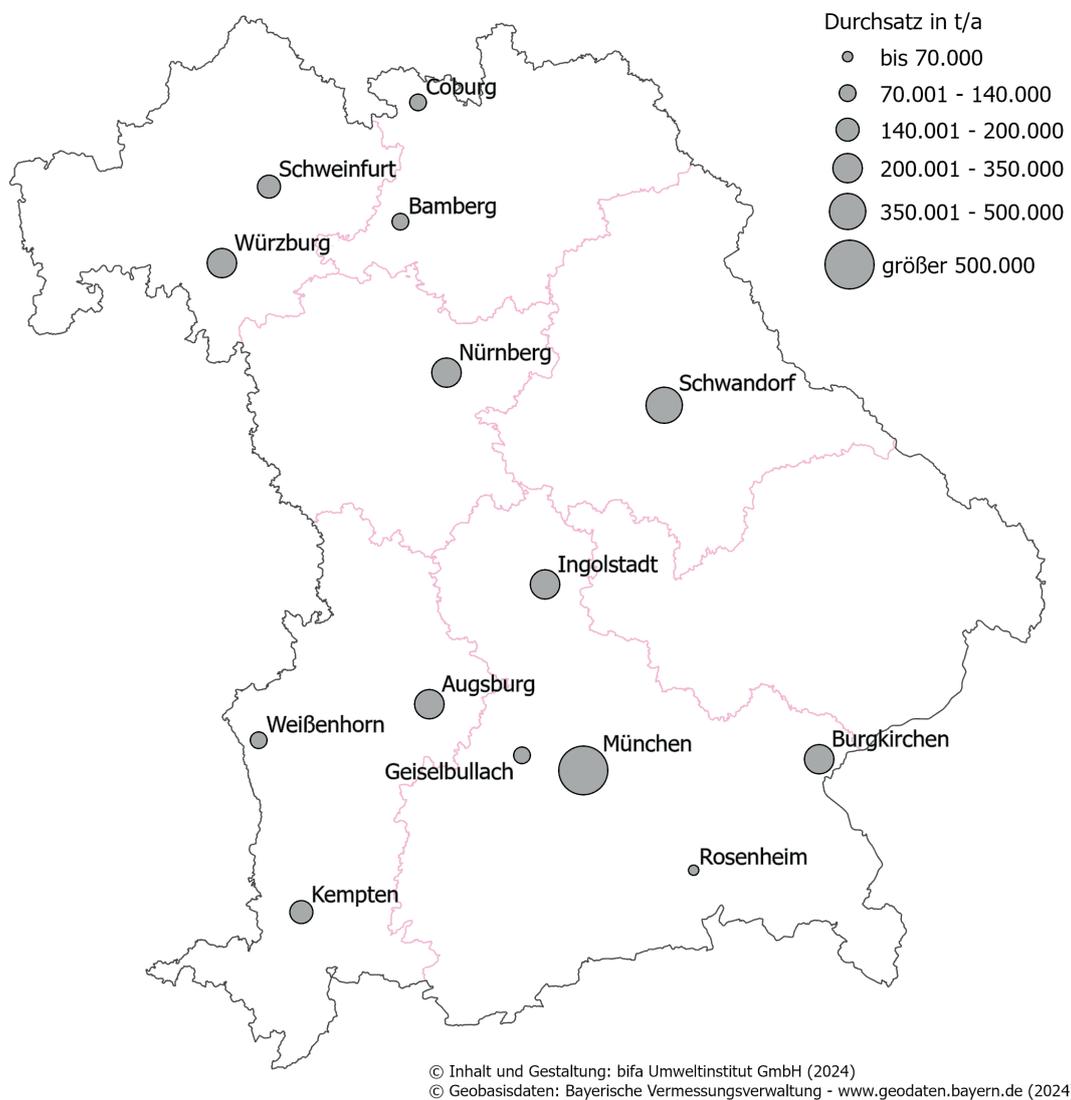


Abbildung 3: Karte der erfassten Anlagen mit Anlagengrößen

Wesentliche Parameter sind in Tabelle 1 statistisch ausgewertet. Nur aussagekräftige Werte sind wiedergegeben.

Tabelle 1: Statistische Auswertung wesentlicher Parameter

Parameter	Anzahl Werte	Summe	Standardabweichung <sup>1)</sup>	Mittelwert, gewichtet <sup>2)</sup>	Median
Haus/Sperrmüll t/a	14	2.142.774			
Gewerbeabfall t/a	14	974.184			
Sonstiger Abfall t/a	14	71.770			
Heizwert in MJ/kg	14		0,60	10,48	10,51
Abfall in t/a	14	3.188.727			194.996
Rückstände in t/a	14	866.895			
CO <sub>2</sub> -Konzentration Rauchgas	12		1,0 %	10,0 %	9,8 %
CO <sub>2</sub> im Rauchgas in t/a	14	3.302.310			199.120
Biogener C-Anteil	14		2,3 %	52,8 %	52,6 %
Stromerzeugung in MWh/a	14	1.177.053			78.323
Strom-Eigenverbrauch in MWh/a	14	382.929			21.493
Stromabgabe Leistung in MW	13	208			11,0
Stromabgabe in MWh/a	14	834.042			58.592
Wärmeabgabe Leistung in MW	12	640			41,5
Wärmeabgabe in MWh/a	14	3.425.958			176.739
<b>Berechnete Werte</b>					
Anteil Haus- und Sperrmüll	14		14 %	67 %	68 %
Rauchgas spezifisch in Nm <sup>3</sup> /(t Abfall)	11		617	5.404	5.513
Spezifische CO <sub>2</sub> -Emission in t/(t Abfall)	8		0,082	1,026	0,994
Brutto-Stromwirkungsgrad <sup>3)</sup>	14			13 %	
Netto-Stromwirkungsgrad	14			9,0 %	
Netto-Wärmewirkungsgrad	14			37 %	

1) ohne Gewichtung

2) Gewichtung nach Abfallmenge

3) Berechnung als Verhältnis von Stromerzeugung (Jahreswert) zu Feuerungswärme (Jahreswert);

dies entspricht nicht dem Berechnungsverfahren nach Anlage 7 zu § 13 der 17. BImSchV in der Fassung vom 13.02.2024

In Abbildung 4 sind Netto-Stromwirkungsgrad und Netto-Wärmewirkungsgrad gegenübergestellt. Es zeigt sich eine breite Streuung in den energetischen Ausrichtungen der Anlagen, von keiner Stromabgabe bis hin zu Stromabgaben höher als Wärmeabgaben.

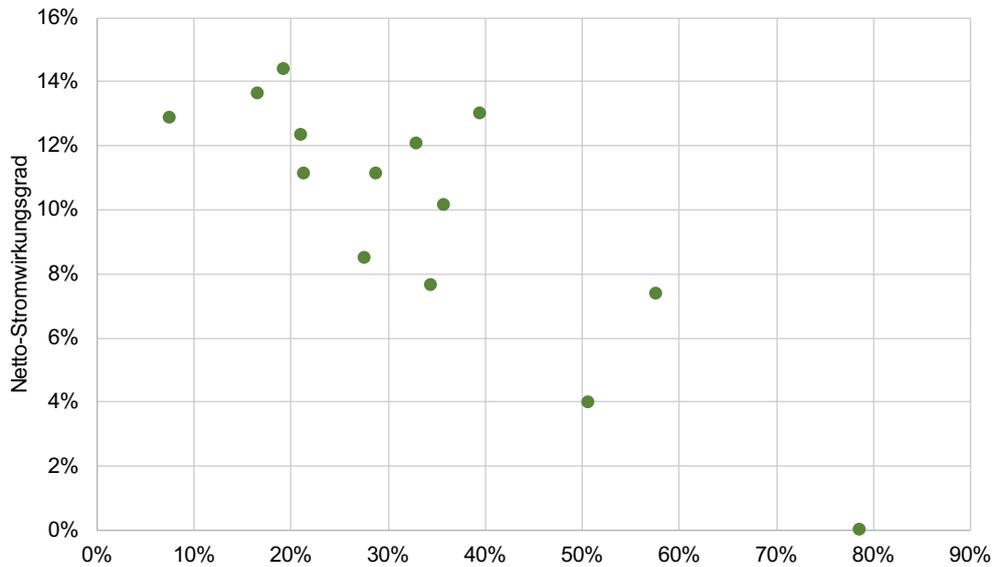


Abbildung 4: Auftragung Netto-Stromwirkungsgrad über Netto-Wärmewirkungsgrad der untersuchten Anlagen

Die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas ist relevant für die zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung einsetzbaren Technologien, der Abgas-Volumenstrom für die zu behandelnde Abgasmenge. In Abbildung 5 ist die von den Anlagen angegebene CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas dem jeweiligen spezifischen Abgas-Volumenstrom gegenübergestellt. Die Auftragung zeigt deutlich unterschiedliche Betriebspunkte. Eine niedrigere CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas entspricht dabei in der Tendenz einer höheren Sauerstoffkonzentration, also einem höheren Luftverhältnis. Dieses kann als Verbrennungsregime gezielt eingestellt oder auch durch Falschlufft nach Verbrennung bewirkt sein.

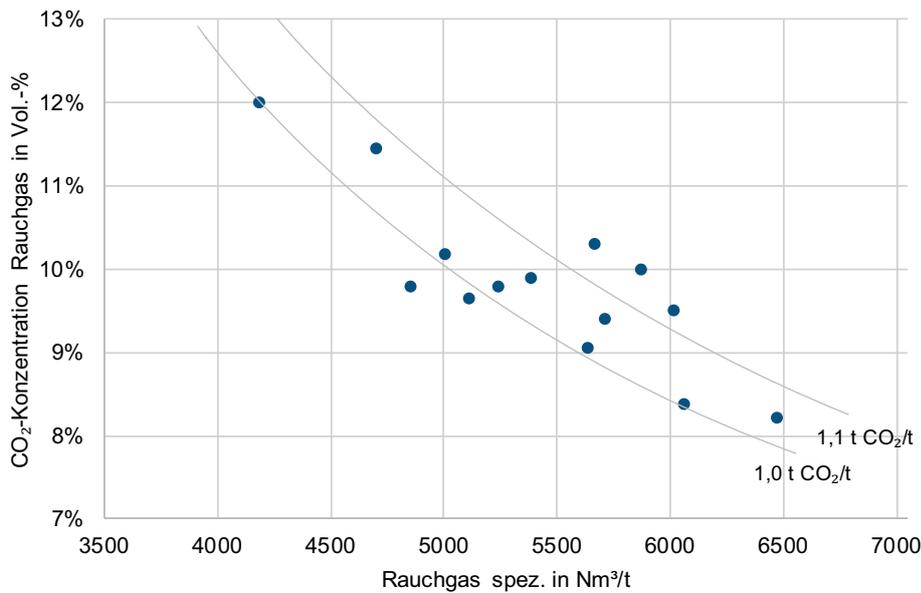


Abbildung 5: Auftragung CO<sub>2</sub>-Volumenkonzentration im Rauchgas (Betreiberangaben) über dem spezifischen Rauchgas-Volumenstrom je Tonne Abfall der untersuchten Anlagen, sowie Iso-Linien für die spezifische CO<sub>2</sub>-Emission je Tonne Abfall

### 2.3 Kosten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gemäß BEHG für die Betreiber

Nach Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) unterliegen die Betreiber der thermischen Abfallbehandlungsanlagen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2024 einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Tabelle 2 zeigt die aktuellen und mögliche zukünftige Kosten exemplarisch für eine Musteranlage mit einem Abfalldurchsatz von 220.000 t/a unter typischen Bedingungen, pro Tonne Abfall sowie in Hochrechnung auf die 14 bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen.

*Tabelle 2: CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten gemäß BEHG für eine thermische Abfallbehandlungsanlage mit einem Abfalldurchsatz von 220.000 t/a (bei gleichbleibendem Abfalldurchsatz und biogenem Anteil von 52,8 %), pro Tonne Abfall und für alle bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen*

	CO <sub>2</sub> -Preis in €/t CO <sub>2</sub>	Kosten für eine Beispielanlage in €/a	Kosten in €/t Abfall	Alle bayerischen Anlagen in €/a
2024	45	4,7 Mio.	21	68 Mio.
2025	55	5,7 Mio.	26	83 Mio.
Ausblick, exemplarisch	100-200	10-21 Mio.	47-95	151-301 Mio.

### 3. Grundlagen und Technologien für CCS und CCU

#### 3.1 CO<sub>2</sub>-Abscheidung

##### 3.1.1 Pre-Combustion, Oxyfuel und Post-Combustion

Um CO<sub>2</sub> aus technischen Verbrennungsprozessen abzutrennen, gibt es drei prinzipielle Wege:

- Pre-Conversion, auch Pre-Combustion, basiert darauf, durch eine vorgeschaltete Vergasung zuerst eine Teiloxidation durchzuführen und CO<sub>2</sub> aus dem wasserstoffreichen Synthesegas abzutrennen. Dies ermöglicht folgend eine CO<sub>2</sub>-arme Verbrennung.
- Oxyfuel-Combustion zielt darauf ab, durch Verbrennung unter reinem Sauerstoff ein Abgas zu erzeugen, welches fast ausschließlich aus CO<sub>2</sub> und Wasser besteht. Das Wasser kann durch einfache Kondensation abgetrennt werden.
- Post-Combustion, auch Post-Conversion, bezeichnet die Abtrennung aus dem gereinigten Abgas nach klassischer Verbrennung des Einsatzstoffes.

Der Post-Combustion-Weg ist für existierende Verbrennungskraftwerke am vielversprechendsten (Lu 2023) und wird folgend genauer betrachtet. Im Kapitel 3.1.4 wird zudem auf Oxyfuel eingegangen.

Als vierter Weg zur Gewinnung von reinem CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung kann die Chemical-Looping-Combustion angesehen werden. Bei ihr wird der Verbrennungssauerstoff durch ein festes Oxidationsmittel übertragen, welches in einem separaten Reaktor regeneriert wird (Schmitt 2024). Die Technologie befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium.

##### 3.1.2 CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien für Post-Combustion

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die für Post-Combustion grundsätzlich in Frage kommenden Abscheideprinzipien und verfahren. Die Machbarkeit der genannten Methoden ist in anderen Branchen oder Prozessen großtechnisch nachgewiesen. Vielfach sind die Verfahren dort etabliert. Allerdings werden einige der aufgeführten grundsätzlich möglichen Trennprinzipien und verfahren in der Literatur nicht für die Anwendung auf Abfall-Post-Combustion in Betracht gezogen; sie sind in der Tabelle nicht nach TRL eingestuft. Relevante Verfahren sind nachfolgend charakterisiert und bewertet.

*Tabelle 3: CO<sub>2</sub>-Abscheideprinzipien und verfahren für Post-Combustion (nach Cuéllar-Franca 2015, Lu 2023, Galloy 2014, Weghaus 2023) sowie technologischer Reifegrad TRL für die vorgesehene Anwendung (eigene TRL-Einstufung angelehnt an ECRA 2022, Weghaus 2023, Haaf 2020 u.a.)*

Prinzip	Methode	Verfahren (Auswahl)	TRL
Absorption	Chemisch	· Amine · Alkali (u.a. Pottasche K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	8 5-6
	Physikalisch	· Selexol (Polyethylenglykoldimethylether), · Rectisol (Methanol)	- -
Adsorption	Chemisch	· Feste Sorbentien auf Aminbasis · Feste Carbonate · Calciumoxid/-hydroxid (Calcium Looping)	- - 6
	Physikalisch	· Zeolithe · Aktivkohle · Metallorganische Gerüstverbindungen	- - -
	mit Regenerationsmethoden	· Druckwechseladsorption · Temperaturwechseladsorption · Elektrowechseladsorption	- - -

Prinzip	Methode	Verfahren (Auswahl)	TRL
Membrane	Anorganisch	· Metallisch · Keramisch	} 5-6
	Organisch	· Polyamide, Polysulfone, ...	
	andere	· Facilitated transport	
Kryogen	gestufte Kondensation/Sublimation		5-6
Andere	Biologisch	· Mikrobiologisch, Algen	-
	Hybrid		-

### 3.1.2.1 Aminwäsche

#### Prinzip

Bei der Aminwäsche absorbiert eine alkalische wässrige Aminlösung (auch Waschlösung genannt) saure Gaskomponenten reversibel. Als Sorbentien in Betracht kommen wässrige Lösungen von Monoethanolamin (MEA), Diethanolamin und von anderen Aminen sowie – zum Teil proprietäre (Moser 2018, Knudsen 2017) – Aminmischungen, gegebenenfalls mit Additiven.

Die Aminwäsche ist die mit Abstand ausgereifteste Technologie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Verbrennungsabgasen. Weltweit existieren zwei größere kommerzielle Kraftwerke, die CO<sub>2</sub> im regulären Betrieb abscheiden. Auch in Deutschland wurde mit Aminwäsche-Testanlagen zur Post-Combustion-Abscheidung an Kraftwerken experimentiert. Die Anlagen sind mittlerweile nicht mehr in Betrieb, mit Ausnahme der Pilotanlage zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung am Braunkohlekraftwerk Niederaußem. Seit 2009 wird dort an einem Block ein Teil des CO<sub>2</sub> mittels Aminwäsche abgeschieden.

Bei der Entwicklung anderer CO<sub>2</sub>-Abscheideverfahren dient die Aminwäsche mit 30 %iger wässriger MEA-Lösung verbreitet als Referenzverfahren.

Abbildung 6 zeigt ein Prinzipbild. Der Prozess arbeitet im Wesentlichen bei Atmosphärendruck. In einer Vorkonditionierung wird die Gastemperatur abgesenkt und das Gas entfeuchtet.

In den Absorber wird unbeladene Aminlösung vom Kopf zugeführt. Das zu reinigende Gas wird von unten zugeführt. Das gereinigte Abgas verlässt die Kolonne am Kopf, die beladene Waschlösung wird unten abgezogen.

Im Desorber, auch Stripper genannt, wird die beladene Waschlösung aufgeheizt. Bei 120/130 °C desorbiert das CO<sub>2</sub>. Es wird am Kopf des Desorbers entnommen. In einem Kondensator wird der CO<sub>2</sub>-Strom folgend von verbleibender Waschlösung und Wasser befreit. Die Aminlösung wird rezirkuliert.

Der Einbau in den Abgasstrang erfolgt nach der konventionellen Abgasreinigung. Neben dem CO<sub>2</sub> werden gegebenenfalls weitere saure Gasbestandteile von der Waschlösung aufgenommen. Diese können zu einer Verunreinigung des Produktgases führen und zudem, zusammen mit Sauerstoff, das Absorptionsmittel sukzessive deaktivieren.

Das gereinigte Verbrennungsabgas ist, je nach zulässiger Emissionstemperatur, nach dem Absorber wieder aufzuheizen.

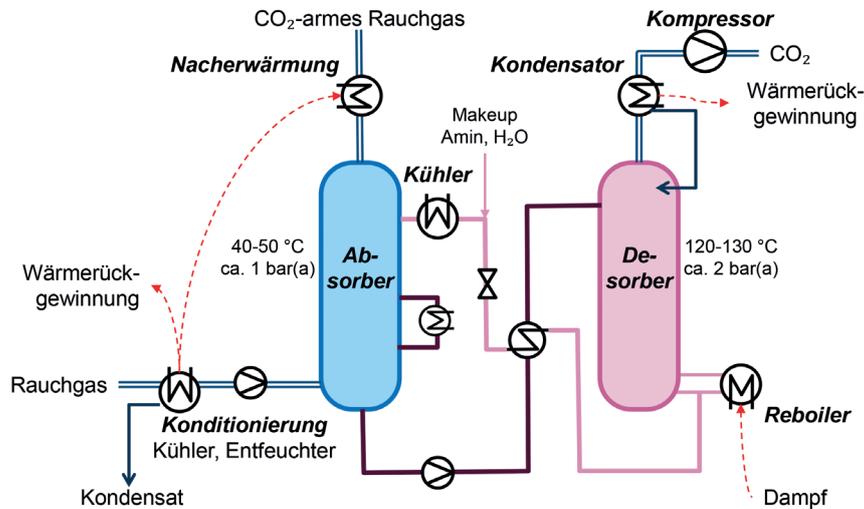


Abbildung 6: Schema einer Aminwäsche mit Elementen der Wärmerückgewinnung (eigene Darstellung)

#### Vorteile des Verfahrens sind

- die gute Abscheiderate,
- die Eignung auch bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Partialdrücken und
- die etablierte, marktverfügbare Technologie.

#### Aufzuführende Nachteile der Aminwäsche sind

- der Energiebedarf für die Desorption,
- der oxidative und thermische Abbau der Amine (Degradation),
- die Toxizität und potenzielle Umweltbelastung von Sorbens und Umwandlungsprodukten wie z. B. Nitrosamine,
- der Aufwand für das Handling der Chemikalien mit Blick auf den Arbeitsschutz und
- die Korrosionsneigung.

Die Degradation von Aminen im Zusammenhang mit der Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Abfallverbrennung ist noch relativ unerforscht. Bisinella (2021) gibt einen Bedarf von rund 4 kg MEA bezogen auf eine Tonne abgeschiedenes CO<sub>2</sub> an, durch Degradation (die zu rund 0,1 kg Ammoniak-Freisetzung führt), der Bildung hitzeresistenter Salze sowie durch Verluste durch Verdampfung und Aerosolbildung (0,01 kg). Moser (2018) berichtet einen Bedarf von 0,3 kg/t für eine proprietäre Aminmischung. Aktuell arbeitet die Stiftung Zentrum für nachhaltige Abfall- und Ressourcennutzung (ZAR) in der Schweiz intensiv an Fragen der Zersetzung von Aminen und der Emission von Abbauprodukten (ZAR 2024).

Entwicklungen der letzten Jahre zielen auf modifizierte Absorptionsmittel, die den Energieaufwand verringern und die CO<sub>2</sub>-Abscheidekapazität maximieren können. Diese umfassen Amin-Mischungen, Phasenwechsel-Absorptionsmittel und nicht-wässrige Absorptionsmittel. Mischungen kombinieren die Charakteristika verschiedener Amine, um Nachteile auszugleichen (Lu 2023).

Durch die Abkühlung und Entfeuchtung des Abgasstromes in der Vorkonditionierung fällt Abgas-Kondensat als Abwasser an. Dies erfordert technische wie rechtliche Lösungen (s. Abschnitt 4).

### Kennwerte

Typische Kennwerte einer Aminwäsche sind in Tabelle 4 zusammengestellt. Der Abscheidegrad wird in der Regel mit 90 % angegeben, wobei im Betrieb im Mittel niedrigere Werte zu erwarten sind (IEEFA 2022).

### Kosten

Investitionskosten einer CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage für Abgas aus der Abfallverbrennung wurden in mehreren Studien publiziert. Sie beruhen in der Regel auf Richtpreisangeboten oder anderen Angaben von Anlagenbauern. Die in verschiedenen Jahren publizierten Werte wurden über den Erzeugerpreisindex für Investitionsgüter des statistischen Bundesamtes auf das Bezugsjahr 2024 angepasst. Abbildung 7 zeigt die Kosten in Abhängigkeit von der CO<sub>2</sub>-Abscheidekapazität. Für eine Abfallverbrennungsanlage mit jährlich 220.000 t Abfalldurchsatz und 200.000 t CO<sub>2</sub>-Abscheidung beispielsweise sind Investitionskosten in der Größenordnung von 87 Mio. € anzusetzen. Die Kostenansätze sind in Tabelle 4 enthalten.

Die Betriebskosten beinhalten an erster Stelle den Wärmebedarf, dessen Kosten von der Verfügbarkeit und von der erzielbaren Wärmeintegration abhängen, sowie die Kosten der nicht mehr ins Netz eingespeisten Strommenge (s. Kostenmodellierungen in Abschnitt 5). Die Verbrauchskosten für das Amin können auf Basis der Verbrauchswerte nach Moser (2018) in der Größenordnung von 0,5 €/t abgeschiedenes CO<sub>2</sub> angesetzt werden. Sie sind im Zusammenhang der gesamten Kostenstruktur von untergeordneter Bedeutung (vgl. Zorbach 2021, Dietz 2024).

Tabelle 4: Kennwerte der CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch Aminwäsche. Spezifische Werte bezogen auf Masse abgeschiedenes CO<sub>2</sub>. Kosten in € 2024. Abgleich von Literaturangaben

Parameter	Wert	Datenquellen, Erläuterung
Abscheiderate aus Rauchgas bei Nennlast	90 %	Hitachi Zosen Inova 2023, Müller 2023, CSD 2023, ETH 2021, Karpf 2021, Zorbach 2021, Vodegel 2022
Strombedarf ohne Verdichtung	50 kWh/t	Weghaus 2023, Bisinella 2021
Strombedarf mit Verdichtung auf 100 bar	250 kWh/t	Heinrich 2023, Müller 2023, Weghaus 2023, CSD 2023, Zorbach 2021
Wärmebedarf bei ca. 135 °C	583 kWh/t	Annahme Dampfbedarf 3 GJ/t für ein optimiertes Amin-Sorbens. Abschätzung 30 % Wärmerückgewinnung aus CO <sub>2</sub> -Kondensator. Nach Moser 2018, Müller 2023, Weghaus 2023, HZI 2023 u.a.
Aminverbrauch und dessen Kosten	0,3 kg/t 0,5 €/t	Moser 2018, Karpf 2021. Kostenabschätzung (wenig relevant innerhalb der Gesamtkosten, s. Kapitel 5.8)
Investitionskosten bei einer CO <sub>2</sub> -Abscheidung von z.B. 200.000 t/a	87 Mio. €	entsprechend 420 €/t CO <sub>2</sub> abgeschieden/a), vgl. Abbildung 7

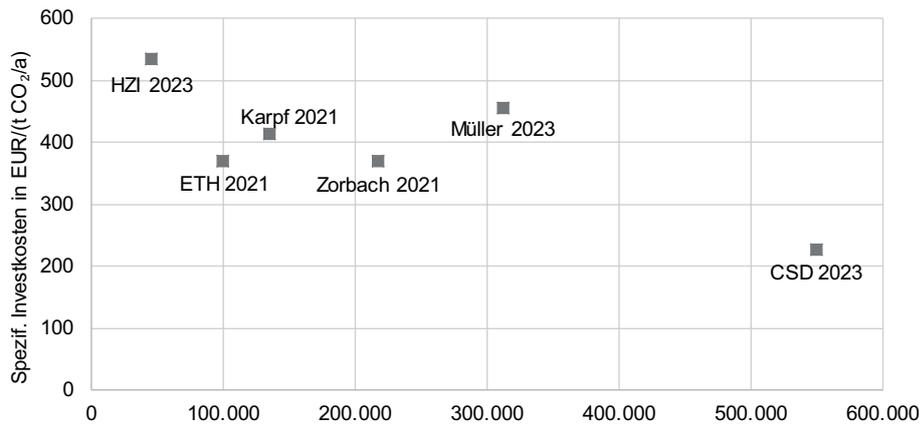
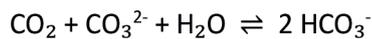


Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten einer Aminwäsche-Abscheideanlage nach Literaturangaben.

### 3.1.2.2 Weitere chemische Absorptionsverfahren – Pottasche-Verfahren

Auch andere Alkali können zur chemischen Absorption eingesetzt werden. Das Verfahren mit Kaliumcarbonat (Pottasche) wurde als Benfield-Prozess zur Entfernung von CO<sub>2</sub> und Schwefelwasserstoff in Gasen der Petrochemie entwickelt. Die chemische Absorption folgt der Gleichung:



Carbonate als Absorbentien sind günstig und haben hohe Absorptionskapazität. Sie weisen geringe Degradation, geringes Korrosionspotenzial sowie geringe Toxizität auf. Wesentlicher Nachteil ist indes die im Vergleich zu Aminen langsame Absorption, die einen größeren Absorber notwendig macht. Zudem können Ablagerungen entstehen. (Hu 2016, Lu 2023, Kammerer 2023, Borhani 2015)

Hoher Druck (6-60 bar) unterstützt die Absorption. Die Prozesstemperatur beträgt 100-140 °C. Diese Bedingungen erlauben eine hohe Kaliumcarbonat-Konzentration ohne Ausfällungen und somit eine 20-40%ige Lösung. Die Desorption erfolgt bei einem Druck von z.B. 0,8 bar. Absorption und Desorption können bei nahe beieinander liegenden Temperaturen durchgeführt werden. Promotoren wie Piperazin fördern die Absorptionsrate weiter. (Borhani 2015, Erich 2010)

Bei einer von der Firma Capsol-EoP AS (Norwegen) patentierten Variante mit mehrstufigem Wärmerückgewinnungskonzept wird bei z.B. 12 bar absorbiert und 1,2 bar desorbiert, beides bei ca. 100 °C (Hamrin 2017). Eine Pilotanlage von Capsol war an der MVA Hannover im Einsatz.

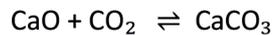
Ein alternativer Ansatz ist eine enzymatisch katalysierte Absorption bei z.B. 25 °C mit Carboanhydrasen als Katalysator (Borhani 2015, Saipem 2023). Das Verfahren wurde von Hafslund Oslo Celsio in der MVA Klemetsrud im Pilotmaßstab getestet, im Rahmen des norwegischen CCS-Rahmenprojekts Langskip (ACCSESS 2024). An der gleichen Müllverbrennungsanlage ist eine Aminwäsche im Großmaßstab geplant (vgl. Tabelle 5).

### 3.1.2.3 Physikalische Absorption

Bei der physikalischen Absorption wird CO<sub>2</sub> in organischen Lösemitteln physikalisch gelöst. Die Löslichkeit hängt insbesondere vom Lösungsmittel, vom Partialdruck und von der Temperatur ab. Die assoziative Bindung zwischen dem Lösemittel und CO<sub>2</sub> ist schwächer als bei der chemischen Absorption; somit ist die für die Regeneration benötigte Energiemenge geringer. Die physikalische Absorption kommt im Allgemeinen in Betracht, wenn der CO<sub>2</sub>-Partialdruck über 3,5 bar liegt. Ein Anwendungsbereich ist Synthesegas. Für Verbrennungsabgas wäre zugleich eine hohe CO<sub>2</sub>-Konzentrationen und eine energieintensive Verdichtung nötig, die die Wirtschaftlichkeit der Anwendung in Frage stellt. (Lu 2023)

#### 3.1.2.4 Adsorption durch feste Sorbentien – Calcium Looping

Auch feste Adsorbentien kommen in Betracht. Als relevante Technologie soll Calcium Looping dargelegt werden. Beim Calcium Looping wird Calciumoxid (CaO, Branntkalk) eingesetzt. Es bindet CO<sub>2</sub> im Rauchgas im Schritt der Carbonisierung: Calciumoxid und CO<sub>2</sub> reagieren zu Kalk (CaCO<sub>3</sub>), wodurch dem Rauchgas CO<sub>2</sub> entzogen wird:



Die Feststoff-Gas-Reaktion erfolgt in einem Wirbelschichtreaktor bei 580-700 °C. Die gebildeten Kalkpartikel werden dann in einen Calcinator überführt und dort auf 850-950 °C erhitzt, um sich in Umkehrung der Bildungsgleichung in gasförmiges CO<sub>2</sub> und festes Calciumoxid zu zersetzen. Der weitgehend reine CO<sub>2</sub>-Strom kann abgezogen und aufgereinigt werden (Lu 2023, Kammerer 2023). Das Calcinieren (Kalkbrennen) erfordert eine zusätzliche Energiequelle. Haaf (2020) gibt für den Einsatz in modernen Kohlekraftwerken einen berechneten Rückgang des elektrischen Nettowirkungsgrads in einer Größenordnung von 5-8 % an (einschließlich des Strombedarfs für die CO<sub>2</sub>-Verdichtung). Eine enge thermische Einbindung der Calcinierung in die Verbrennungsanlage ist sinnvoll.

Der Prozess kann zwar theoretisch unendlich oft durchgeführt werden, jedoch inertisieren die Kalkpartikel bei der Kreislaufführung durch Sinterung und Abrieb zunehmend. Daher muss stets ein Teil ersetzt werden. Dies kann zu einem erheblichen wirtschaftlichen Nachteil für das Calcium Looping in der Anwendung einer CO<sub>2</sub>-Abtrennung aus Verbrennungsabgas führen. (Lu 2023)

Eine Anwendung für Verbrennungsabgase wurde bisher nur in Pilot- und Demonstrationsanlagen an Kohlekraftwerken untersucht (Haaf 2020). Der Energiebedarf zum Calcinieren sowie die Inertisierung der Partikel lassen das Verfahren für die Fragestellung dieser Studie als ungeeignet erscheinen.

#### 3.1.2.5 Membranverfahren

Membranen sind teildurchlässige Barrieren und wirken für Gase als molekulares Sieb. Je nach Trennaufgabe kommen spezifisch entwickelte Membranmaterialien zum Einsatz, die anorganisch (Keramik, Zeolithe, Metalloxide), organisch (Acetate, Polysulfone, Polyamide) oder aus einer Mischmatrix sein können. Die Druckdifferenz zwischen der Zufuhr- und der Permeat-Seite wirkt als Antriebskraft der Trennung. Eine Membrananlage ist typischerweise modular aufgebaut.

Die Membranauswahl ist der kritische Aspekt der Technologie. Die Membrankosten sind zu beachten, insbesondere wenn Verunreinigungen zum irreversiblen Zusetzen der Module und somit zu begrenzten Standzeiten führen. Dieses Kriterium schränkt eine breite Anwendbarkeit der Membrantrennung ein.

Die Anwendung der Membrantechnologie für Abgase befindet sich noch in der Entwicklung. In einem Zementwerk (ZUG 2023) und in einer deutschen Abfallverbrennungsanlage (EUWID 2024) wird sie erprobt.

Für eine wirksame Membranabscheidung sind die CO<sub>2</sub>-Partialdrücke und CO<sub>2</sub>-Konzentrationen von Abfallverbrennungsabgasen in der Regel zu gering (Lu 2023, CSD 2023). Um gute Abscheidegrade bei akzeptabler Selektivität und damit Gasreinheit zu erzielen, kommt gegebenenfalls eine kaskadierte Abtrennung in Frage; diese wäre jedoch mit einem erhöhten apparativen Aufwand verbunden (Lu 2023). Erzielbare Membran-Standzeiten mit Abgasen aus der thermischen Abfallbehandlung sind in Entwicklungsarbeiten zu ermitteln.

#### 3.1.2.6 Kryogene CO<sub>2</sub>-Abtrennung, Kondensations-/Sublimationstrennung

Bei der kryogenen Gastrennung (Tiefemperaturtrennung) wird das Kohlendioxid von den anderen Gasbestandteilen durch Sublimation abgeschieden. Beim Abkühlen unter Normaldruck geht gasförmiges CO<sub>2</sub> unterhalb einer Temperatur von -78,5 °C in den festen Aggregatzustand über und wird Trockeneis. Stickstoff kondensiert erst bei -196 °C, Sauerstoff bei -183 °C. Zur Kühlung und gegebenenfalls Verdichtung des Rauchgasstroms ist Energie aufzuwenden. Alternativ zu tiefen Temperaturen kann die Trennung unter hohem Druck erfolgen, beispielsweise bei 20 °C mit einem Druck über 80 bar (vgl. Kapitel 3.1.4.2).

Nach Kammerer (2023) sollte die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Gasgemisch für eine kosteneffektive Abscheidung über 70 % liegen. Für ein zweistufiges Verfahren nennt Mirza (2022) einen CO<sub>2</sub>-Mindestgehalt von 15 % vor der ersten Stufe, einer Druckwechseladsorption, sodass der zweiten, kryogenen Stufe ein höher konzentrierter CO<sub>2</sub>-Strom zugeführt wird.

Der Energieaufwand zur Kühlung und/oder Kompression beeinflusst maßgeblich die Wirtschaftlichkeit. Das im Verfahren bereits erzielte tiefe Temperatur- oder hohe Druckniveau ist indes förderlich, wenn das CO<sub>2</sub> danach komprimiert transportiert werden soll.

Angesichts der Anforderungen an den CO<sub>2</sub>-Gehalt im Zustrom ist die kryogene Trennung für die Anwendung bei Post-Combustion von Abfallverbrennungsabgasen nicht in Betracht zu ziehen (vgl. Abbildung 9 in Kapitel 3.1.4.2). Potenziell anwendbar ist sie bei Oxyfuel- und Pre-Combustion-Verfahren.

Erprobt wird das Verfahren in der Zementindustrie: Im österreichischen Zementwerk Gmunden wird eine Demonstrationsanlage mit kryogener Gastrennung zur Abscheidung von 30.000 t CO<sub>2</sub>/a gebaut, die 2026 in Betrieb genommen werden soll (Beton 2024).

### 3.1.3 Realisierungsbeispiele

Zur Auswahl geeigneter CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien für Abfallverbrennungsanlagen geben vorliegende Realisierungen und Pilotprojekte weitere Hinweise. In Europa sind die in Tabelle 5 aufgeführten Projekte interessant.

Tabelle 5: Realisierungsbeispiele und Planungen einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Abfallverbrennungsanlagen, mit Status über Machbarkeitsstudie hinaus (Internet- und Literaturrecherche, Stand November 2024)

Typ	Name (Ort)	Technologie	CO <sub>2</sub> kt/a	CO <sub>2</sub> -Senke	Status	Inbetriebnahme
Anlage in Betrieb	AVR Duiven (NL)	Aminwäsche mit MEA	60	CCU, Gartenbau	in Betrieb	2019
	Twence (Hengelo, NL)	Chemische Wäsche (proprietäre Mischung)	100	CCU, Gartenbau	in Betrieb	2024
Anlage geplant	EEW Delfzijl (NL)	Aminwäsche	270	CCS und CCU (E-Fuels)	Detailplanung	2025
	AVR Rozenburg (NL)	Chemische Wäsche	482	CCS und CCU (Gartenbau)	Detailplanung	2028
	Mustasaari (FI)	(keine Angabe)	180	CCU (E-Fuels)	Detailplanung	(keine Angabe)
	Zella-Mehlis (D)	Aminwäsche mit MEA	10	CCU, Methanolsynthese	Genehmigung liegt vor	(keine Angabe)
	Klemetsrud (Oslo, NO)	Aminwäsche	400	CCS, Nordsee	Detailplanung, on hold	2028

### 3.1.4 Oxyfuel

#### 3.1.4.1 Prinzip und Entwicklungsstand

Die Oxyfuel-Verbrennungstechnologie dient dazu, hohe Flammentemperaturen oder einen CO<sub>2</sub>-reichen Abgasstrom zu erzielen. Hierzu erfolgt die Verbrennung mit weitgehend reinem Sauerstoff anstelle von Luft. Insbesondere für die Stahl- und Glasherstellung ist der erste Zweck – hohe Flammentemperaturen – interessant. Der zweite Zweck ist, eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu erleichtern, indem der Rauchgasstrom weitgehend nur aus Wasser und CO<sub>2</sub> besteht. Hierfür wurde das Oxyfuel-Verfahren für Kohlekraftwerke und zum Teil für Gaskraftwerke entwickelt. Um die lokalen Verbrennungstemperaturen zu begrenzen, ist ein Teil des Abgases zu rezirkulieren. (Anger 2024, Khan 2023)

Die in Deutschland bekannteste Entwicklung fand am Standort Schwarze Pumpe statt. Zwischen 2008 und 2014 erprobte Vattenfall das Verfahren zum Zweck einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit einer 30 MW-Demonstrationsinstallation. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wurde im Pilot-CCS-Projekt Ketzin (Brandenburg) unterirdisch eingespeichert. Auch in anderen Ländern wurde Oxyfuel an fossilen Kraftwerken erprobt, z. B. im Projekt Lacq in Frankreich, im Projekt Callide in Australien und in Hubei in China. Die Ergebnisse zeigen eine technische Machbarkeit. Vorplanungen auf Basis des Schwarze-Pumpe-Projekts für eine Demonstrationsanlage in Jänschwalde wurden 2011 aufgrund fehlender Akzeptanz gestoppt. Die Projektpläne White Rose in England und FutureGen 2 in den USA 2016 wurden aufgrund fehlender Förderungen beendet (Lausitzer Rundschau 2014, Ditaranto 2019).

Die Bereitstellung des Sauerstoffes, nach Stand der Technik durch Tieftemperatur-Luftzerlegung, ist der energieaufwändigste Teil des Prozesses. Der Strombedarf hierfür bewirkt bei Kraftwerken deutliche Einbußen bei den Strommengen, die ins Netz eingespeist werden können. Die Energiebilanz einer Oxyfuel-Anwendung ist in Kapitel 3.1.4.2 dargelegt. Die Effizienz des Oxyfuel-Verbrennungsprozesses könnte mit neuen Methoden der Luftzerlegung erhöht werden, insbesondere aber, wenn Sauerstoff aus anderen Quellen zur Verfügung stünde, zukünftig z.B. Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung in räumlicher Nähe.

In Anwendung auf die thermische Abfallbehandlung existieren Versuche im Pilotmaßstab (Anger 2024). Im Auftrag des Umweltbundesamt untersucht aktuell ein Projektkonsortium die Anwendbarkeit von Oxyfuel in der thermischen Abfallbehandlung u.a. in Pilotversuchen (TEER 2024).

Forschungsbedarf für Oxyfuel an Abfallverbrennungsanlagen ist u.a. zu sehen bei der notwendigen Sauerstoffüberschusszahl im Zusammenhang mit dem Boudouard-Gleichgewicht, dem Verhindern von Falschluff, zum Rezirkulationsverhältnis, der Strömungs- und Temperaturführung im Feuerraum, der Korrosionsneigung, der erzielbaren CO<sub>2</sub>-Qualität und Schadstoffen im Rest-Abgas (vgl. UBA 2024). Von Interesse sind insbesondere auch die Eignung nach Feuerungsart (Rostfeuerung, Wirbelschicht) und die Voraussetzungen für eine Nachrüstung bestehender Anlagen.

#### 3.1.4.2 Verbrennungsbilanz, Energiebedarf und Wärmerückgewinnungsmöglichkeiten für ein Oxyfuel-Verfahren

An einer bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen wird die Machbarkeit der Umstellung einer Ofenlinie auf ein Oxyfuel-Verfahren mit Rauchgasrezirkulation und Kondensations-CO<sub>2</sub>-Abscheidung geprüft (Warnecke 2025). Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung soll über eine stufenweise Kompression erfolgen, bei der CO<sub>2</sub> kondensiert, während andere Gasbestandteile in Gasphase bleiben. Dies entspricht dem Prinzip einer kryogenen Trennung, kann jedoch bei Temperaturen oberhalb 0 °C erfolgen. Die Kompression dient zugleich dazu, den abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Strom in einen transportfähigen Zustand zu überführen.

Zur weiteren Charakterisierung eines Oxyfuel-Verfahrens mit Kondensations-CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird folgend die Verbrennungsbilanz und der Energiebedarf der Technologie inklusive Wärmerückgewinnungsmöglichkeiten analysiert. Die Berechnungen erfolgen anhand eines Musterprozesses.

### Verbrennungsbilanz

Ausgegangen wird von einer typischen Elementarzusammensetzung des Abfallbrennstoffs (Warnecke 2017, die Werte liegen im Streubereich anderer Literaturangaben). Der Sauerstoffbedarf für die stöchiometrische Oxidation wurde zu 820 kg/t Abfall-Originalsubstanz bestimmt. Ein Massenstrommodell wurde erstellt, dessen Bilanzrahmen den Verbrennungsprozess einschließlich Rezirkulation umfasst. Inputströme sind Abfall sowie Luft oder technischer Sauerstoff. Output ist das nach Rezirkulationsabzweig verbleibende Abgas. Auf Basis der Massenströme wurden auch die Volumenströme im Abgas und die Anteile der Verbrennungsprodukte berechnet.

Für den Musterprozess mit konventioneller Verbrennung mit Luft wurden durch Anpassen des Sauerstoffverhältnisses ( $\lambda$ -Wert) die vorliegenden Rauchgas-CO<sub>2</sub>- und -O<sub>2</sub>-Konzentrationswerte sowie der spezifische Abgas-Volumenstrom angenähert. Eine gute Übereinstimmung ergab sich mit einem Sauerstoffverhältnis von 1,55. Der Rauchgas-Volumenstrom (trocken) ergibt sich zu 4.140 Nm<sup>3</sup>/t.

Danach wurde im Rechenmodell die Verbrennung auf technischen Sauerstoff mit 93,0 Vol.-% oder 99,5 Vol.-% Reinheit umgestellt. Bei einem Sauerstoffverhältnis von 1,15 wird im Abgas eine O<sub>2</sub>-Volumenkonzentration von rund 15 % erzielt. Das gewählte Sauerstoffverhältnis ist eine Annahme; der optimale Wert sollte Gegenstand von Entwicklungsarbeiten sein. Die Werte der Verbrennungsbilanz sind im oberen Teil von Tabelle 6 wiedergegeben.

Die CO<sub>2</sub>- und O<sub>2</sub>-Gehalte im Abgas sind unabhängig vom Abgas-Rezirkulationsverhältnis, da über die Rezirkulation die hier bilanzierten Stoffe weitgehend in gleicher Menge dem Kessel entnommen wie diesem wieder zugeführt werden.

### Energiebedarf

Folgende Energieströme wurden betrachtet:

- Elektrische Energie zur Verdichtung des CO<sub>2</sub> auf 100 bar (bei final 20 °C)
- Elektrische Energie für die Erzeugung des benötigten Sauerstoffs
- Wärmerückgewinnung bei der CO<sub>2</sub>-Verdichtung auf einem Temperaturniveau über 80 °C

Zum Energieaufwand für die Rezirkulation der Rauchgase wurde angenommen, dass dieser sich gegen die Energieeinsparung durch die Förderung eines verringerten Abgasstromes aufwiegt. Diese Strombedarfe wurden somit vernachlässigt.

### Elektrische Energie zur Verdichtung des CO<sub>2</sub>

Eine Kompression des CO<sub>2</sub> auf 100 bar wird in erstem Ansatz berücksichtigt. Dieser Zieldruck bereitet einen Pipelinetransport in dichter flüssiger Phase bei Umgebungstemperatur vor. Auch enthält er einen Sicherheitsabstand zu Phasenübergängen. Bei reinem CO<sub>2</sub> liegt der Phasenübergang gasförmig-flüssig bei 20 °C/60 bar oder 30 °C/72 bar. Ein gekühlter Lkw, Bahn- oder Schifftransport wird als Alternative weiter unten betrachtet.

Zur Begrenzung der Temperaturen des Abgases erfolgt die Kompression mehrstufig mit Zwischenkühlungen. In der Energiebilanzierung (Abbildung 9 unten) werden nutzbare Abwärmemengen der Zwischenkühlungen über 80 °C summarisch ausgewiesen.

Der Aufwand für die Kompression des CO<sub>2</sub> verringert sich mit steigender CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas. Abbildung 8 zeigt die benötigte Kompressionsenergie je Tonne CO<sub>2</sub> bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im Rauchgas. Bei einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas von z. B. 80 auf 89 Vol.-% verringert sich der Kompressionsaufwand um knapp 10 %.

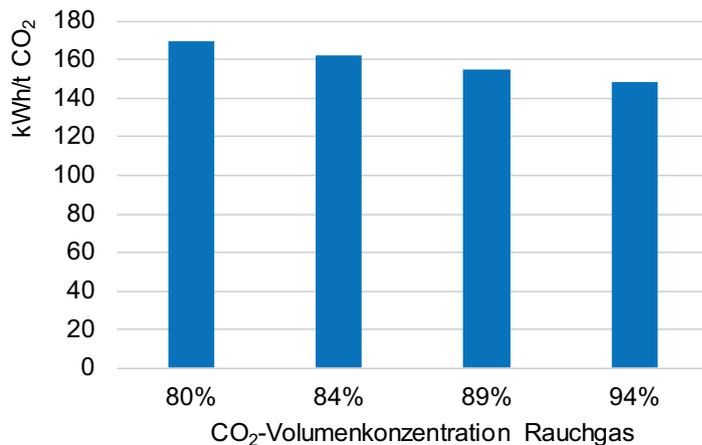


Abbildung 8: Energieaufwand je Tonne CO<sub>2</sub> zur Kompression bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Volumenkonzentrationen im Rauchgas

### Energieaufwand zur Sauerstoffherstellung

Die für die Bereitstellung des Sauerstoffs benötigte Energie geht wesentlich in den gesamten elektrischen Energiebedarf ein. Die Sauerstoffherstellung kann auf unterschiedliche Sauerstoff-Reinheitsgrade abzielen. Mit steigenden Reinheitsgraden steigt der energetische Aufwand. Nach Literaturangaben (Air Liquide 2023; IKTS 2024) liegt der Energieaufwand bei folgenden Werten:

- 260 kWh/t O<sub>2</sub> für Reinheitsgrad 93,0 Vol.-%
- 320 kWh/t O<sub>2</sub> für Reinheitsgrad 99,5 Vol.-%

### Energievergleich Oxyfuel-Verfahren mit unterschiedlichen O<sub>2</sub>-Reinheitsgraden

Tabelle 6 zeigt im unteren Teil den Energiebedarf für die CO<sub>2</sub>-Kompression und die O<sub>2</sub>-Herstellung für unterschiedliche O<sub>2</sub>-Reinheitsgrade und damit verbundene CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im Rauchgas. Die Sauerstoffbereitstellung ist der energieaufwändigste Teil des Verfahrens. Die Variante geringerer Sauerstoffreinheit zeigt sich in Summe als energetisch vorteilhaft.

### Energiebilanz von Oxyfuel im Vergleich zu Aminwäsche

In Abbildung 9 werden die oben genannten Energiebedarfe den Energiebedarfen einer Aminwäsche gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass für die Kondensations-CO<sub>2</sub>-Abscheidung nur elektrische Energie benötigt wird, für die Aminwäsche dagegen überwiegend thermische Energie. Die Verfügbarkeit beider Energieformen ist anlagenspezifisch zu betrachten; soll ein abschätzender Vergleich erfolgen, entspricht 1 MWh Strom bei einer typischen Stromverlustkennziffer 5-6 MWh Wärme. Bei beiden Technologien entsteht Abwärme. Die Abwärmemenge mit Temperatur über 80 °C ist ausgewiesen. Abwärme niedrigerer Temperatur könnte mittels Absorptionswärmepumpen nutzbar gemacht werden. Eine Kondensations-CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei CO<sub>2</sub>-Konzentrationen von 10 Vol.-% im Abgas (mittlere Säulengruppe in Abbildung 9) ist energetisch nicht sinnvoll.

Tabelle 6: Verbrennungsbilanz bei konventioneller Verbrennung und bei Oxyfuel-Varianten mit unterschiedlichen Sauerstoff-Reinheitsgraden, sowie elektrischer Energiebedarf bei den Oxyfuel-Varianten.  
Bezugsgrößen: Abfall-Originalsubstanz oder abgeschiedene CO<sub>2</sub>-Menge

	Einheit	konventionelle Verbrennung	Oxyfuel-Variante 99,5 %	Oxyfuel-Variante 93 %
Sauerstoffverhältniszahl λ		1,55	1,15	1,15
Sauerstoffbedarf	kg/t Abfall	1.260	940	940
Spezifischer Abgas-Volumenstrom (trocken)	Nm <sup>3</sup> /t Abfall	4.140	560	610
O <sub>2</sub> -Konzentration im Rauchgas	Vol.-%	7,6 %	15,3 %	14,1 %
CO <sub>2</sub> -Konzentration im Rauchgas	Vol.-%	11,4 %	84,2 %	77,7 %
O <sub>2</sub> -Reinheit	Vol.-%		99,5 %	93,0 %
Energie zur O <sub>2</sub> -Herstellung	kWh/t O <sub>2</sub>		320	260
Sauerstoffbedarf	kg O <sub>2</sub> /t CO <sub>2</sub>		1.010	1.010
Energie zur O <sub>2</sub> -Herstellung	kWh/t CO <sub>2</sub>		322	262
Energie zur Kondensations-CO <sub>2</sub> -Abscheidung durch Verdichtung	kWh/t CO <sub>2</sub>		162	173
Summe Energieaufwand	kWh/t CO <sub>2</sub>		484	435
Summe Energieaufwand	kWh/t Abfall		451	405

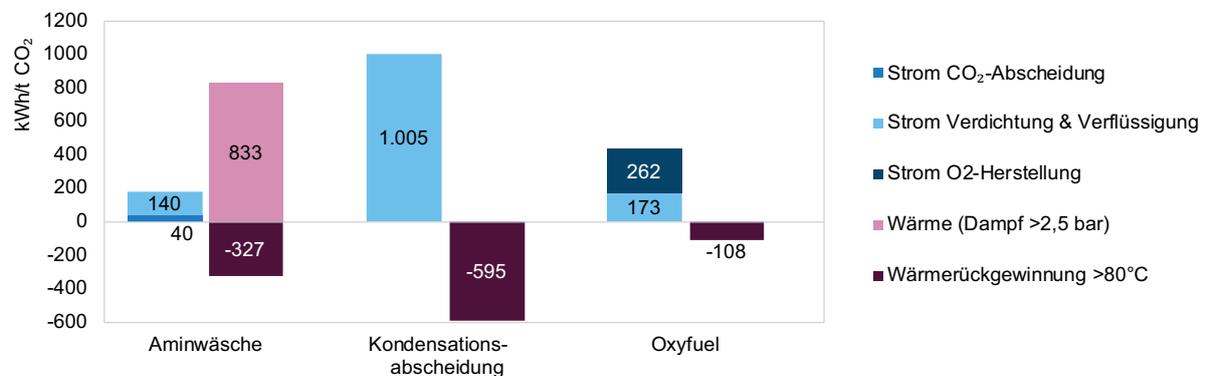


Abbildung 9: Gegenüberstellung der Strombedarfe (Blautöne) und Wärmeströme (Violettöne) von Aminwäsche und Kondensations-CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei 10 Vol.-% CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas sowie für ein Oxyfuel-Verfahren mit CO<sub>2</sub>-Kondensation bei 78 Vol.-%

Wird statt auf 100 bar/+20 °C zu komprimieren auf 20 bar/-25 °C komprimiert und gekühlt, insbesondere für einen anschließenden Lkw-, Bahn- oder Schifftransport, ist der Energieaufwand für CO<sub>2</sub>-Kompression und Kühlung etwa 15 % höher. Dies gilt sowohl für Oxyfuel als auch nach einer Aminwäsche. Angenommen ist hierbei, dass die Kühlung bis auf Umgebungstemperatur ohne Energieaufwand durch freie oder adiabate Kühlung erfolgen kann.

Kann für das Oxyfuel-Verfahren Sauerstoff genutzt werden, der Nebenprodukt einer elektrolytischen Wasserstoffherstellung ist, und wird der Energieaufwand der Elektrolyse vollständig dem Produkt Wasserstoff zugeschrieben, entfällt der Strombedarf zur Sauerstoffherstellung. Die Energiebilanz verbessert sich deutlich.

Die benötigte Elektrolyseurleistung für den Sauerstoffbedarf einer Oxyfuel-Verbrennung ist in Tabelle 7 am Beispiel eines Abfalldurchsatzes von 60.000 t/a zu 48 MW berechnet. Zum Vergleich: Der nach Stand 2024 größte einlinige Wasserstoffelektrolyseur in Europa wurde im Juni 2024 in Norwegen in Betrieb genommen, mit einer Leistung von 24 MW (Yara 2024).

Tabelle 7: Nötige Elektrolyseurgröße zur Bereitstellung von O<sub>2</sub>-Mengen für eine Oxyfuel-Realisierung am Beispiel einer typischen Anlagengröße

Musteranlage	Einheit	Wert
Abfallinput	t/a	60.000
CO <sub>2</sub> -Output	t/a	60.000
O <sub>2</sub> -Bedarf bei 940 kg O <sub>2</sub> je t Abfall (s. Tabelle 6)	t/a	56.200
H <sub>2</sub> -Erzeugung für O <sub>2</sub> -Bedarf	t/a	7.000
Strombedarf für H <sub>2</sub> -Erzeugung bei 55 MWh/t H <sub>2</sub> (IWES 2024)	MWh/a	387.000
Elektrische Leistung des Elektrolyseurs (Annahme: 8.000 Betriebsstunden pro Jahr)	MW	48

### 3.1.5 Sauerstoff-angereicherte Verbrennung

Als Vorstufe zu Oxyfuel kann – ausgehend von einer klassischen Abfallverbrennung – eine Erhöhung des Sauerstoff-Gehalts in der Verbrennungszuluft angesehen werden. Somit wird der CO<sub>2</sub>-Gehalt im Abgas erhöht, was für die Abtrenneffizienz einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung förderlich ist (Heinrich 2023). Eine solche Sauerstoffanreicherung der Verbrennungsluft wurde ab 2004 in der Thermischen Abfallbehandlungsanlage Arnoldstein (Österreich) großtechnisch realisiert, hier mit dem Ziel einer Verbesserung der Schlackenqualität. Brennbetttemperaturen über 1.150 °C resultierten (Martin 2013, Martin 2018). Diese Technologievariante beeinflusst die Charakteristika der Verbrennung und Wärmeübertragung und erfordert einen Umbau des Kessels. Das Verfahren kommt als Optimierungsoption für Post-Combustion in Betracht.

### 3.1.6 Fazit zur Auswahl von CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien

Zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen ist Post-Combustion nach Stand der Technik der naheliegende Weg. Dabei sind Verfahrensmodifikationen im Blick zu behalten, die die CO<sub>2</sub>-Konzentration im Rauchgas und somit die Abscheideeffizienz erhöhen (Reduzierung der Verbrennungszuluft-Menge, sauerstoff-angereicherte Verbrennung).

Für Post-Combustion zeigen die Auswertungen in breiter Übereinstimmung: Die chemische Absorption ist im Bereich der thermischen Abfallbehandlung die aussichtsreichste Technologie. Die Aminwäsche ist dabei mit Abstand am stärksten ausgereift. Sie hat indes auch Nachteile im Bereich Korrosion, Arbeitsschutz und Emissionen.

Oxyfuel kombiniert mit einer Rauchgasrezirkulation ist ein interessanter alternativer Ansatz, der weiterer Entwicklungsarbeit bedarf.

Angenommen werden darf, dass in den nächsten Jahren auch andere Verfahren weiterentwickelt und gegebenenfalls zur Einsatzreife geführt werden.

## 3.2 CO<sub>2</sub>-Transport

### 3.2.1 Transportmittel

Der Transport von CO<sub>2</sub> kann per Lkw, Bahn, Binnenschiff, Seeschiff oder Pipeline erfolgen. Die Wahl des Transportmittels und der Transportkette hängt von der Menge, der Entfernung, der verfügbaren Infrastruktur (z.B. Bahnanbindung, Häfen, Pipeline-Netz) und nicht zuletzt den Kosten ab. Ein Schienen- und

Lkw-Transport wird notwendig sein, solange keine Pipeline-Infrastruktur zur Verfügung steht, sowie später gegebenenfalls, um Teilstrecken im Rahmen eines multimodalen Transports zu überbrücken. Zur Bewältigung der Größenordnung an CO<sub>2</sub>-Mengen aus der thermischen Abfallbehandlung ist insgesamt eine Transport-Infrastruktur mit Pipelines unumgänglich (vgl. Smith 2021).

Die Transportkapazitäten der Transportmittel und folglich die Anzahl der erforderlichen Transportzyklen unterscheiden sich. Prognosen für verschiedene Transportmittel für die CO<sub>2</sub>-Gesamtmenge der bayerischen Abfallverbrennungsanlagen und für eine Beispielanlage zeigt Tabelle 8.

Tabelle 8: CO<sub>2</sub>-Transportkapazitäten und jährliche nötige Transportzyklen unterschiedlicher Transportmittel. Angesetzte Abscheiderate bei der thermischen Abfallbehandlung 90 %. Transportkapazitäten nach Zukunft Gas (2024) und WNA (2024)

	Kapazität je Zyklus	Musteranlage mit 220.000 t/a Abfall	alle bayerischen Anlagen
Jahresmenge abgeschiedenes CO <sub>2</sub>	-	198.000 t	2.970.000 t
Transportzyklen			
Binnenschiff	2.000 t	100	1.490
Güterzug (15 Wagons)	1.000 t	198	2.970
Tanklaster	20 t	9.900	149.000

Für die Ausgestaltung einer großskaligen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur liegen bisher lediglich erste Überlegungen und Projektionsstudien vor (siehe Abschnitt 3.2.5). Die Transportmöglichkeiten an den bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen sind in Tabelle 9 abgeschätzt. Für den Pipelinetransport wird der Aufwand für eine Anbindung von der genauen Lage der Pipeline abhängen. Die Darstellungen in den vorliegenden Studien sind nur orientierend.

Tabelle 9: Prognose zu den Transportmöglichkeiten der bayerischen Anlagenstandorte

Standort	Schiff <sup>1)</sup>	Bahn <sup>2)</sup>	Pipeline, gemäß		
			Pleier (2023)	OGE (2023)	Bayernets (2024)
Augsburg		X	X		X
Bamberg	X		X		
Burgkirchen		X	X	X	X
Coburg		X			
Geiselbullach			X		
Ingolstadt			X	X	X
Kempten		X			
München		X	X	X	X <sup>3)</sup>
Nürnberg	X	X	X		
Rosenheim			X		X
Schwandorf		X	X	X	X
Schweinfurt	X	X			
Weißenhorn		X	X		
Würzburg	X		X	X	

<sup>1)</sup> Hafen weniger als 10 km entfernt <sup>2)</sup> Bahngleise auf Anlagengelände oder angrenzend

<sup>3)</sup> Skizzierte Pipeline verläuft nördlich von München

### 3.2.2 Aggregatzustand

Präferierte technische Lösungen sind der Transport in überkritischem Zustand, in dichter flüssiger Phase oder gekühlt als flüssiges Niederdruck-CO<sub>2</sub> (Witkowski 2014, Lu 2020, Serpa 2011). Bei jeder Transportform ist sicherzustellen, dass keine unbeabsichtigten Phasenübergänge auftreten. Dabei können im CO<sub>2</sub>-Strom mitgeführte NebenkompONENTEN dessen Phasenübergangs-Charakteristika beeinflussen.

- Für den Pipeline-Transport in überkritischem Zustand bedarf es eines Drucks im Bereich von 85 bis 150 bar (Lu 2020). Oberhalb des kritischen Punktes bei 74 bar und 31 °C hat CO<sub>2</sub> eine Dichte von 0,3-0,8 g/cm<sup>3</sup> – somit eine hohe Transportkapazität – und eine geringe, gasähnliche Viskosität. Soll die Temperatur über der kritischen Temperatur gehalten werden, ist wiederholtes Nachwärmen entlang der Pipeline und eine Leitungsisolierung erforderlich (Witkowski 2014).
- Ein Pipeline-Transport in dichter flüssiger Phase wird zum Teil als effizienter bewertet; dieser kann bei Umgebungstemperatur und einem Druck oberhalb ca. 100 bar ohne das Risiko von Phasenwechseln realisiert werden (Serpa 2011, Lu 2020). Die Dichte liegt dann bei 0,8-0,95 g/cm<sup>3</sup>. Für ein österreichisch-bayerisches Startnetz plant Bayernets einen Auslegungsdruck von 150 bar (Bayernets 2024c).
- Ist ein Transport in gekühltem Zustand möglich, wird CO<sub>2</sub> bei 18 bis 28 °C und einem Druck von 15-21 bar verflüssigt. Das sogenannte Niederdruck-CO<sub>2</sub> kann in isolierten Tank-Lkws, Bahn-Kesselwagen oder per Schiff transportiert werden. Es wird mit Pumpen oder mittels Schwerkraft be- und entladen.

### 3.2.3 CO<sub>2</sub>-Reinheit

Zur notwendigen oder geforderten Reinheit von CO<sub>2</sub> für den Transport und auch für eine nachfolgende geologische Einlagerung gibt es bisher wenige Angaben. Bayernets geht für den Pipelinetransport von einem CO<sub>2</sub>-Mindestgehalt von 98 Vol.-% aus (Bayernets 2024b). Northern Lights setzt zur geologischen Einlagerung strenge Anforderung fest, insbesondere ein CO<sub>2</sub>-Mindestgehalt von 99,81 Mol-% (Northern Lights 2024).

### 3.2.4 CO<sub>2</sub>-Verluste

Mit CO<sub>2</sub>-Verlusten durch Transport und Handling ist zu rechnen. Bisinella (2021) nimmt bei einer Transportentfernung von 1.000 km einen Schwund von 1 % der transportierten Menge an.

### 3.2.5 Planungen für CO<sub>2</sub>-Pipeline-Netze

Eine CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur wird benötigt, um insbesondere die Punktquellen der thermischen Abfallbehandlung sowie der Zement- und Kalkindustrie mit zukünftigen CO<sub>2</sub>-Senken zu verbinden.

Ein Pipeline-Netz für Deutschland wurde von OGE skizziert (OGE 2023). Weitere Infrastrukturstudien, die auf Basis identifizierter Quellen und Senken Netzpläne entwerfen, wurden für Europa von Tumara (2024), für Bayern und Oberösterreich von Bayernets (2024a) und für Bayern von Pleier (2023) vorgelegt. In den Studien werden Zeitpläne vorgeschlagen.

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber, Netzentwicklungspläne zu erstellen und fortzuschreiben, gilt nach §§ 15a ff EnWG für Erdgas- und Wasserstoffnetze, jedoch bislang nicht für CO<sub>2</sub>.

Anders als beim Wasserstoffkernnetz ist eine Abfederung der Startinvestitionen, die auf die Netzbetreiber zukommen, – z. B. über ein Amortisationskonto – momentan nicht rechtlich verankert. Ohne eine entsprechende Regelung und ein absehbar gewinnbringendes Geschäftsfeld kann der Baustart eines CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes nicht erwartet werden. Angaben, wann einzelne CO<sub>2</sub> abgebende oder nutzende Unternehmen mit einer Erschließung rechnen können und welche Kosten damit verbunden sind, liegen folglich aktuell nicht vor.

### 3.3 CCS: Geologische Einlagerung

Carbon Capture and Storage (CCS) wird als ein Weg zur Verringerung der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus menschlichen Aktivitäten angesehen. Es umfasst (in Anlehnung an IPCC 2005) den Einsatz von Technologien, die CO<sub>2</sub> aus industriellen oder energiewirtschaftlichen Gasströmen abscheiden, zum Transport vorbereiten, zu einem geeigneten Speicherort transportieren und es dann von der Atmosphäre abgetrennt für einen langen Zeitraum speichern. Die Speicherung kann unter anderem in tiefen salzwasserführenden Aquiferen oder in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten erfolgen.

Im Rahmen von großen CCS-Demonstrationsprojekten wurden und werden der Transport und die Tiefeneinlagerung erprobt. Zu nennen sind Sleipner seit 1996 in Norwegen, Weyburn-Midale seit 2000 in Kanada, In Salah 2004-2011 in Algerien und Carbfix seit 2020 in Island (MIT 2016, ZEP 2022). Das Projekt Greensand in Dänemark startete 2023 mit der CO<sub>2</sub>-Einspeicherung in einer Pilotphase. 2026 soll die jährliche Einlagerung dann 1,5 Mio. t betragen, später 8 Mio. t/a (Greensand 2023). In Vorbereitung ist Northern Lights in Norwegen mit einer geplanten jährlichen Einlagerung von 1,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die Einspeicheranlage wurde 2024 fertiggestellt. Sie soll über vorhandene vertragliche Verpflichtungen hinaus CO<sub>2</sub> auch von Dritten abnehmen (Northern Lights 2024).

Die Technologie kann als grundsätzlich machbar bewertet werden. IPCC (2005) stuft auf Basis von Modellierungen als wahrscheinlich ein, dass eine gute Lagerstätte 99 % des CO<sub>2</sub> für mehr als 1.000 Jahre halten kann. Prinzipbedingt können Validierungen nicht für Zeitspannen vorliegen, die die wenigen Dekaden der bisherigen CCS-Erprobung überschreiten.

### 3.4 CCU: Weiternutzung von CO<sub>2</sub>

Unter Carbon Capture and Utilization (CCU) wird die Weiternutzung von CO<sub>2</sub> (gegebenenfalls auch anderer Kohlenstoffverbindungen) nach Abscheidung und Transport in anderen Prozessen verstanden. Die Einsatzgebiete für CO<sub>2</sub> im Rahmen von CCU lassen sich in vier Felder gliedern: Direktnutzung, Mineralisation, biologische Umwandlung und chemische Umwandlung.

#### 3.4.1 Direktnutzung

Die direkte CO<sub>2</sub>-Nutzung ist etabliert und erfolgt u.a. in den Anwendungen

- tertiäre Erdöl und Erdgasgewinnung (Enhanced Oil/Gas Recovery),
- Getränkeherstellung: Kohlensäure für Softdrinks, Bier und Mineralwasser und als Prozessgas,
- Trockeneis,
- Schutzgas,
- Kältemittel, Löse und Extraktionsmittel sowie
- Feuerlöschmittel.

Die Qualitätsanforderungen an das CO<sub>2</sub> sind anwendungsspezifisch. Soll es in der Lebensmittel- und Getränkeherstellung eingesetzt werden, die nach Menge rund die Hälfte des bestehenden Marktes ausmacht (s. Kapitel 3.4.5), gilt es als Lebensmittelzusatzstoff mit der Kennzeichnung E290 (Industrie Gase Verband 2018, Wissenschaftliche Dienste 2023). Die Spezifikation 126/20 der European Industrial Gases Association EIGA (2020) legt für E290 einen CO<sub>2</sub>-Mindestgehalt von 99 % sowie Grenzwerte für Nebenbestandteile fest. Weitergehend unterliegen die Hersteller der Lebensmittelhygiene-Verordnung (EG) Nr. 852/2004 Art. 5 und damit umfassenden Kontroll-, Dokumentations- und Schulungspflichten.

### 3.4.2 Mineralisation

CO<sub>2</sub> kann mit Metalloxiden, insbesondere Calciumoxid (Branntkalk), mineralisch und damit langfristig chemisch gebunden werden. Die erzeugten Carbonate können in Zementklinker Verwendung finden. Auch Anwendungen zur Bodenverbesserung werden diskutiert. Referenz-Realisierungen hierzu konnten nicht ermittelt werden. Als Hürden der Realisierung werden der technische Entwicklungsstand genannt, die Wirtschaftlichkeit, ein fehlender Rechtsrahmen, die ökobilanzielle Bewertung (Herstellung von Branntkalk) sowie der Energiebedarf, da die Reaktion eine hohe CO<sub>2</sub>-Konzentration und erhöhter Temperatur bedarf (Di Maria 2020).

Forschungsaktivitäten existieren auch, um CO<sub>2</sub> aus der Abfallverbrennung an eigene Flugasche zu binden (Mokrzycki 2023). Das Potenzial dieses Verfahrens ist auf den Kalkgehalt im Abfall limitiert.

### 3.4.3 Biologische Umwandlung

Die biologische Nutzung von CO<sub>2</sub> umfasst u.a.

- den Gartenbau in Gewächshäusern
- die biologische Methanisierung und die
- Mikroalgenzucht.

Der Einsatz von CO<sub>2</sub> in Gewächshäusern fördert das Pflanzenwachstum. Es handelt sich um ein etabliertes Verfahren. Auch mit CO<sub>2</sub> aus der thermischen Abfallbehandlung existiert eine großtechnische Realisierung: An der AVR Duiven (NL) werden über eine Aminwäsche jährlich 60.000 t CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom entnommen und in Gewächshäusern im Gartenbau – insbesondere im Tomatenanbau – eingesetzt (AVR 2022, vgl. Tabelle 5).

Bei der biologischen Methanisierung wandeln Mikroorganismen – methanogene Archaeen – Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zu Methan um. Zwei Verfahrensarten werden angewendet (DVGW 2014),

- die in-situ-Methanisierung, bei der die Methanisierung in Kombination mit einer herkömmlichen Biogaserzeugung im selben Fermenter erfolgt, und
- die Verwendung spezieller separater Methanisierungsreaktoren mit Reinkulturen.

Erforscht wird das Verfahren vorrangig mit grünem Wasserstoff und mit CO<sub>2</sub> aus Biogas oder Klärgas.

Mittels Mikroorganismen kann CO<sub>2</sub> aus industriellen Anlagen genutzt werden, um Wertstoffe wie Aminosäuren, Vitamine oder Energieträger (Methan) zu gewinnen. Autotrophe Mikroorganismen können CO<sub>2</sub> als direkte Kohlenstoffquelle für den Aufbau von Biomasse nutzen und es dabei binden. Dabei benötigen sie Energie in Form von Sonnenlicht sowie Nährstoffe. Erforscht werden zumeist Mikroalgen. Das Mengenpotenzial von Mikroalgensystemen zur Aufnahme von CO<sub>2</sub> ist – zumindest kurz bis mittelfristig – indes gering. (Lehner 2012)

### 3.4.4 Chemische Umwandlung

CO<sub>2</sub> kann für die Umwandlung von Wasserstoff in andere Energieträger, die z.B. besser transportierbar oder speicherbar sind, zum Einsatz kommen. Weitaus stärker noch wird die notwendige Umstellung der Chemieindustrie auf nicht-fossile Kohlenstoffquellen, also die Abkehr von Öl, Kohle und Gas, die Nachfrage nach Kohlenstoff aus anderen Quellen befördern. Die fossilen Grundstoffe und Energieträger werden dann u.a. durch Methanol, synthetisches Naphtha und synthetisches Kerosin substituiert, die mit grünem Wasserstoff und CO<sub>2</sub> hergestellt werden.

### 3.4.5 CO<sub>2</sub>-Markt

Ein Ausgangspunkt zur Einschätzung der zukünftigen Absatzmöglichkeiten von CO<sub>2</sub> ist die Betrachtung des aktuellen Marktes.

Die Produktion von industriellem CO<sub>2</sub> in Bayern betrug 2021 rund 57.000 t (Bayerischer Landtag 2022). Der CO<sub>2</sub>-Bedarf in Bayern wird von Pleier (2023) auf 200.000 t/a geschätzt, mit keiner wesentlichen Mengenänderung bis 2040, wobei die Hälfte des Bedarfs der Lebensmittel und Getränkeindustrie zugeschrieben wird. Allein die bayerische Brauwirtschaft hat einen Bedarf von ca. 50.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr (Bayerischer Landtag 2022).

Die Produktion von Ammoniak, bei der CO<sub>2</sub> ein Nebenprodukt ist, wurde in Folge der hohen Gaspreise nach dem russischen Angriff auf die Ukraine ab 2022 eingeschränkt. BASF legte eine Produktionslinie in Deutschland still, mit der Folge eines knappen Angebots an CO<sub>2</sub>.

CO<sub>2</sub>, das aus Abgasen gewonnen wird, kann eine Marktknappheit ausgleichen. Allerdings wird planmäßig ab 2025 die CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage von Heidelberg Materials in Lengfurt bei Würzburg bereits eine CO<sub>2</sub>-Menge von rund 70.000 t/a in den Markt geben. Für diese Anlage ist geplant, CO<sub>2</sub> in Lebensmittelqualität zu produzieren (Heidelberg Materials 2024).

Eine relevant höhere Nachfrage nach CO<sub>2</sub> in Bayern kann erst mit der Defossilisierung der chemischen Industrie auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität prognostiziert werden (s. Kapitel 7.3.3).

## 4. Rechtliche Situation und Rahmenbedingungen

Die Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung tangiert mehrere Rechtsgebiete, insbesondere:

- Klimaschutz- und Energierecht, insbesondere BEHG, TEHG
- CCS/CCU inkl. Planung und Betrieb von CO<sub>2</sub>-Infrastruktur und Lagerstätten – insbesondere
  - KSpG (zukünftig KSpTG)
  - Eckpunkte zur Carbon-Management-Strategie (BMWK 2024)
  - Langzeitstrategie Negativemissionen der Bundesregierung
  - EU Industrial Carbon Management Strategy
- Genehmigungs- und Immissionschutzrecht

Der Rechtsstand im November 2024 kann wie folgt umrissen werden:

Abfallverbrennungsanlagen sind seit 2024 in das nationale Emissionshandelssystem einbezogen. Grundlage hierfür ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG 2022) zusammen mit der Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 (EBeV 2030). Gemäß § 11 dieser Verordnung können mittels CCS eingespeicherte CO<sub>2</sub>-Emissionen unter gewissen Voraussetzungen mit einem Emissionsfaktor von Null angesetzt werden. Dies gilt auch für die dauerhafte CO<sub>2</sub>-Einbindung bei CCU. Die einzige für CCU derzeit anerkannte Anwendung ist jedoch die Bindung in mineralischen Karbonaten, womit diese Option kaum praktische Relevanz hat. Negativemissionen werden auf die Emissionszertifikate nicht angerechnet. Parallel und im Hinblick auf einen Übergang zum europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS bis 2028 unterliegt die thermische Abfallbehandlung bereits einer Berichtspflicht im EU-ETS.

Die Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Richtlinie) regelt die Speicherung von CO<sub>2</sub>, Aspekte der CO<sub>2</sub>-Abscheidung sowie den Transport per Pipeline. Mit dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) 2012 wurde die CCS-Richtlinie in nationales Recht umgesetzt. Eine CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland erlaubt das KSpG in der vorliegenden Fassung nur zu Forschungszwecken. Ferner ist seit Ablauf einer Zulassungsfrist im Jahr 2016 eine Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Speichern nicht mehr möglich.

Zur Novellierung des KSpG, nun KSpTG (Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid), liegt ein Gesetzentwurf des Bundeskabinetts vom 29.05.2024 vor. Er beinhaltet u.a. Regelungen für

- den Ausbau der CO<sub>2</sub>-Pipeline-Infrastruktur in privater Trägerschaft,
- die Erkundung und kommerzielle Nutzung von Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicherstätten (Gebiete des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands),
- die geologische Onshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> nur zu Forschungszwecken, jedoch mit der Möglichkeit einer Onshore-Speicherung über ein Opt-in für Bundesländer,
- das Verbot der Injektion von CO<sub>2</sub> in Meeresschutzgebieten oder wenn dadurch Offshore-Windenergie oder Wasserstoff-Infrastruktur beeinträchtigt wird und
- den diskriminierungsfreien CO<sub>2</sub>-Pipeline-Anschluss und Zugang Dritter.

Der Export von CO<sub>2</sub> ist gemäß dem London-Protokoll zum Meeresschutz aktuell verboten. Eine Änderung des Art. 6, die dieses Hemmnis auflöst, wurde beschlossen, muss jedoch von Deutschland im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens ratifiziert werden, damit sie in Kraft treten kann.

Für die Genehmigung von Anlagen zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> zum Zweck der dauerhaften Speicherung relevant ist insbesondere das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) zusammen mit seiner Vierten Durchführungsverordnung (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BImSchV). CCU-Verfahren werden in der 4. BImSchV nicht geregelt. Damit ist CCU bisher weder auf europäischer noch nationaler Ebene umfassend geregelt.

Entsteht bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung Kondensat, das als Abwasser abgegeben werden soll, ist Anhang 33 Teil B der Abwasserverordnung (AbwV) zu beachten. Demnach darf Abwasser aus der Abgasreinigung von Hausmüllverbrennungsanlagen nicht in ein Gewässer eingeleitet werden. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfolgt in aller Regel nach abgeschlossener Abgasreinigung. Daher ist begründbar, dass das anfallende Kondensat nicht Abwasser aus der Abgasreinigung einer Hausmüllverbrennungsanlage ist, und somit Anhang 33 Teil B der AbwV nicht anzuwenden ist. Vertreter des StMUV und LfU wiesen in einem Klärungsgespräch im April 2024 auf diese Argumentation hin. Zudem befindet sich die Abwasserverordnung in einem Überarbeitungsprozess. Eine Öffnungsklausel zur Einleitung von Abwasser aus der CO<sub>2</sub>-Abscheidung von Abfallverbrennungsanlagen wird diskutiert.

## 5. Vertiefte Analyse an thermischen Abfallbehandlungsanlagen

### 5.1 Vorgehen

Eine vertiefende Analyse für die vorliegende Studie erfolgte am Beispiel von fünf bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen, die insbesondere unterschiedliche Anlagengrößen, CO<sub>2</sub>-Konzentrationen im Rauchgas, Verhältnisse von Strom- zu Wärmeabgabe und Platzverfügbarkeiten abdecken. Eine weitere Anlage wurde mit Fokus auf die Themen Anlagengröße und Platzverfügbarkeit ergänzend einbezogen.

Die Anlagencharakterisierungen erfolgten mittels Erhebungsbogens. Neben einem Datensatz für das Jahr 2022 wurden prognostizierte Angaben für ein Zieljahr 2030 erhoben. Zudem wurden Dokumente und Schemata zu Prozessaufbau, Wasser-Dampf-Kreislauf und Rauchgasreinigung angefragt, der letzte R1-Bericht, Studien zu bekannten weiteren Wärmenutzungspotenzialen und zur weiteren Wärmeauskopplung sowie Vorarbeiten zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Die erfassten Daten wurden auf Plausibilität geprüft. Interviews mit den Betreibern dienten zur Datenklärung und zum Erfassen des Handlungsumfelds, in das eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung einzupassen wäre.

### 5.2 Ausgangssituationen

Das Ziel der Treibhausgasneutralität im Bereich thermische Abfallbehandlung oder Fernwärme ist (Stand 2024) für einen der einbezogenen Anlagenbetreiber gesetzt, in diesem Fall für das Jahr 2040. Bei anderen Standorten haben zwar die Gebietskörperschaften, die Träger der Anlagen sind, konkrete Klimaschutzziele, konkretisieren diese bisher aber nicht für die thermische Abfallbehandlung. Bei weiteren Standorten haben auch die Träger oder Gesellschafter keine eigenen Treibhausgasneutralitäts-Ziele.

Die Betreiber erwarten in aller Regel eine Steigerung des Wärmeverkaufs oder streben diese an. Bei einem Teil der untersuchten Anlagen sind Bauprojekte für Anlagenlinien in Umsetzung oder Planung. Machbarkeitsstudien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung wurden vom überwiegenden Teil der befragten Betreiber bereits beauftragt.

### 5.3 Energieeffizienzmaßnahmen

Bei den untersuchten Werken werden Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und damit zur Minderung der ökobilanziellen Treibhausgasemissionen geprüft oder geplant, oder sind bereits umgesetzt. Genannte Ansatzpunkte sind (vgl. Abschnitt 6)

- die Gewinnung weiterer Wärmeabnehmer und Abnehmer für Kälte aus Wärme,
- die Absenkung der Fernwärmenetz-Vorlauftemperaturen,
- eine Wärmerückgewinnung aus Rauchgas vor Kamin inkl. Rauchgaskondensation,
- der Einsatz von Altholz beim An- und Abfahren der Verbrennungsanlage anstelle von Erdgas (§ 6 Abs. 8 der 17. BImSchV steht dem jedoch entgegen) sowie
- die Energiebilanzierung und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung gemäß den Vorgaben des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG).

## 5.4 Platzverfügbarkeit

Die Verfügbarkeit von Platz zur Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung differiert stark zwischen den Standorten. Zum Teil ist Platz verfügbar, zum Teil kann er perspektivisch geschaffen werden, zum Teil werden hierzu kaum Möglichkeiten gesehen.

## 5.5 Ermittlungsverfahren der gesamten und der biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen

Vor dem Hintergrund der erst seit 2024 geltenden Pflicht der Betreiber, gemäß BEHG CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen zu deklarieren, liegt kein einheitliches Vorgehen zur Ermittlung der biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen vor. Einige Betreiber bestimmen die Gesamt-Jahresemission durch Messung und verrechnen diese für den Emissionsbericht mit den Biomasseanteilen nach EBeV203. Andere Betreiber verwenden die Emissionsfaktoren nach EBeV2030 zur Ermittlung der fossilen CO<sub>2</sub>-Jahresmenge für den Emissionsbericht. In einzelnen Fällen wird orientierend der biogene Anteil mittels Probenehmer und C14-Methode bestimmt, und eine Bilanzierungsmethode für den biogenen Anteil anstelle der Werte nach EBeV2030 wird geprüft.

## 5.6 Musteranlage

Wesentliche Vorgehensweisen und Ergebnisse der Standortanalysen sollen folgend am Beispiel einer Musteranlage mittlerer Größe dargelegt werden, deren Daten von den Realanlagen abgeleitet sind (Tabelle 10). Die Auswertungen zielen auf das Jahr 2030.

Tabelle 10: Basisdaten der Musteranlage ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung für das Jahr 2030

Parameter	Wert	Einheit
Abfalldurchsatz	220.000	t/a
Heizwert Abfall	10,0	MJ/kg
Biogener Anteil im Abfall	55	%
Abgas-Volumenstrom (trocken)	1.150 Mio.	Nm <sup>3</sup> /a
CO <sub>2</sub> -Emissionen Abgas (gesamt)	220.000	t/a
Stromnetzeinspeisung	70.000	MWh/a
Wärmebedarf intern	51.500	MWh/a
Wärmebedarf Fernwärme	244.000	MWh/a
Wärmebedarf externer Abnehmer	24.000	MWh/a
Stromverlustkennziffer (Stromverlust je entnommener MWh Wärme)	0,17	-
Erlös Stromeinspeisung	75	EUR/MWh
Erlös Wärmeverkauf	15	EUR/MWh

Die Musteranlage verfügt über eine Kondensationsentnahmeturbine. Die Dampfantnahme zur internen Verwendung und Wärmebereitstellung für externe Abnehmer erfolgt bei 3,5 bar(a).

Bei einem Netto-Wärmewirkungsgrad von 39 % versorgt die Abfallverbrennungsanlage vorrangig ein Fernwärmenetz sowie weitere Prozesswärmeabnehmer. Für den Lastverlauf des Fernwärmenetzes wurde ein typisches Wärmelastprofil angesetzt. Für die weiteren externen und die internen Wärmeverbraucher sowie für die Carbon-Capture-Anlage sind über das Jahr konstante Wärmebedarfe angenommen.

## 5.7 Lastganganalyse mit Blick auf die Realisierung einer Aminwäsche

Aufgrund ihrer Anlagengrößen, der vorhandenen Technik und benötigter Eigenverbräuche stehen thermischen Abfallbehandlungsanlagen nur begrenzte Wärmemengen für externe Nutzungen zur Verfügung. Eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung, die zusätzlicher Wärme bedarf, kann zu einer Nutzungskonkurrenz führen. Sowohl Prozesswärme- als auch Fernwärmebedarfe können dabei tages- und jahreszeitlich deutlichen Schwankungen unterliegen. Für eine genaue Prognose der erzielbaren Bedarfsabdeckungen sind diese Bedarfe daher zeitlich aufzulösen und mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung abzugleichen. Eine solche Lastganganalyse wird nachfolgend am Beispiel einer Aminwäsche mit energetisch optimiertem Amin für die Musteranlage durchgeführt. In der Lastganganalyse wurden folgende Priorisierungsrichtlinien angewendet:

- Interne Wärmeverbraucher vor CO<sub>2</sub>-Abscheidung
- CO<sub>2</sub>-Abscheidung vor externen Wärmeverbrauchern
- Wärmerückgewinnung (aus Rauchgaskondensation oder aus CO<sub>2</sub>-Abscheidung) vor Entnahmedampf

Die Berechnung erfolgt für jede Jahresstunde schrittweise: Ausgehend von der Frischdampfmenge zur Turbine werden gemäß der Prioritätenfolge interne und externe Dampfbedarfe abgedeckt. Letztlich nicht anderweitig benötigter Mitteldruckdampf wird der Turbine nicht entnommen; hieraus wird Strom erzeugt, rechnerisch zusätzlich zur berücksichtigten Mindestkühldampfmenge.

Die Lastganganalyse berücksichtigt dabei die Rahmenbedingungen beim Turbinenbetrieb. Zudem sind die Abgaben von Frischdampf und 3,5-bar-Dampf für interne und externe Nutzungen einbezogen. Weitere der Analyse zugrunde gelegte Werte sind in Tabelle 4 zusammengestellt. Von Ende Mai bis Mitte Juni ist ein Stillstand der Anlage angenommen.

In Abbildung 10 ist die Aufteilung der Dampfmengen auf die Verbraucher in MW zu sehen. Ausgehend von der Frischdampfmenge zur Turbine (64 MW), werden die internen und externen Wärmebedarfe nach Priorität bedient. Für den Vollbetrieb der Aminwäsche sind im Musterfall 20 MW Dampf bei z.B. 3,5 bar(a) nötig. Die Aminwäsche kann zu allen Stunden ausgelastet betrieben werden, in denen Abgas anfällt. Damit wird die technisch maximale Abscheiderate von 90 % erzielt. Andere in der Praxis relevante Stillstandsgründe der Aminwäsche-Anlage sind nicht in die Modellierung einbezogen. Auch die Dampfbedarfe der internen Wärmeverbraucher können vollständig bedient werden.

Bei den externen Abnehmern wurde eine priorisierte Belieferung der Abnehmer mit konstantem Abnahmeprofil (beispielsweise Prozesswärmebereitstellung oder Klärschlamm-trocknung) gegenüber der Belieferung des Fernwärmenetzes angenommen. Die Bedarfe der priorisierten Abnehmer können gemäß Analyse zu allen Stunden gedeckt werden. Unterstützend wirkt hier, dass für die Turbine eine gute Flexibilität bei der Dampfauskopplung angenommen ist:

- geringe Mindest-Kühldampfmenge für den Niederdruckteil der Turbine im Vergleich zur Frischdampfmenge (17 %)
- hohe maximal mögliche Entnahmedampfmenge im Vergleich zur Frischdampfmenge (78 %)

Der Wärmebedarf der Fernwärme kann indes nicht vollständig abgedeckt werden. Aufgrund von Bedarfs-spitzen in den Wintermonaten ist dies zwar bereits im Referenzfall ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung und ohne Rauchgaskondensation der Fall: Hierbei können 87 % des Fernwärmebedarfs gedeckt werden. Wird eine Rauchgaskondensation (ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung) in Betrieb genommen, steigert sich der Wert auf 94 %. Mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und trotz dazugehöriger Rauchgaskondensation können dagegen nur 84 % des Fernwärmebedarfs bereitgestellt werden. Die Fernwärme-Bedarfsabdeckung für die Musterfall mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Rauchgaskondensation zeigt Abbildung 11.

Die für eine Aminwäsche nötige Rauchgaskondensation macht dabei zusätzliche Wärme verfügbar, die zur Fernwärmedeckung genutzt werden kann. Die benötigten Mengen an Dampf zur vollständigen Deckung der Fernwärmebedarfe sinken in Folge deutlich. Die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes liegt über den angenommenen Temperaturen der Rauchgaskondensation. Die Deckung des Fernwärmebedarfs wurde deshalb ganzjährig zu maximal 70 % aus der Rauchgaskondensation und zu 30 % aus rückgewonnener Wärme aus der Carbon-Capture-Anlage angenommen. Abhängig vom Temperaturniveau im Wärmenetz ist für die vollständige Nutzung der Kondensationsenergie der Einsatz einer Wärmepumpe nötig. An thermischen Abfallbehandlungsanlagen bieten sich hierfür Absorptionswärmepumpen an.

Abbildung 11 zeigt den prognostizierten Fernwärmebedarf im Betrachtungsjahr (schwarz) sowie die durch Rauchgaskondensation (blau), Wärmerückgewinnung aus der Carbon-Capture-Anlage (grau) und 3,5 bar-Dampf (orange) abgedeckten Wärmeanteile. Mit Hilfe der Rauchgaskondensation können knapp 40 % der Jahreswärmemenge des Fernwärmenetzes gedeckt werden. Durch die Wärme aus Rauchgaskondensation, Aminwäsche-Anlage und 3,5 bar-Dampf kann der Wärmebedarf des Wärmenetzes zu 84 % gedeckt werden. Die Abdeckungslücken in den Wintermonaten machen in Jahressumme zwar nur 16 % des Fernwärmebedarfs aus; ergänzende Wärmequellen für das Fernwärmenetz haben aber vergleichsweise hohe Leistungen zu decken.

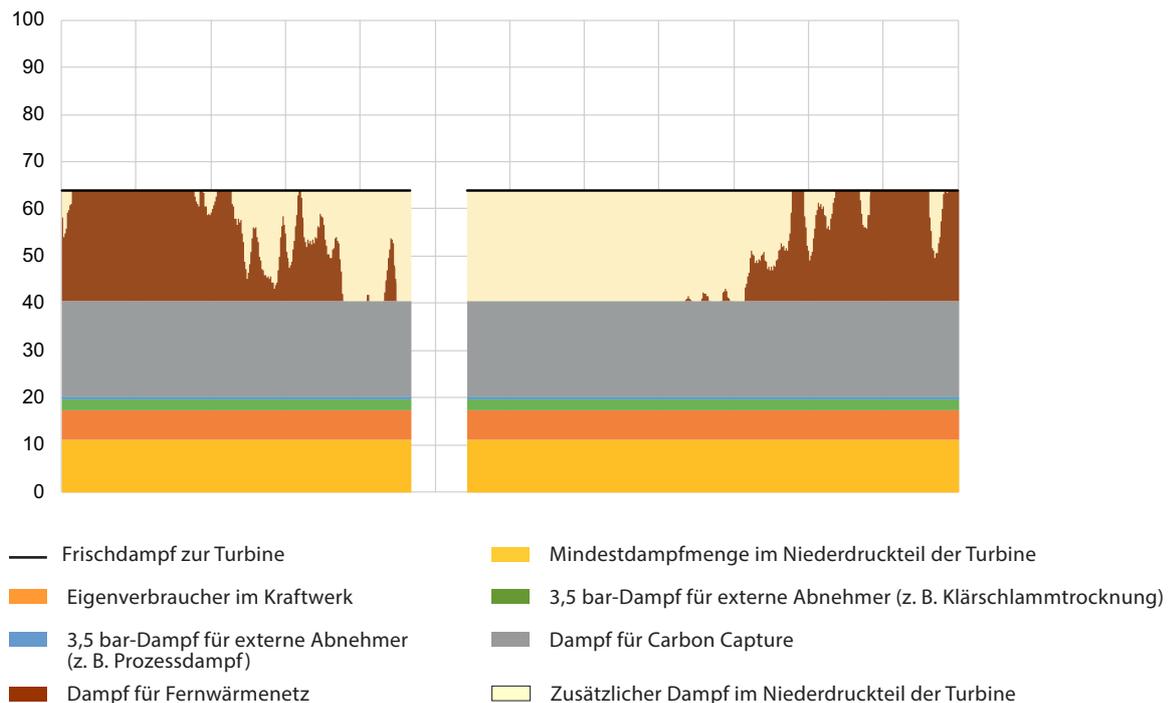


Abbildung 10: Lastganganalyse der verfügbaren Dampfmenen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche

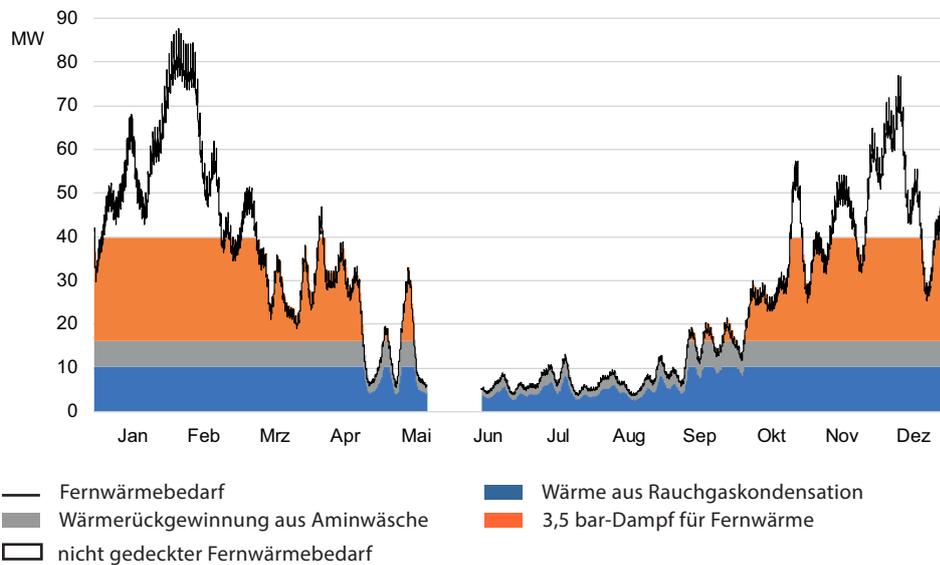


Abbildung 11: Lastganganalyse der Fernwärmemengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche

### Turbine mit größeren Einschränkungen

Die Turbine der Musteranlage weist eine vergleichsweise hohe Flexibilität im Hinblick auf die Mindestkühldampfmenge und die maximal mögliche Entnahmemenge an 3,5 bar-Dampf auf. Jedoch sind in der Praxis auch Kondensationsturbinen mit geringeren Freiheitsgraden in Betrieb. In Tabelle 11 sind die Ergebnisse aufgeführt, die sich bei Betrachtung mit einer weniger flexiblen Turbine ergeben. Folgende Annahmen sind hierfür getroffen:

- Mindestkühldampfmenge im Niederdruckteil der Turbine: 20 % der Frischdampfmenge (vorher 17 %)
- Begrenzung der Entnahmemenge 3,5 bar-Dampf auf 60 % der Frischdampfmenge (vorher 78 %)

Alle weiteren Parameter der Lastgangbetrachtung bleiben bestehen. Abbildung 12 und Abbildung 13 stellen die im Vergleich zum Fall mit flexibler Turbine veränderte Lastgänge dar.

Tabelle 11: Ergebnisse der Lastganganalyse für den Betrieb mit einer flexiblen Turbine und einer weniger flexiblen Turbine (eingeschränkt)

Szenario	Bezeichnung	Wert	Einheit
Flexible Turbine	Abgeschiedenes CO <sub>2</sub>	198.000	t/a
	Anteil an Gesamtmenge CO <sub>2</sub>	90 %	-
	Wärmelieferung an Wärmenetz	204.300	MWh/a
	Anteil an Gesamtbedarf Fernwärme	84 %	-
Eingeschränkte Turbine	Abgeschiedenes CO <sub>2</sub>	198.000	t/a
	Anteil an Gesamtmenge CO <sub>2</sub>	90 %	-
	Wärmelieferung an Wärmenetz	171.000	MWh/a
	Anteil an Gesamtbedarf Fernwärme	70 %	-

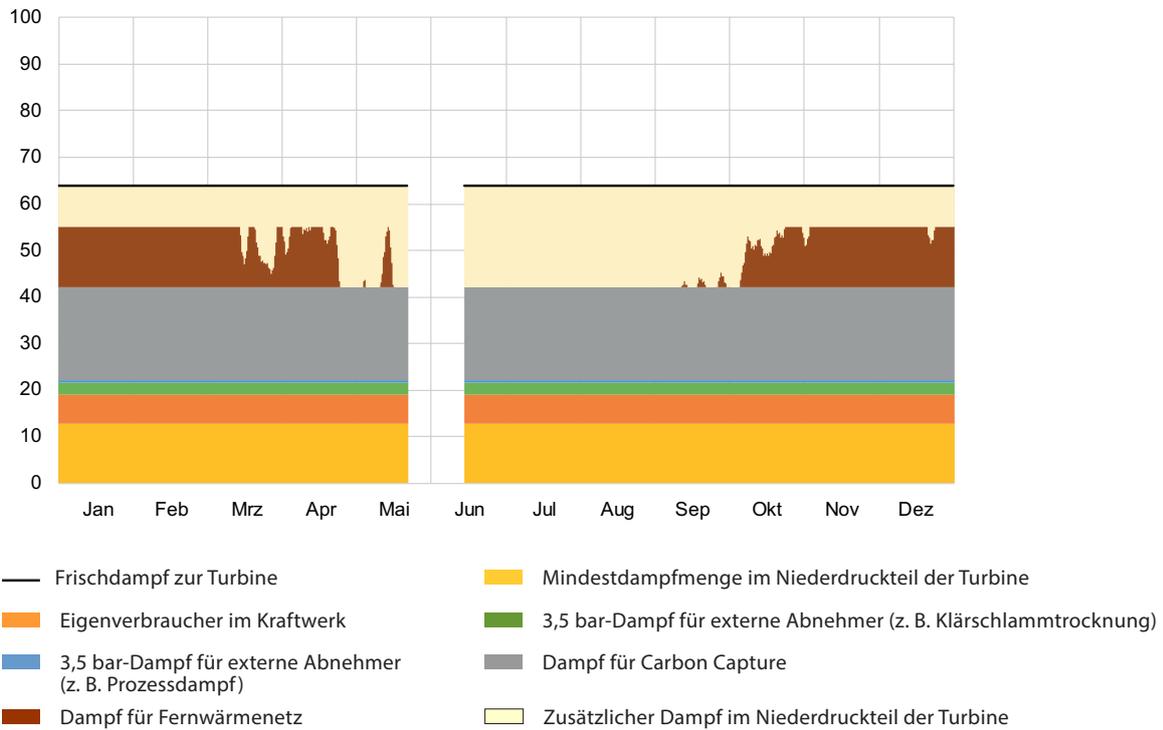


Abbildung 12: Lastganganalyse der verfügbaren Dampfmen-gen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäs-che mit eingeschränkter Turbine

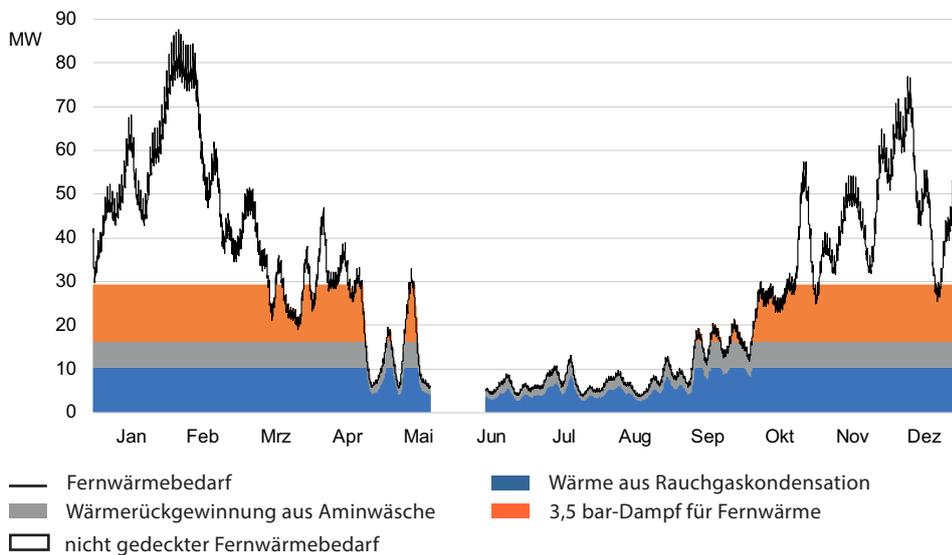


Abbildung 13: Lastganganalyse der Fernwärmemengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäs-che mit eingeschränkter Turbine

### 5.8 Kostenmodellierung

Die wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Szenarien der Realisierung einer Aminwäsche an untersuchten Realanlagen wurde anhand eines Bilanzierungsmodells ermittelt. Folgend ist die Auswertung wiederum am Beispiel der Musteranlage dargelegt. Die relevanten Stoff und Energieströme aus der Lastganganalyse der Musteranlage mit flexibler Turbine wurden als Jahressummen in das Modell eingesetzt. Referenz für alle Szenarien ist die Situation ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2030. Die Dimensionierung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung resultiert ebenso aus der Lastganganalyse. Kosten sind ohne Inflationszuschlag in Euro auf Basis 2024 angesetzt. Hinterlegt wurde zudem ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahre bei 3,5 % kalkulatorischer Zins sowie jährliche betriebsgebundene Kosten von 3,5 % der Investitionskosten (Betriebs- und Wartungskosten, Personal, Versicherungen).

Investitionskosten für die Anbindung an die CO<sub>2</sub>-Infrastruktur – z.B. Verladeterminal oder Pipelinezuleitung – sowie für eine Kondensataufbereitung nach Rauchgaskondensation sind nicht berücksichtigt. Der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sind zudem die nach Rechtsstand 2024 nicht gültigen Annahmen zugrunde gelegt, dass zukünftig

- CCU die CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten mindert und
- BECCS vergütet wird (biogenes CO<sub>2</sub> bei CCU jedoch nicht).

In Abbildung 14 sind Kosten- und Erlösverschiebungen gegenüber der Situation ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2030 dargestellt. Betrachtet werden ein CCS- und ein CCU-Szenario. Sensitivitäten der Berechnung können aus den Wertbeschriftungen im Diagramm durch Skalierung abgeleitet werden: Die Balkenhöhen sind jeweils proportional zu den angesetzten Eingangswerten gemäß Tabelle 12. Bei der Variante mit eingeschränkter Turbine ergeben sich gleiche Werte wie in Abbildung 14; nur die Opportunitätskosten durch geringere Wärmeabgabe fallen mit 0,6 Mio. €/a anstelle 0,1 Mio. €/a höher aus (ohne Abbildung).

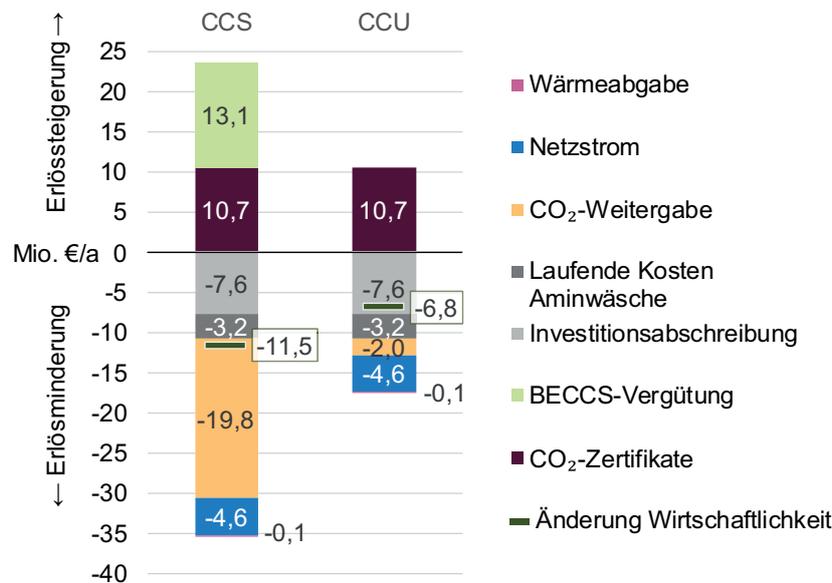


Abbildung 14: Wirtschaftlichkeit der Realisierung einer Aminwäsche an der Musteranlage mit einer flexiblen Turbine. Änderungen gegenüber der Situation ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2030 für CCS und CCU

Tabelle 12: Parametrierung der Wirtschaftlichkeitsberechnung, Aussagesicherheit und Einflüsse. Kosten in € 2024, Symbole wie in folgender Abbildung

Parameter	Basis-Wert	Aussagesicherheit und Einflüsse
■ CO <sub>2</sub> -Zertifikate	120 €/t	Opportunitätserlös durch geringere CO <sub>2</sub> -Zertifikatkosten. Abhängig von der Entwicklung der Emissionshandelssysteme, hohe Prognoseunsicherheit
■ BECCS-Vergütung	120 €/t	Voraussetzung: gesetzliche Verankerung der Anrechenbarkeit von BECCS. Angenommen: Gleiche absolute Höhe wie Emissionszertifikate
■ Investitionsabschreibung		Basierend auf angesetzten Investitionskosten, Abschreibungsdauer und kalkulatorischem Zins.
■ Laufende Kosten		Aminwäsche-Betriebs und Verbrauchskosten, s. Tabelle 4
■ CO <sub>2</sub> -Weitergabe	CCS 100 €/t CCU 10 €/t	Der Posten CO <sub>2</sub> -Weitergabe umfasst die Transportkosten für CO <sub>2</sub> per Schiene (VDZ 2024: Bereich 35-60 €/t bei >500 km) und bei CCS den Preis der geologischen Einspeicherung (VDZ 2024: Bereich 1050 €/t). In Summe werden 100 €/t angesetzt. Diese Preise unterliegen erheblichen Unsicherheiten und haben zugleich einen signifikanten Einfluss auf das Gesamtergebnis.  Im Falle von CCU ist der Marktpreis (Zuzahlung, ab Hof) eine Annahme. Für den Marktpreis von CO <sub>2</sub> im Jahr 2030 liegen keine Anhaltspunkte vor.
■ Netzstrom	75 €/MWh	Opportunitätskosten durch eine geringere Stromerzeugung
■ Wärmeabgabe	15 €/MWh	Opportunitätskosten durch geringere Wärmeabgabe

## 5.9 Schlussfolgerungen zu Lastganganalyse und Kostenmodellierung

Die Lastganganalyse zeigt für die Musteranlage, dass unter den gesetzten Prämissen 2030 Dampf im Winter trotz Rauchgaskondensation nicht ausreichend verfügbar ist, um zugleich eine Aminwäsche ausgelastet zu betreiben und externe Wärmebedarfe vollständig abzudecken. Jahresbilanziell werden 84 % des Fernwärmebedarfs gedeckt. Die Stromeinspeisung fällt mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch Aminwäsche auf ca. 12 % des Ist-Werts. Hiermit sind Opportunitätskosten verbunden.

Insgesamt ist die Umsetzung von CCS oder CCU auf Basis der verwendeten Parametrierung wirtschaftlich nachteilig. In einer Sensitivitätsbetrachtung können andere Zukunftsannahmen – d.h. andere Eingangswerte – zum wirtschaftlichen Vorteil führen, z.B. wenn

- bei CCS die CO<sub>2</sub>-Zertifikatkosten und BECCS-Vergütung mindestens 178 €/t (statt 120 €/t) betragen,
- die CO<sub>2</sub>-Abgabekosten für CCS sich auf unter 42 €/t (statt 100 €/t) belaufen,
- bei CCU ein positiver CO<sub>2</sub>-Erlös (ab Hof) größer 24 €/t erzielt werden kann oder
- bei CCU die Investitionen zu über 90 % gefördert werden.

Ebenso könnten anteilige Kombinationen dieser Änderungen zum wirtschaftlichen Vorteil führen. Nach derzeitigem Stand im Emissionshandel ist zu beachten, dass CCU nur im Sonderfall der Bindung in mineralischen Carbonaten anrechenbar ist, und dass ein Mechanismus zur BECCS-Vergütung nicht existiert.

In der Gesamtsicht der mittels Lastganganalyse und Kostenmodellierung untersuchten Realanlagen würde die Installationen einer Aminwäsche teils stärkere, teils keine Einschränkungen in der externen Wärmebereitstellung verursachen. Wird Dampf für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigt, resultieren zumeist Opportunitätskosten durch entgangenen Wärme und Stromverkauf.

Steigen die externen Wärmebedarfe zukünftig stärker als von den Betreibern prognostiziert (angestoßen z.B. durch die kommunale Wärmeplanung und die Wärmetransformationspläne der Fernwärmebetreiber), verstärkt sich in einigen Fällen die durch Installation einer Aminwäsche zu erwartende Wärmenutzungskonkurrenz. Sollten dagegen strombasierte Abscheideverfahren technisch ausreifen und zum Einsatz kommen, könnte das Problem Wärmenutzungskonkurrenz wiederum entfallen.

## 6. Optimierungen der bestehenden Anlagentechnik im Hinblick auf eine Treibhausgas-Minderung

Für die vertieft untersuchten Anlagen der thermischen Abfallbehandlung wurden Handlungsoptionen zur Steigerung der Energieeffizienz mit dem Ziel einer Treibhausgas-Minderung analysiert. Insbesondere eine erweiterte Wärmebereitstellung ist für dieses Ziel ein wesentlicher Hebel. Nachfolgend sind Handlungsoptionen ausgeführt. Kann die Wärmeauskopplung erhöht werden und finden sich entsprechende Wärmeabnehmer, verbessert dies die Lebenszyklus-Treibhausgasbilanz der Anlage. Die anderweitig in Nutzung gebrachte Abwärme ersetzt dort in der Regel noch dominierende fossile Brennstoffe (vgl. Dietz 2024). Indes ist auch zu berücksichtigen: Mit über die Jahre steigendem Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor fällt die mittlere Emissionsminderungswirkung der Maßnahmen (Vermeidungs-Emissionsfaktor) und damit das in den Tabellen dieses Abschnitts ausgewiesene aktuelle Treibhausgas-Einsparpotenzial.

In anderer Herangehensweise könnten Effizienzpotenziale dazu genutzt werden, bestehende Wärmeabnehmer in höherem Maße durch Abwärme anstatt durch Turbinendampf zu versorgen. Dies eröffnet die Möglichkeit einer höheren Stromerzeugung, welche wiederum für das Stromnetz in Anteilen eine fossile Stromerzeugung substituiert.

### 6.1 Rauchgaswärme

In den Behandlungsstufen der Rauchgasreinigung werden stellenweise hohe Prozesstemperaturen benötigt. Deshalb werden die Abgase am Ende der Rauchgasreinigung je nach Anlagenkonstellation teils mit hohen Temperaturen an die Umgebung abgegeben. Für die fünf in Abschnitt 5 betrachteten Abfallverbrennungsanlagen liegt der Mittelwert der Abgastemperatur vor Eintritt in den Kamin bei 133 °C. Zwei Anlagen liegen bei 155 °C.

Dagegen sind die genehmigten Mindesttemperaturen niedriger: Bei den untersuchten Anlagen liegt die genehmigte Abgastemperatur durchschnittlich um 25 K unter der aktuellen Abgabetemperatur. Mit einem Mittelwert von 106 °C liegt die genehmigte Abgastemperatur zugleich auf einem Temperaturniveau, welches in der Regel für die Wärmeversorgung externer Abnehmer gut geeignet ist, insbesondere für Fernwärmenetze.

Bei der Wärmenutzung aus dem Rauchgas ist die Gefahr einer Taupunktunterschreitung zu berücksichtigen. Bei Unterschreitung des Säuretaupunkts entsteht saures Kondensat. Für Armaturen, Leitungen und Kaminauskleidung sind entsprechend korrosionsbeständige Materialien einzusetzen.

Für die Musteranlage nach Kap. 5.6 mit einem Abfallinput von 220.000 t/a ist in Tabelle 13 das Wärmenutzungspotenzial bei Absenkung der Rauchgastemperaturen vor Kamin berechnet. Zudem ist das Potenzial für die thermische Abfallbehandlung in Bayern abgeschätzt. Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas zeigt Tabelle 14 exemplarisch.

Tabelle 13: Potenzial der Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas vor Kamin für die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput sowie abschätzende Hochrechnung auf Bayern

Anlage	Temperaturabsenkung	Wärmpotenzial in MWh/a	Wärmpotenzial im Verhältnis zur Feuerungswärme*	THG-Einsparpotenzial 2024 in t/a**	Anmerkung
Musteranlage	150 → 125 °C	11.300	1,8 %	3.000	
Hochrechnung auf Bayern	Annahme 150 → 125 °C	127.000	1,8 %	33.000	Absolutpotenzial; Umfang vorhandener Umsetzungen ist nicht bekannt

\* Heizwert des Abfallstroms

\*\* Wärme-Vermeidungsfaktor 263 g CO<sub>2</sub>/kWh, bei vereinfachter Annahme einer Verdrängung von 1/3 Ölheizung und 2/3 Gasheizung (vgl. Dietz 2024)

Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit einer Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas vor Kamin; beispielhafte Berechnung für die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput

Code	Bezeichnung	Einheit	Wert
A	Abfallinput	t/a	220.000
B	Leistung des Rauchgas-Wärmetauschers	kW	1.410
C	Investitionskosten der Wärmeauskopplung	€	420.000
D	9 % erhöhter Strombedarf für Saugzüge aufgrund zusätzlicher Wärmetauscher	MWh/a	700
E	Volllaststunden der Rauchgas-Wärmetauscher	h/a	8.000
F = B·E	Wärmerückgewinnung aus Rauchgas vor Kamin	MWh/a	11.300
G	Stromverlustkennziffer der Turbine (Stromverlust je zusätzlich entnommene Wärme)	-	0,2
H	Zusätzliche Stromerzeugung durch Nutzung von Rauchgaswärme vor Kamin	MWh/a	2.260
I = H–D	Stromsaldo = zusätzliche Stromerzeugung abzgl. zusätzlicher Bedarf	MWh	1.560
J	Spezifischer Erlös der Stromeinspeisung	€/MWh	75
K = I·J	Zusätzlicher Stromerlös	€/a	117.000
L	Wartungs- und Betriebskosten (2 % vom Invest)	€/a	8.400
M = K–L	Jahresüberschuss der Maßnahme	€/a	108.600
N = M/C	Amortisationsdauer	a	3,9

## 6.2 Rauchgaskondensation

Vor Eintritt in den Kamin enthält das gereinigte Rauchgas Wasser in Form von Wasserdampf. Feuchtegehalte liegen in der Regel bei 20 Vol.-%. Werden die Abgase bis unter ihre Sättigungstemperatur abgekühlt, kondensieren Teile des Wasserdampfes. Dabei wird Kondensationswärme (latente Wärme) frei, die für Wärmeanwendungen genutzt werden kann.

Verfahrenstechnisch kommen unterschiedliche Konzepte in Betracht, welche auf die jeweiligen örtlichen Rahmenbedingungen angepasst werden müssen. Die Wahl des Verfahrenskonzepts ist unter anderem abhängig von

- dem Aufbau des Rauchgasreinigungssystems,
- den Abgaseigenschaften (Temperatur, Feuchte etc.) und
- dem Temperaturniveau der Wärmesenke.

Die Kondensation erfolgt in der Regel im Anschluss an die Rauchgasreinigung oder wird in die Verfahrensschritte der Rauchgasreinigung integriert. Die Grundkonzepte für die Integration der Rauchgaskondensation sind in Tabelle 15 aufgeführt.

Tabelle 15: Verfahrenstechnische Grundkonzepte der Rauchgaskondensation an thermischen Abfallbehandlungsanlagen nach Heinrich (2022)

Konzept	Beschreibung
Direkte Kondensation im Wäscher	Aufnahme der Kondensationswärme durch Prozesswasser. Übergabe an die Wärmesenke mittels Wasser/Wasser-Wärmetauscher
Indirekte Kondensation im Wäscher	Aufnahme der Kondensationswärme durch Prozesswasser. Übergabe an einen Zwischenkreislauf mittels Wasser/Wasser-Wärmetauscher; der Zwischenkreislauf speist eine Wärmepumpe.
Direkte Kondensation im Abgas/Wasser-Wärmetauscher	Abkühlung der Abgase und Übertragung der Kondensationswärme mittels Abgas/Wasser-Wärmetauscher; Übertragung direkt an den Wasserkreislauf der Wärmesenke (beispielsweise Fernwärmekreislauf)
Indirekte Kondensation im Abgas/Wasser-Wärmetauscher	Abkühlung der Abgase und Übertragung der Kondensationswärme mittels Abgas/Wasser-Wärmetauscher; Übertragung an einen Zwischenkreislauf, der eine Wärmepumpe speist

Tabelle 16 zeigt die theoretischen Wärmepotenziale der Rauchgaskondensation für die Musteranlage sowie in Hochrechnung auf Bayern. Eine Absenkung der Rauchgastemperatur auf 45 °C wurde angenommen. Je niedriger die Temperatur der aufnehmenden Wärmesenke ist, desto höher ist das nutzbare Wärmepotenzial. Das Potenzial kann auch durch eine Absorptionswärmepumpe angehoben werden. Auch bei der Rauchgaskondensation ist eine Säurekondensation zu beachten: Rohrleitungen, Armaturen und Aggregate sind geeignet korrosionsbeständig auszuführen.

Die rechtliche Einstufung einer Kondensat-Abwassereinleitung ist in Abschnitt 4 erörtert.

Tabelle 16: Abschätzung des theoretischen Potenzials einer Wärmegewinnung durch Rauchgaskondensation (Absenkung Rauchgastemperatur auf 45 °C) für die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput sowie abschätzende Hochrechnung auf Bayern

Anlage	Abgasvolumenstrom in Mio. Nm <sup>3</sup> /a	Kondensatmenge in t/a	Wärmpotenzial aus Kondensat in MWh/a	Wärmpotenzial im Verhältnis zur Feuerungswärme*	THG-Einsparpotenzial 2024 in t/a **
Musteranlage	1.150	110.000	75.000	12 %	20.000
Hochrechnung auf Bayern	17.231	1.640.000	1.130.000	12 %	300.000

\* Heizwert des Abfallstroms

\*\* Wärme-Vermeidungsfaktor 263 g CO<sub>2</sub>/kWh, bei vereinfachter Annahme einer Verdrängung von 1/3 Ölheizung und 2/3 Gasheizung (vgl. Dietz 2024), ohne Berücksichtigung des Aufwands einer Kondensatbehandlung und Abwassereinleitung

### 6.3 Nutzung von Rest- und Kondensationswärme

Die Höhe des Enthalpieabfalls in Dampfturbinen ist wesentlich für die elektrische Energieerzeugung, weshalb in den Endstufen von Kondensationsturbinen möglichst niedrige Drücke angestrebt werden. Um Unterdruck zu erzeugen, wird der Dampf kondensiert. Hierbei wird niederkalorische Wärme bei in der Regel unter 60 °C freigesetzt. Das Kondensat wird in den Speisewasserkreislauf zurückgeführt.

Eine direkte Nutzung dieser Kondensationswärme in Fernwärmenetzen ist aufgrund von Rücklauftemperaturen von in der Regel über 50 °C nur bedingt möglich. Für eine Nutzung muss das Temperaturniveau der Kondensationswärme angehoben werden. Hierfür bieten sich Absorptionswärmepumpen an. Der Antrieb der Absorptionswärmepumpe erfolgt mit einer Hochtemperatur-Energiequelle, beispielsweise Entnahmedampf aus der Turbine. Das Verhältnis zwischen der erzeugten Energie und der Antriebsenergie wird als COP bezeichnet und liegt etwa bei 1,6 (Neuwahl 2019).

Durch den Einsatz einer Absorptionswärmepumpe kann in typischer Konstellation der Bedarf an Entnahmedampf zur Fernwärmebereitstellung um circa 40 % reduziert werden. Tabelle 17 zeigt die möglichen Treibhausgaseinsparungen für eine Musteranlage mit 220.000 t/a Abfalldurchsatz.

Für alle bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen ergibt sich bei einer geschätzten Fernwärmeabgabe von 2,3 Mio. MWh/a eine mögliche Wärmenutzung aus dem Turbinenabdampf in Höhe von 870.000 MWh/a. Daraus resultieren eine zusätzliche Stromerzeugung von 175.000 MWh/a und eine Treibhausgaseinsparung von 70.000 t CO<sub>2</sub>eq/a, auf Basis eines Strommix-Vermeidungsfaktors (marginaler Faktor) und ohne Berücksichtigung von Vorketten.

Tabelle 17: Berechnung der Treibhausgaseinsparung durch Nutzung der Kondensationswärme des Turbinenabdampf für eine Musteranlage (Abfallmenge 220.000 t/a)

Musteranlage	Einheit	Wert
Fernwärmeabgabe	MWh/a	180.000
COP	-	1,6
Entnahmedampf zum Antrieb der Wärmepumpe	MWh/a	112.500
Kondensationswärme aus Turbinenabdampf	MWh/a	67.500
Stromverlustkennziffer (Stromverlust je zusätzlich entnommene Wärme)	-	0,2
Zusätzliche Stromerzeugung durch Nutzung der Kondensationswärme	MWh/a	13.500
Netzstrom-Vermeidungsfaktor Strom 2030 (Abschätzung nach Böing 2019 in Verbindung mit Icha 2024)	g/kWh	400
Treibhausgaseinsparung durch Nutzung der Kondensationswärme des Turbinenabdampf	t/a	5.400

#### 6.4 Ermittlung und Erfüllen von weiteren Wärmebedarfen im Umfeld des Standorts

Erste Voraussetzung für eine gesteigerte Wärmeversorgung externer Abnehmer ist, dass in der Abfallverbrennungsanlage Abwärmepotenziale vorhanden und noch nicht genutzt sind. Ansatzpunkte hierfür sind in den vorigen Kapiteln dargelegt. Dabei ist auch der Energiebedarf einer späteren CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage zu berücksichtigen.

Als zweite Voraussetzung bedarf es den Abwärmepotenzialen entsprechende externe Abnehmer und Abnahmemengen. Folgende Gesichtspunkte kommen für diese zweite Voraussetzung zum Tragen:

- Angesichts knapper regenerativer Wärmequellen wird die Abwärme aus Abfallverbrennungsanlagen weiterhin einen wichtigen Beitrag für die anliegenden Wärmenetze liefern. Im Zuge der Wärmetransformation ist dabei von einem Ausbau der zentralen Wärmeversorgung und damit von steigenden Wärmeabsatzmöglichkeiten auszugehen.
- Das Umsetzungspotenzial steigt mit fallenden Temperaturniveaus in den Wärmeverteilnetzen und beim Endverbraucher. Je niedriger die benötigte Temperatur ist, desto mehr Abwärme kann in wirtschaftlichem Rahmen von den Abfallverbrennungsanlagen angeboten werden.
- Ausbauumfang, Ausbaugeschwindigkeit und Temperaturniveau der Fernwärmenetze können von den Anlagenbetreibern in den meisten Fällen indes nicht direkt beeinflusst werden.
- Eine Versorgung von Abnehmern im näheren Anlagenumfeld über Direktleitungen stellt in Einzelfällen eine interessante Zusatzoption dar.
- Eine Versorgung von Kälteanwendungen, z.B. Kühllager, über Kälte aus Wärme bietet Potenziale, auch im Sommer Wärme abzugeben und somit saisonale Abnahmeschwankungen zu reduzieren. Sofern keine Direktversorgung in unmittelbarer Nähe möglich ist, sind die Anlagenbetreiber allerdings auch hier auf das Engagement der Wärmenetzbetreiber und der Endnutzer angewiesen.

## 6.5 Erhöhung der Stromerzeugung durch optimierte Dampfentnahme

Für interne Prozesse und zur Bereitstellung von Wärme an externe Abnehmer werden den Dampfturbinen von Abfallkraftwerken Dampfmengen entnommen. Die Druckstufen der Entnahmestellen stimmen oft nicht ideal mit den Bedarfen der Abnehmer überein. Sie sind in aller Regel nur mit hohem Aufwand anzupassen.

Die Dampfentnahme erfolgt deshalb oftmals auf höherem Druckniveau, als für die spätere Nutzung notwendig ist. Bei einer passgenauen anstelle einer Entnahme bei zu hohem Druck könnten die entnommene Dampfmengen zuvor in der Turbine noch Arbeit verrichten. Eine ideale Anpassung der Entnahmestellen auf die benötigten Druckniveaus der Abnehmer steigert somit die Stromerträge.

Für Fernwärmenetze sind in der Regel Vorlauftemperaturen von 120 °C ausreichend, um auch im Winter die Abnehmer mit ausreichend Wärme zu versorgen. Für die Bereitstellung von 120 °C im Vorlauf des Wärmenetzes ist die Entnahme von Dampf bei 2,5 bar(a) ausreichend. Jede Dampfentnahme auf höherem Druckniveau führt zu Stromeinbußen.

Die Energiebilanz für die Absenkung des Entnahmedampfdrucks von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a) für die Wärmebereitstellung in einem Wärmenetz ist in Tabelle 18 bis

Tabelle 20 beispielhaft für eine Fernwärmebereitstellung von 180.000 MWh/a dargestellt.

Der Realisierung der dargelegten Potenziale stehen oftmals die hohen Aufwände für die Herstellung der passenden Entnahmestellen entgegen. Das ausgewiesene Potenzial der Treibhausgaseinsparung fußt auf dem Strommix-Vermeidungsfaktor (marginaler Faktor) ohne Berücksichtigung von Vorketten.

Tabelle 18: Zusätzlicher Stromertrag durch Reduzierung des Entnahmedampfdrucks von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a)

	Einheit	Wert
Fernwärmeeinspeisung	MWh/a	180.000
Entnahmedampfmenge	t/a	235.765
Enthalpiedifferenz 5 bar(a) zu 2,5 bar(a)	kJ/kg	30,7
Zusätzlicher Stromertrag bei reduziertem Entnahmedampfdruck	MWh/a	2.011

Tabelle 19: Verringerte Stromerträge im Niederdruckteil der Turbine aufgrund zusätzlicher Entnahmedampfmengen bei 2,5 bar(a)

	Einheit	Wert
Fernwärmeeinspeisung	MWh/a	180.000
Entnahmedampfmenge	t/a	238.428
Zusätzliche Entnahmedampfmenge bei 2,5 bar(a)	t/a	2.663
Enthalpiedifferenz 2,5 bar(a) zu 0,15 bar(a)	kJ/kg	113,6
Verringerter Stromertrag im Niederdruckteil der Turbine durch zusätzliche Entnahmemenge bei 2,5 bar(a)	MWh/a	84

Tabelle 20: Strombilanz und Potenzial der Treibhausgaseinsparung bei Absenkung des Entnahmedampfdrucks für die Fernwärmebereitstellung von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a)

	Einheit	Wert
Zusätzlicher Stromertrag bei reduziertem Entnahmedampfdruck aus Tabelle 18	MWh/a	2.011
Verringerter Stromertrag im Niederdruckteil der Turbine durch zusätzliche Entnahmemenge bei 2,5 bar(a) aus Tabelle 19	MWh/a	-84
Zusätzlicher Stromertrag durch Reduzierung des Entnahmedampfdrucks von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a)	MWh/a	1.927
Netzstrom-Vermeidungsfaktor Strom 2030 (Abschätzung nach Böing 2019 in Verbindung mit Icha 2024)	g/kWh	400
Potenzial der Treibhausgaseinsparung	t/a	771

## 6.6 Weitere Energieeffizienz-Maßnahmen

Zur Optimierung der Strom- und Wärme-Nettowirkungsgrade bestehen weitere Maßnahmenoptionen. Betrachtet werden können im Einzelfall insbesondere die Verringerung von Wärmeverlusten, z.B. durch optimierte Wärmeübertrager, und die Minderung des Stromeigenverbrauchs z.B. durch Luftzufuhrgebläse und am Saugzug der Abgasreinigung.

## 6.7 Exkurs: Verbesserte Mülltrennung und Vorsortierung

Ein anderer Ansatz zur CO<sub>2</sub>-Minderung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen ist anzusprechen: Durch Vorsortierung des Abfalls können fossilkohlenstoffhaltige Wertstoffe dem Abfallstrom gegebenenfalls entzogen und einer stofflichen Verwertung zugeführt werden. Im Zuge der Standortanalysen befragte Anlagenbetreiber konnten hierzu einzelne Erfahrungen berichten. Das Potenzial zur Minderung der eigenen fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Vorsortierung ist demnach von den lokalen Rahmenbedingungen abhängig. Es wird im einstelligen Prozentbereich gesehen (vgl. Endres 2022: 4,5 % für Werke in den Niederlanden). CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen resultieren nur, wenn Fraktionen der Sortierung einer stofflichen Verwertung zugeführt werden. Eine Vermarktung beispielsweise als Ersatzbrennstoff verschiebt die Emission nur an einen anderen Ort.

## 7. CO<sub>2</sub>-Minderungspfade für die thermische Abfallbehandlung in Bayern

### 7.1 Kriterien für Anlagenbetreiber bei der Entscheidung zur Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung

In der Abwägung von MVA-Betreibern, ob, wann und in welcher Ausgestaltung sie eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung umsetzen sollen, spielt eine Reihe von Gesichtspunkten eine Rolle. Aus den Standortanalysen traten folgende wesentliche Kriterien hervor.

#### **Treibhausgasneutralitäts-Ziele**

Setzen die Gebietskörperschaften, Gesellschafter oder Zweckverbandsmitglieder als Kontrollgremium der Abfallbehandlungsanlagen ein Zieljahr für die Treibhausgasneutralität (oder gleichartig wirkende Klimaschutzziele), sind diese Beschlüsse eine Vorgabe an die jeweiligen Anlagenbetreiber. Dies ist bei einem Teil der untersuchten Anlagen der Fall. Die betroffenen Betreiber sind damit aufgefordert, die Machbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu prüfen und gegebenenfalls die Planung und Umsetzung anzugehen.

#### **Rechtsvoraussetzungen, Anlagengenehmigung und Genehmigungswerte**

Die Rechtslage (s. Abschnitt 4) hat noch Schwachstellen, die bereinigt werden sollten, um Carbon Capture an thermischen Abfallbehandlungsanlagen zu erlauben (s. Kap. 8.6).

Auch wird eine Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Abscheidestufen absehbar zeit und ressourcenaufwändig, weil weder bei den Anlagenbetreibern noch bei den Behörden spezifisches Wissen vorliegt. Auch zu den zu erwartenden Schadstoffemissionen insbesondere bei Aminwäsche-Verfahren (Stichwort Nitrosamine), zu den dafür festzulegenden Emissionsgrenzwerten und auch zu dafür geeigneten Messverfahren liegt bisher kein ausreichendes Wissen vor, sodass der Aufwand einer Genehmigungsplanung derzeit nicht absehbar ist.

#### **Platzverfügbarkeit**

Zum Bau einer CO<sub>2</sub>-Abscheidestufe bedarf es ausreichend Platz in unmittelbarer Nähe zu der vorhandenen Rauchgasreinigung und dem Kamin. Dieser Platz ist an manchen Standorten vorderhand nicht verfügbar.

#### **Berücksichtigung bestehender Planungen sowie des Anlagenalters**

Ein wesentliches Momentum dafür, CO<sub>2</sub>-Abscheidenanlagen vorzusehen, sind anstehende Um-, Neu- oder Ersatzbauten an den Standorten. In diesen Fällen ist es sinnvoll, CO<sub>2</sub>-Abscheidenanlagen einzuplanen oder die Standorte zumindest „CC-ready“ zu gestalten. Demgegenüber ist es fraglich, alte Anlagen, die spätestens nach 10-15 Jahren zu ersetzen sind, noch mit neuen CO<sub>2</sub>-Abscheidenanlagen zu versehen.

#### **Wärme- und Strombedarf**

CO<sub>2</sub>-Abscheidenanlagen haben einen Energiebedarf, der verfügbar sein muss. Wärmenutzungskonkurrenzen können entstehen und müssen planerisch berücksichtigt werden.

#### **Wirtschaftlichkeit**

Ein wirtschaftlicher Vorteil für die Betreiber durch die Realisierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist nur unter günstiger Entwicklung der Randbedingungen absehbar. Ist eine wirtschaftliche Umsetzung nicht zu erwarten oder unterliegt die Prognose erheblichen Unsicherheiten, fehlt ein wesentliches Kriterium für Investitionsentscheidungen.

#### **CO<sub>2</sub>-Abnehmer**

Der bestehende CO<sub>2</sub>-Markt ist weitaus zu klein, um relevante CO<sub>2</sub>-Mengen aus der thermischen Abfallbehandlung aufzunehmen. Aus Betreibersicht mittelfristig eher umsetzbar erscheint daher CCS.

**CO<sub>2</sub>-Infrastruktur**

Eine großskalige CO<sub>2</sub>-Infrastruktur existiert bislang nicht; auch ist eine Realisierung erst mittel- bis langfristig zu erwarten. Ein Pipeline-Transport ist zumindest für die größeren Abfallverbrennungsanlagen Voraussetzung, um die abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Mengen abtransportieren zu können. Kleinere Anlagen können gegebenenfalls auch auf Schiff, Zug oder Straße setzen; dies ist in der Regel allerdings mit spezifisch höheren Kosten verbunden.

**Vergabeverfahren**

Die Detailplanung von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen hängt stark von den Standortgegebenheiten ab. Die Projektplanung verläuft daher wie im chemischen Anlagenbau über Detaillierungsstufen, typischerweise Machbarkeitsstudie, Pre-FEED-Studie und FEED-Studie<sup>2</sup>. Mit jeder Stufe erhöht sich die Genauigkeit der Kostenprognosen. Eine Investitionsentscheidung wird in der Regel erst nach der FEED-Studie getroffen. Da die Detaillierungsstufen aufeinander aufbauen und sinnvollerweise vom gleichen Anbieter erbracht werden sollten, stellt diese Vorgehensweise öffentliche Auftraggeber vor vergaberechtliche Probleme.

**Exkurs: „Bis zur Klimaneutralität ist Abfall biogen“**

In Gesprächen zur Thematik fällt mitunter das Argument, dass sich bis zum Zeitpunkt der Klimaneutralität die Problematik der Treibhausgasemissionen aus Abfallverbrennungsanlagen von alleine auflösen wird, da sich zunehmend weniger und letztlich kein fossiler Kohlenstoff mehr im Abfall befinden wird. Hierzu ist anzumerken:

- Ein Ende des Eintrags von fossilstämmigem Kohlenstoff in Produkte ist momentan nicht politisch geplant oder anderweitig absehbar. Zudem kommen auch Produkte als Abfall in die thermischen Abfallbehandlung, die Jahre zuvor hergestellt werden. Ein fossilfreier Abfall ist selbst bei ambitionierter Defossilisierung von Produkten daher erst mit Zeitversatz nach der geplanten Klimaneutralität zu erwarten. Die thermische Abfallbehandlung wird somit noch lange fossilstämmige Abfälle zu verwerten haben. Dies ist u.a. der Grund, warum fossile Emissionen aus der Abfallverbrennung als schwer vermeidbar eingestuft werden.
- Selbst wenn und gerade weil fossile Abfallanteile in der Tendenz abnehmen, lohnt es, den Blick auf die biogenen Anteile zu richten: CCS mit biogenem Kohlenstoff (BECCS) zu betreiben kann, wenn Negativemissionen wichtiger und damit zunehmend belohnt werden, ein vielversprechendes Geschäftsmodell für Betreiber von thermischen Abfallbehandlungsanlagen werden. Diese Option ist als Chance zu sehen und sollte Betreiber motivieren, sich mit Carbon Capture auseinanderzusetzen.

**Exkurs: Sonderabfallverbrennung**

Die für Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen ermittelte und dargelegte Entscheidungslage gilt grundsätzlich ebenso für die bayerische Sonderabfallverbrennungsanlage. Angesichts des speziellen Entsorgungsauftrags und der komplexeren Prozesstechnik muss indes angenommen werden, dass eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung hier mit vergleichsweise höherem Aufwand verbunden wäre. Bereits bei Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen stößt die Umsetzung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an die zuvor dargestellten Hürden. Innerhalb der bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen ergibt sich für die Sonderabfallverbrennung daher eine nachrangige Priorisierung.

**7.2 Szenario für eine Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen**

Die Umsetzung von CCS oder CCU in der thermischen Abfallbehandlung muss auf einem schrittweisen Vorgehen in parallelen Handlungssträngen beruhen. Eine zeitliche Abfolge bis 2040 ist in Abbildung 15 skizziert. Die Dauer der einzelnen Schritte ist bewusst ungefähr gehalten, da sie zum Teil noch nicht bekannt ist. Zudem entspricht jeder Schritt nicht einer einzelnen Umsetzung, sondern mehreren Umsetzun-

<sup>2</sup> FEED = Front-End Engineering and Design

gen, die zeitlich überschneidend ablaufen sollen. (Ausnahme ist die dargestellte erste CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer thermischen Abfallbehandlung, die sich auf eine Anlage bezieht.)

Trotz Unschärfen können aus der Darstellung wesentliche Schlüsse gezogen werden:

- Alle drei Realisierungsstränge zu CO<sub>2</sub>-Senken (CCU/CCS), Infrastruktur und CO<sub>2</sub>-Quellen (hier: thermische Abfallbehandlung) bedingen sich gegenseitig. Das heißt: Damit die Akteure Investitionsentscheidungen treffen, müssen die technische Machbarkeit und eine wirtschaftliche Umsetzung absehbar sein. Solange einem Betreiber einer thermischen Abfallbehandlungsanlage eine gesicherte Aussage oder besser ein Vorvertrag zum CO<sub>2</sub>-Transport und zum CO<sub>2</sub>-Verbleib nicht vorliegt, wird er kaum relevante Finanzmittel investieren. Dies gilt reziprok für die anderen Beteiligten.
- Alle Realisierungsstränge haben die Voraussetzung, dass zuerst rechtliche Grundlagen oder Rahmenbedingungen einer wirtschaftlichen Umsetzung geschaffen werden.
- Für eine großskalige Realisierung von CCS oder CCU ist eine Pipeline-Infrastruktur unabdingbar. Für diese sind rund 5 Jahre für Planung, Genehmigung, Wegerechte, Vergaben u.a. zu erwarten; hinzu kommen rund 3 Jahre Bauzeit (Bayernets 2024b). Aufgrund begrenzter Ressourcen entsteht dann gegebenenfalls nur ein erstes Teilnetz, und weitere Netzteile werden zeitversetzt später gebaut. Der CO<sub>2</sub>-Netzbau ist demzufolge voraussichtlich der zeitkritischste Pfad im Gesamtprojekt. CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen werden sinnvollerweise erst in Betrieb genommen, wenn der Abtransport möglich ist. Eine Errichtung von nur vorübergehend betriebenen Terminals zur CO<sub>2</sub>-Verladung auf Lkw, Bahn oder Schiff würde zusätzliche Kosten verursachen.
- Die Zeitschiene für CCU ist vergleichsweise unklar, da nicht prognostiziert werden kann, ob und wann rechtliche Vorbedingungen vorliegen werden.

Der dargestellte Zeitablauf ist als Arbeitsskizze zu verstehen, die fortschreitend zu prüfen und zu aktualisieren ist.

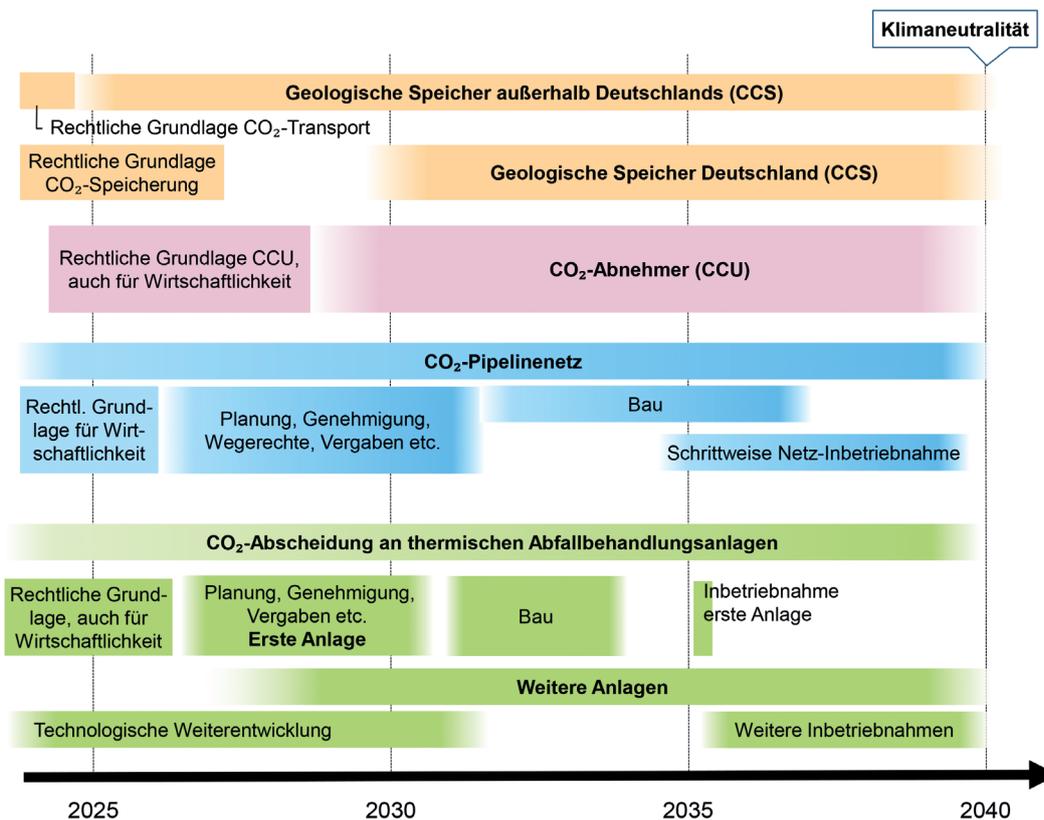


Abbildung 15: Skizze eines zeitlichen Pfades zur Umsetzung von CCS/CCU an thermischen Abfallbehandlungsanlagen

## 7.3 Hochrechnung auf alle bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen

### 7.3.1 Abfallmengen, CO<sub>2</sub>-Mengen und Treibhausgasemissionen

Gemäß den Ergebnissen der Datenerhebung (Kapitel 2.2, Stand 2022) werden in Bayern rund 3,2 Mio. t Abfall in 14 Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen entsorgt. Daraus entstehen 3,3 Mio. t CO<sub>2</sub>, die emittiert werden. Der biogene Anteil liegt rechnerisch bei 53 %. Die klimarelevanten fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen sich somit auf 1,6 Mio. t. Dieser Wert entspricht 1,8 % der bayerischen Treibhausgasemissionen von 88,5 Mio. t CO<sub>2eq</sub> im Jahr 2022 (LfStat 2023)

Bezogen auf die fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen beträgt das Minderungspotenzial einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an allen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen mit einer Abscheiderate von 90 % folglich 1,4 Mio. t. Werden eliminierte biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen ebenso eingerechnet, beträgt das Potenzial 3,0 Mio. t.

In einer ökobilanziellen Betrachtung sind gegenläufige Effekte einzubeziehen, die jedoch den Haupteffekt der CO<sub>2</sub>-Elimination nur zum Teil schmälern. Dies sind insbesondere eine gegebenenfalls verringerte Strom- und Wärmeauskopplung und die Aufwände für CO<sub>2</sub>-Transport sowie geologische Einspeicherung (vgl. Dietz 2024, Dietz 2025).

### 7.3.2 Kosten einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Ausgehend von spezifischen Investitionskosten von 400 €/2024/(t abgeschiedenes CO<sub>2</sub>/a) liegen die summarischen Kosten für Abscheideanlagen in der bayerischen thermischen Abfallbehandlung in der Größenordnung von 1,2 Milliarden € 2024. Hinzu kommen Kosten weiterer Standort-Infrastruktur wie Verladeterminals, Pipelineanbindung oder Abwasserkonditionierung (s. Kapitel 3.1.2.1).

### 7.3.3 CO<sub>2</sub>-Senken

Die durch Abscheidung anfallenden CO<sub>2</sub>-Mengen brauchen Senken im Sinne von CCU oder CCS. Die aktuelle CO<sub>2</sub>-Nachfrage in Bayern beträgt nur rund 200.000 t/a.

Unter der Annahme einer Defossilisierung der Chemieindustrie und einer ausschließlichen Nutzung von CO<sub>2</sub> als Kohlenstoffquelle für Methanol, synthetisches Naphtha und synthetisches Kerosin wird die maximale potenzielle CO<sub>2</sub>-Nachfrage in Bayern für 2040 von Pleier (2023) zu 5 Mio. t/a abgeschätzt. Kähler (2021) projiziert in weltweiter Sicht für 2050 Anteile der zukünftigen Kohlenstoffquellen von 55 % aus Recycling, 25 % aus CO<sub>2</sub> und 20 % biobasiert. Beide Ergebnisse zusammen lassen in vereinfachter Übertragung einen CO<sub>2</sub>-Bedarf einer klimaneutralen Wirtschaft in Bayern von jährlich 1,25 Mio. t abschätzen.

Somit könnten die abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der bayerischen thermischen Abfallbehandlung von rund 3,0 Mio. t/a im Ausblick auf 2040 zu einem Teil in die Chemieindustrie abgesetzt werden. Allerdings sind neben der thermischen Abfallbehandlung weitere Punktquellen schwer vermeidbarer CO<sub>2</sub>-Mengen zu berücksichtigen, insbesondere die Zement und Kalkindustrie.

Für CCS kommen Speicherpotenziale in Bayern in Betracht, unter Vorbehalt der gesetzlichen Ermöglichung, geologischer Eignung und lokaler Akzeptanz. Weitergehend ist ein Export von überschüssigem CO<sub>2</sub> zu Speicherstätten z. B. in der Nordsee vorzusehen.

### 7.3.4 Optimierung der bestehenden Anlagentechnik

Neben dem Ansatz, über CCS/CCU die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, sind energetische Optimierung der bestehenden Anlagentechnik zu betrachten. Diese erhöhen die Energiebereitstellung und erlauben ökobilanzielle Gutschriften, indem Emissionen in nachgelagerten Prozessen reduziert werden. Insbesondere durch die Maßnahmen Rauchgaswärmenutzung (Kapitel 6.1) und Rauchgaskondensation (Kapitel 6.2) können zusätzliche Wärmemengen zur Verfügung gestellt und im besten Fall vollständig extern genutzt werden. In den Zielanwendungen werden dann (anteilig) fossile Brennstoffe ersetzt. Das Absolutpotenzial der Rauchgaswärmenutzung aller bayerischen Anlagen wird zu jährlich 127 GWh Wärme entsprechend 33.000 t CO<sub>2eq</sub> abgeschätzt, das Potenzial der Rauchgaskondensation zu 1.130 GWh Wärme

entsprechend 300.000 t CO<sub>2eq</sub>, wenn ein Wärme-Vermeidungsfaktor von 263 g CO<sub>2eq</sub>/kWh angesetzt wird. Dies sind Maximalwerte, da im Einzelfall eine Umsetzung bereits erfolgte, technisch oder wirtschaftlich nicht oder nicht vollständig möglich ist sowie ökobilanziell einzelne gegenwirksame Belastungen einzurechnen sind. Auch wird der hinterlegte Emissions-Vermeidungsfaktor mit fortschreitenden Defossilisierung über die Jahre fallen. Wird die Klimaneutralität der Wärmeversorgung erreicht, dann sinken die genannten ökobilanziellen Gutschriften auf null. Unabhängig davon ist zu erwarten, dass Energie knapp bleibt. Dies weist einer optimierten Energieauskopplung aus der Abfallverbrennung hohe Relevanz zu.

## 8. Handlungsempfehlungen für die öffentliche Hand

### 8.1 Ausgangssituation und Machbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Minderung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen (Zusammenfassung)

In Bayern werden jährlich rund 3,2 Mio. t Abfall in 14 Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen entsorgt. Aus der Verbrennung entstehen immanent 3,3 Mio. t CO<sub>2</sub>, die emittiert werden. Der biogene Anteil liegt rechnerisch bei 53 %. Die klimarelevanten fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen belaufen sich somit auf 1,6 Mio. t. Für das Ziel der Klimaneutralität gilt es, für diese CO<sub>2</sub>-Emissionen Lösungen zu finden.

Eine der Abfallverbrennung und Rauchgasreinigung nachgelagerte CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist nach Stand der Technik der vorrangig zu betrachtende Weg. Das Verfahren der Aminwäsche ist dafür mit Abstand am stärksten ausgereift, weist indes auch Nachteile auf. Eine Abscheidung von bis zu 90 % des Abgas-CO<sub>2</sub> kann damit erzielt werden. Oxyfuel ist ein interessanter alternativer Ansatz, der weiterer Entwicklungsarbeit bedarf. Angenommen werden darf, dass in den nächsten Jahren auch andere Verfahren weiterentwickelt und gegebenenfalls zur Einsatzreife geführt werden.

Zu den Voraussetzungen einer Realisierung von CCS oder CCU in der thermischen Abfallbehandlung ist ein Bild zu zeichnen, das noch von einer Reihe von Hürden geprägt ist:

- Die derzeitige Rechtslage steht teilweise CCS und CCU entgegen. U.a. durch Novellierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz sollen zukünftig der CO<sub>2</sub>-Transport und die geologische Einlagerung in Deutschland ermöglicht werden. Weitere rechtliche Änderungen, um CCS voranzubringen, werden insbesondere mit der deutschen und mit der europäischen Carbon-Management-Strategie angestoßen.
- In Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für mehrere konkrete Anlagen unter Kostenannahmen für 2030 zeigen sich CCS oder CCU als wirtschaftlich nachteilig, selbst wenn eine Vergütung für CCS mit biogenem CO<sub>2</sub> (BECCS) rechtlich etabliert wird. Um wirtschaftlich vorteilhaft zu werden, müssten z. B. CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise auf über 150-200 €/t steigen, CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherkosten bei CCS auf unter 25-65 €/t fallen, ein deutlich positiver CO<sub>2</sub>-Marktwert bei CCU erzielbar sein oder diese Annahmen anteilig kombiniert vorliegen. Aufgrund von Skaleneffekten liegt eine wirtschaftliche Umsetzung für große Anlagen eher in Reichweite als für kleine. Die Tatsache, dass die zukünftigen finanziellen Randbedingungen sich einer verlässlichen Prognose entziehen, trägt dazu bei, dass die Mehrzahl der Anlagenbetreiber Zurückhaltung bei CCS/CCU zeigt.
- Als Abnehmer von CO<sub>2</sub> sind Großprojekte u.a. in der Nordsee in Entwicklung, um jährlich Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> geologisch einzulagern. Damit ist für CCS eine CO<sub>2</sub>-Senke in Sicht. Für CCU dagegen ist der bestehende CO<sub>2</sub>-Markt weitaus zu klein, um relevante Mengen aus der thermischen Abfallbehandlung aufzunehmen. Erst eine deutlich höhere Nachfrage würde CCU in der erforderlichen Größenordnung möglich machen.
- Eine bedeutsame Hürde ist die bislang fehlende großskalige CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur. Ein CO<sub>2</sub>-Transport per Lkw, Schiene oder Schiff ist insbesondere bei den großen bayerischen Anlagen kaum realistisch. Zum Transport per Pipeline liegen erst Machbarkeitsstudien vor. Für den Aufbau eines ersten CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes sind ab Planungsentscheidung rund 8 Jahre Bauzeit einzuplanen.
- Weitere Standortgegebenheiten, die eine Realisierung individuell erschweren können, sind begrenzte Wärmeverfügbarkeit, fehlender Platz oder ein hohes Anlagenalter.

Treibhausgas-Minderungspotenziale ökobilanzieller Art liegen in einer energetischen Optimierung der bestehenden Anlagen. Insbesondere durch die Maßnahmen Rauchgaswärmenutzung und Rauchgaskondensation kann die Energiebereitstellung aus der thermischen Abfallbehandlung erhöht werden, und externe Wärmenutzer, etwa Fernwärmenetze, können vermehrt mit Abwärme anstatt mit fossilen Brennstoffen versorgt werden.

## 8.2 Rolle von CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen in einer Gesamtstrategie zur Treibhausgas-Minderung

Um die Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen, sind Treibhausgasemissionen zunehmend zu begrenzen und zu verhindern. Dabei wird immer klarer: Selbst wenn alle greifbaren Minderungsoptionen tatkräftig umgesetzt werden, werden in einzelnen Sektoren schwer vermeidbare fossile Restemissionen bleiben – so im Agrarsektor, aber auch in der Zementindustrie und bei der thermischen Abfallbehandlung. Für das Ziel der Treibhausgasneutralität müssen diese Restemissionen entweder

- am Ort ihrer Entstehung abgefangen und eliminiert werden oder
- durch sogenannte Negativemissionen an anderer Stelle ausgeglichen werden.

Carbon Capture and Storage (CCS) von fossilen Emissionen zielt auf den ersteren Ansatz: Emissionen aus Punktquellen werden nicht in die Atmosphäre ausgestoßen, sondern abgeschieden und dauerhaft durch geologische Einspeicherung der Biosphäre entzogen. Der zweite Ansatz bedeutet: Biogene CO<sub>2</sub>-Mengen werden der Biosphäre entzogen. Dadurch können fossile CO<sub>2</sub>-Emissionen an anderer Stelle ausgeglichen werden. Wird CCS auf biogene CO<sub>2</sub>-Emissionen an Punktquellen angewendet, kann dies als Negativemissionen gewertet werden. In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) verwendet.

Da Abfälle sowohl fossilstämmige als auch biogene Kohlenstoffanteile enthalten, deckt CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen anteilig beide Ansätze ab. CCS in der thermischen Abfallbehandlung ist eine grundsätzlich geeignete Maßnahme zum Ausgleich schwer vermeidbarer Emissionen und für Negativemissionen.

Zu berücksichtigen ist dabei, dass CCS eine nachgeschaltete Umweltschutz-Maßnahme ist, eine End-Of-Pipe-Technologie. CCS hat Nachteile und Risiken, die gegenüber den Chancen abgewogen werden müssen:

- CCS mit seinen Prozessschritten Abscheidung, Transport und geologische Injektion ist mit einem finanziellen und Ressourcen-Aufwand verbunden.
- CCS bedarf Landes- oder Meeresflächen und verstärkt die menschliche Nutzung der betroffenen Gebiete bis hin zur Übernutzung, mit Folgen für die Ökologie.
- Bisherige CCS-Forschungsaktivitäten können plausible Hinweise für die Dichtheit der Lagerstätten über hunderte bis tausende von Jahren liefern, aber diese prinzipbedingt nicht empirisch belegen. Es verbleiben Klima und Umweltschutzrisiken durch Leckagen.

In einer Gesamtstrategie zur Treibhausgas-Minderung sollte CCS an thermischen Abfallbehandlungsanlagen daher wie folgt positioniert werden:

- Maßnahmen, um Treibhausgasemissionen erst gar nicht entstehen zu lassen (u.a. Energieeinsparung, Umstellung auf erneuerbare Energieträger und Rohstoffe), ist über alle Sektoren hinweg höchste Priorität zuzuweisen.
- CCS sollte im Umfang bis auf weiteres begrenzt werden. Es sollte nur auf schwer vermeidbare Treibhausgasemissionen angewendet werden.
- Die kurz- bis mittelfristige Umsetzung von CCS in der thermischen Abfallbehandlung erscheint sinnvoll, um CCS zu erproben und zu etablieren. Abfall und die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden aller Voraussicht nach langfristig weiterhin anfallen. Wenn zukünftig der biogene Abfallanteil zu Lasten des fossilstämmigen steigen wird, wird die Rolle der thermischen Abfallbehandlung als Erzeuger von Negativemissionen in den Vordergrund treten. (Alternativ übernimmt die thermischen Abfallbehandlung eine Rolle in einer Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft, s. Kapitel 8.4.)

**Exkurs: BECCS mit nachwachsenden Rohstoffen und Bioabfall**

Mittels CCS ermöglicht die Verbrennung biogener Abfallkomponenten im Siedlungsabfall Bio-Energy Carbon Capture and Storage (BECCS) und somit Negativemissionen. Eine Ausweitung dieses Vorgehens auf die direkte Verbrennung nachwachsender Rohstoffe würde gleichfalls Negativemissionen bewirken, hieße jedoch, auf eine vorige werkstoffliche Nutzung der nachwachsenden Rohstoffe zu verzichten (z. B. als Möbelholz). Dies erscheint aus Gründen der Effizienz und des Anbauflächenbedarfs in der Regel nicht sinnvoll. BECCS sollte auf biogene Abfallstoffe, nicht stofflich nutzbare Anbaunebenprodukte und minderqualitative Biomasse (z.B. Schadholz) beschränkt werden.

In diesem Zusammenhang sollten auch Bioabfälle betrachtet werden. Auch mit ihnen, würden sie der thermischen Abfallbehandlung (wieder) zugeführt, wäre BECCS erzielbar. Jedoch eignen sich Bioabfälle aufgrund des Wassergehalts und des somit geringen Heizwerts wenig für eine energetische Nutzung durch Verbrennung. Methode der Wahl ist aus Gründen der Energieeffizienz, aber auch aus Gründen der Wiederverwertung von organischen Substanzen und Nährstoffen, die getrennte Sammlung von Bioabfällen und die Verwertung in einer Vergärungsanlage. BECCS käme dann dennoch in Betracht, und zwar mit dem CO<sub>2</sub>, welches aus dem Biogas der Vergärungsanlage oder dem Biogas-Verbrennungsabgas abgetrennt wird.

**8.3 Eintrag von fossilem Kohlenstoff in die Wertschöpfungsketten vermeiden**

Klimaschutzpolitik und Klimaschutzmaßnahmen fokussierten bislang im Wesentlichen auf den Energiesektor, also die Vermeidung einer energetischen Nutzung von Erdgas, Erdöl und Kohle in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr. Wirksame regulatorische Ansätze, um die stoffliche Nutzung der fossilen Ressourcen einzugrenzen, fehlen dagegen bis dato weitgehend. (Allenfalls Vorgaben zu Recyclingquoten und zum Einsatz von Recyclingprodukten lenken in diese Richtung.) Der Eintrag von fossilem Kohlenstoff in die Wertschöpfungsketten führt indes unabwendbar zu fossilstämmigen CO<sub>2</sub>-Emissionen in weitgehend entsprechender Menge. Der Emissionsort dieser CO<sub>2</sub>-Mengen sind in Deutschland regulär die thermischen Abfallbehandlungsanlagen. (In anderen Ländern wird die Deponierung von Abfällen weiterhin praktiziert, mit weitaus höheren Klimaauswirkungen als bei einer thermischen Abfallbehandlung.)

Um Treibhausgasemissionen aus dieser stofflichen Nutzung erst gar nicht entstehen zu lassen, sollte an den Quellen angesetzt werden. Politisch-rechtliche Instrumente sind hierfür notwendig, die auf eine Abkehr von der stofflichen Nutzung von Erdgas, Erdöl und Kohle zielen.

**8.4 CCU und Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft**

Den Eintrag von fossilem Kohlenstoff in die Wertschöpfungsketten zu vermeiden ist gleichzeitig ein konstituierender Hebel einer Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft.

Die intensiviertere Anwendung der Abfall-Zielhierarchie speziell auf Güter oder daraus entstehende Abfälle, die fossilen Kohlenstoff enthalten, sollte zugleich angestrebt werden. Maßnahmen, die Abfallvermeidung, Wiederverwendung und Recycling voranbringen, sind angewandt auf fossilstämmige Abfälle ein weiterer Hebel zur Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft und damit zur Treibhausgas-Emissionsminderung.

Eine Kohlenstoff-Kreislaufführung ist auch nach energetischer Nutzung von Abfall über das resultierende CO<sub>2</sub> möglich. Bei diesem CCU-Ansatz ist zu bedenken: In chemischer Sicht bedarf der Stoff CO<sub>2</sub> eines erheblichen Energieeinsatzes, um wieder in Kohlenstoffverbindungen umgewandelt zu werden, aus denen dann wertschöpfend Güter produziert werden können. Abfälle energetisch zu nutzen, CO<sub>2</sub> zu produzieren und dieses wieder über Energieeinsatz aufzuwerten – letztlich unter deutlichen Verlusten – ist ineffizienter, als sie über die vorigen Stufen Wiederverwendung oder Recycling in die Produktionsketten zurückzubringen. Die Zielhierarchie der Abfallwirtschaft ist somit auch für die Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft Leitlinie einer gesamtwirtschaftlichen Effizienz. In dem Maß, in dem eine Kreislaufführung über CO<sub>2</sub> nicht umgangen werden kann, bedarf es einer verlässlichen Bereitstellung regenerativer Energie für diesen Zweck.

Die Ausgestaltung der Architektur und dann der politischen Instrumentierung einer Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft ist Gegenstand aktueller politischer Entscheidungsprozesse, insbesondere im Rahmen der europäischen Industrial Carbon Management Strategy, der deutschen Carbon-Management-Strategie, der deutschen Langfriststrategie Negativemissionen und des bayerischen Aktionsplans CCU/CCS. Diese Entscheidungsprozesse und die angestrebten Festlegungen für eine Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft sind zu begrüßen und sollten unterstützt werden.

Im Zuge der Ausgestaltung einer Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft sollte für die Betreiber thermischer Abfallbehandlungsanlagen die Frage geklärt werden, nach welchem Mechanismus für CCU – auch ohne dauerhafte Einbindung in Produkte – abgegebene CO<sub>2</sub>-Mengen den Bedarf an Emissionszertifikaten reduzieren oder anderweitig finanziell anerkannt werden.

## 8.5 Exkurs: Effizienzmaßnahmen

Die CO<sub>2</sub>-Emission über das Abgas stellt den mit Abstand größten Posten in der Treibhausgasbilanz der thermischen Abfallbehandlung dar. Daneben sollten Maßnahmen zur Minderung weiterer Bilanzposten der Treibhausgasbilanz angegangen werden. Die Nutzbarmachung von sensibler und latenter Wärme im Abgas sowie im Dampfstrang, aber auch Anlagenoptimierungen ermöglichen eine gesteigerte Wärmebereitstellung.

Dieser Treibhausgas-Minderungsansatz hat zwei Voraussetzungen, die je nach Einzelfall unterschiedlich ausgeprägt sind: Es bedarf zusätzlicher externer Abnehmer oder Abnahmemengen z. B. in Fernwärmenetzen oder Wärme-zu-Kälte-Prozessen. Und in der Abfallverbrennungsanlage müssen Abwärmepotenziale vorhanden und nutzbar sein; dabei ist gegebenenfalls der Energiebedarf einer CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage zu berücksichtigen.

Als Folge einer Wärmeversorgung externer Anwendungen mit Abwärme der Abfallverbrennungsanlage wird der Einsatz fossiler Energieträger bei diesen Anwendungen anteilig verdrängt. Dies lässt sich in einer Ökobilanz als Emissionsgutschrift verrechnen. Mit über die Zeit steigendem Einsatz erneuerbarer Energien in diesen externen Anwendungen fällt zwar die mittlere Emissionsminderungswirkung, d.h. der Vermeidungsfaktor. Doch angesichts weiterhin knapper Quellen erneuerbarer Energien ist der Ausbau der Wärmeversorgung durch thermische Abfallbehandlungsanlagen in jedem Fall eine wichtige Maßnahme.

Zu begrüßen sind in diesem Zusammenhang

- Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen an thermischen Abfallbehandlungsanlagen und
- Anreize für eine externe Wärmenutzung von verfügbarer Abwärme aus diesen Anlagen.

### Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen

Die 17. BImSchV setzt in § 13 Absatz 3 in Verbindung mit Anlage 7 Mindestwerte zur Energieeffizienz für Abfallverbrennungsanlagen fest. Dieser Regelungsansatz ist geeignet, starke Abweichungen von der besten verfügbaren Technik zu verhindern, jedoch nicht, Optimierungen beim Gros der Anlagen anzustoßen. Ansätze zur Optimierung der Energieeffizienz wurden in dieser Studie nach Art und Wirkung aufgezeigt. Die Umsetzungspotenziale sind jedoch anlagenspezifisch; ihre Realisierung kann schwerlich mittels übergreifender Grenzwerte gelenkt werden.

Ein besser geeignetes Lenkungsinstrument ist die Verpflichtung zur energetischen Analyse der Anlage und weitergehend zu Energiemanagementsystemen. Diesem Ansatz folgt das Energieeffizienzgesetz (EnEfG). Thermische Abfallbehandlungsanlagen, die den jeweiligen Abschnitten des EnEfG unterliegen, haben Abwärmepotenziale auszuweisen, Energie- oder Umweltmanagementsysteme zu etablieren und Energieeffizienzmaßnahmen vorzulegen.

Diese gesetzlichen Vorgaben unterstützen die Verbesserung der Energieeffizienz und sollten fortgeführt und weiterentwickelt werden.

### Anreize für die externe Wärmenutzung

Die Nutzung von Abwärme hat zuletzt insbesondere über das Gebäudeenergiegesetz (GEG) und das Wärmeplanungsgesetz (WPG) Anschub erhalten. Eigentümer müssen ihre Gebäude schrittweise auf eine klimafreundliche Wärmeversorgung umstellen, Wärmenetzbetreiber ihre Netze schrittweise auf erneuerbaren Wärmequellen oder unvermeidbare Abwärme. Dies veranlasst alle Beteiligten, verfügbare Wärmequellen – also auch Abwärme aus der thermischen Abfallbehandlung – zu prüfen. Dieser gesetzliche Ansatz sollte weiterentwickelt und durch untergesetzliche Regelungen sekundiert werden.

Zu ergänzen ist: Nutzbare Abwärmepotenziale sind desto größer, je niedriger die geforderten Temperaturniveaus der Wärmeabnehmer sind. Gerade bei klassischen heißen Wärmenetzen – teils mit Vorlauftemperaturen über 100 °C – sollten Bestrebungen dahin gehen, auf Dauer niedrigere Vorlauf- und Rücklauftemperaturen zu ermöglichen und zu erzielen.

## 8.6 Gesetzliche Voraussetzungen für CCS schaffen

Wesentliche notwendige gesetzliche Anpassungen, um CCS zu ermöglichen, wurden in den Eckpunkten der Bundesregierung zu einer Carbon-Management-Strategie (BMWK 2024) bereits benannt und zum Teil im Entwurf zum KSPtG vom 29.05.2024 zur Umsetzung vorgelegt:

- Regulierungsrahmen für den Bau von CO<sub>2</sub>-Pipelines in privater Trägerschaft
- Ratifizierung der Änderung des London-Protokolls zur Ermöglichung des CO<sub>2</sub>-Exports für eine Offshore-Speicherung
- Ermöglichung einer Offshore-Speicherung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone
- Ermöglichung einer Onshore-Speicherung über ein Opt-in für Bundesländer

Weitere gesetzliche Anpassungen, um die Realisierung von CCS in der thermischen Abfallbehandlung zu unterstützen, sollten geprüft werden:

- Anerkennung von BECCS im Emissionshandelssystem
- Berücksichtigung von CCU im Emissionshandelssystem auch ohne dauerhafte Einbindung in Produkte
- Anpassungen der 17. BImSchV, um durch eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung gegebenenfalls erhöhte Emissionskonzentrationen (bei gleichen oder geminderten Emissionsfrachten) zu erlauben
- Regelungen für die Emission von Carbon-Capture-Chemikalien und deren Abbauprodukten, insbesondere aus einer Aminwäsche (Stichwort Nitrosamine)
- Aufhebung des Einleitverbots von Abwasser aus der Rauchgasreinigung von Hausmüllverbrennungsanlagen nach Abwasserverordnung Anhang 33 zumindest für Kondensat aus der Rauchgaskondensation
- Änderung des Stromsteuergesetzes (StromStG), sodass für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung genutzter Kraftwerks-Eigenstrom nicht stromsteuerpflichtig wird

Der Aufwand für Genehmigungsverfahren wird von den Betreibern thermischer Abfallbehandlungsanlagen als eine Hürde bei der Realisierung von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen genannt. Die Fachbehörden sind dabei grundsätzlich mit Genehmigungen im Bereich des chemischen Anlagenbaus vertraut. Sie aktualisieren ihre Expertise zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung beispielsweise auf Fachtagungen und in Behördenfachgesprächen. Darauf aufbauend sollten für Genehmigungsverfahren die gesetzlichen Vorgaben möglichst länderübergreifend abgestimmt sowie zügig und unter Mitberücksichtigung der Klimaschutzziele vollzogen werden.

## 8.7 Geologische CO<sub>2</sub>-Einspeicherung für CCS ermöglichen

Momentan werden in Europa Standorte aufgebaut, um CO<sub>2</sub> geologisch einzuspeichern, vor allem in der Nordsee. Für die bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen und für weitere bayerische Quellen schwer vermeidbarer CO<sub>2</sub>-Emissionen bedeutet dies einen langen Transportweg. Auch kann der Zeitraum, bis durchgängige Pipelineverbindungen etabliert sind, lange sein. Daher wird vorgeschlagen, eine geologische CO<sub>2</sub>-Einlagerung an Standorten in Bayern zu prüfen und zu planen, verbunden mit einem bayerischen Opt-In für Onshore-CCS-Speicher entsprechend dem Entwurf zum KSpTG.

## 8.8 Infrastruktur

Eine CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur in privater Trägerschaft wird nur entstehen, wenn potenzielle Betreiber die Investitionen und das Investitionsrisiko tragen können. Die notwendigen Vorleistungen sind hoch, selbst wenn eine langfristige Amortisation gesichert wäre. Zudem unterliegt das Geschäftsmodell CO<sub>2</sub>-Transport erheblichen Unwägbarkeiten. In der aktuellen Situation kann nicht erwartet werden, dass die potenziellen Betreiber über vorliegende Machbarkeitsstudien hinaus weiter voranschreiten und Investitionsentscheidungen fällen.

Der CO<sub>2</sub>-Transport ist indes eine zentrale Voraussetzung, sowohl um CO<sub>2</sub> abscheiden und abgeben zu können als auch um ein Geschäftsmodell basierend auf dem Rohstoff CO<sub>2</sub> zu etablieren (Senken). Gerade CCS, das einer Umsetzung näher erscheint als CCU, benötigt eine lange durchgehende Verbindung beispielsweise bis zur Nordsee. Das System kann zwar mit ersten CO<sub>2</sub>-Quellen und Senken anlaufen, jedoch nicht mit nur ersten Pipeline-Abschnitten. Dabei ist der CO<sub>2</sub>-Netzbau voraussichtlich auch zeitlich der kritischste Pfad im Gesamtprojekt.

Daher sollten ein staatlich geregelter Investitionsansub und eine Risikoabsicherung für den Bau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur geprüft werden.

Ein diskriminierungsfreier Zugang zu den CO<sub>2</sub>-Netzen sollte über rechtliche Regelungen gewährleistet werden.

## 8.9 CO<sub>2</sub>-Abscheidung in der thermischen Abfallbehandlung

Auch die fragliche Wirtschaftlichkeit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Bayern ist eine Hürde, die es zu überwinden gilt, damit Investitionsentscheidungen getroffen werden können. Dabei unterliegen Anlagen in kommunaler Hand dem Wirtschaftlichkeitsgebot, d.h. sie sind gehalten, sparsam zu planen und zu wirtschaften. Unwirtschaftliche Investitionen widersprechen diesem Gebot.

Daher sind Anreize erforderlich, um die Investitionen wirtschaftlich attraktiver zu machen.

Weitergehend unterstützend wirken würde eine Abfederung des Risikos für Betriebs und Verbrauchskosten der Anlagen, insbesondere angesichts schwer prognostizierbarer Emissionszertifikatkosten – beispielsweise durch eine Differenzkostenförderung. Die damit entstehende Planungssicherheit würde Umsetzungsentscheidungen erheblich begünstigen.

Besonders Pionier-Realisierungen von Carbon Capture sollten von der öffentlichen Hand in geeigneter Weise unterstützt werden. Pioniere haben in aller Regel Lehrgeld zu zahlen, können dann aber ihre erworbenen Erkenntnisse für weitere, optimierte Realisierungen einbringen. Die Unterstützung wird sinnvollerweise mit einer Pflicht zum Transfer solcher Erkenntnisse verbunden.

In Anbetracht einiger grundsätzlich vielversprechender, jedoch noch in Entwicklung befindlicher Abscheidetechnologien können gezielte F&E-Förderprogramme den Stand der Technik voranbringen, um derzeit noch bestehende technisch-wirtschaftliche Hürden zu überwinden und auch Fragen im Bereich

Immissionsschutz zu klären. Da einige Carbon-Capture-Technologien einen mittleren technischen Entwicklungsstatus aufweisen (TRL 5-6), ist insbesondere die Förderung von Pilot und Demonstrationsinstallationen interessant.

Zur Frage, ob alle bayerischen thermischen Abfallbehandlungsanlagen mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung versehen werden sollten, oder nur einzelne, kann zum jetzigen Zeitpunkt kein umfassendes Bild gezeichnet werden. Empfohlen werden kann, Hürden zu beseitigen, damit Anlagen mit grundsätzlich günstigen Voraussetzungen (Anlagengröße, Baualter, Anbindung Infrastruktur, Platzverfügbarkeit) innerhalb der nächsten 1-3 Jahre in die Detailplanungen einsteigen können und bei Vorliegen einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur sowie von CO<sub>2</sub>-Senken umgehend in Betrieb gehen können.

Wenn einige Anlagen in Deutschland zukünftig CO<sub>2</sub> abscheiden und andere nicht, und dadurch abweichende Kostenstrukturen entstehen, kann dies zu Standortvor- und -nachteilen führen. Diese Thematik ist zu beachten. Wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf der Grundlage steigender Zertifikatkosten bei einigen Anlagen wirtschaftlich vorteilhaft, ist dies indes ein im Emissionshandelssystem intendierter Effekt, der bewirkt, dass die günstigsten CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen zuerst realisiert werden. Die Frage von Standortvor- und -nachteilen stellt sich auch für die grenzüberschreitende Abfallverbringung.

## Literatur

- ACCSESS 2024: Our contribution to ACCSESS. Website, SINTEF Energy Research.  
www.projectaccess.eu/partners/hafslund-oslo-celsio (Zugriff am 14.03.2024)
- Air Liquid 2023: Technology Handbook; Air Liquid Engineering & Construction;  
2023. <https://engineering.airliquide.com/sites/engineering/files/2022-09/technohandbook11oct.pdf> (Zugriff am 08.11.2024)
- Anger, H. et al. (2024): CO<sub>2</sub>-Einsatz in der thermischen Abfallverwertung. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.):  
Abfallwirtschaft und Energie, Band 1, Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin
- AVR 2022: CO<sub>2</sub>-capture plant. Website, AVR Afvalverwerking BV, Rotterdam Botlek, Niederlande.  
www.avr.nl/en/optimal-process/CO<sub>2</sub>-capture-plant (Zugriff am 25.01.2024)
- Bayerischer Landtag 2022: Stand der Ammoniak-, Düngemittel- und Kohlendioxidindustrie in Bayern.  
Drucksache 18 / 24586. Bayerischer Landtag, München
- Bayernets 2024a: CO<sub>2</sub>-Infrastruktur. Website, Bayernets GmbH. [www.co2peline.com/#co2netz](http://www.co2peline.com/#co2netz)  
(Zugriff am 19.03.2024)
- Bayernets 2024b: Interview am 30.10.2024 und persönliche Mitteilung J. Goebel am 6.12.2024
- Bayernets 2024c: Kurzfassung der Machbarkeitsstudie zur Realisierung einer grenzüberschreitenden  
CO<sub>2</sub>-Transportleitung zwischen Bayern und Oberösterreich, sowie Anbindung an einen  
nationalen CO<sub>2</sub>-Backbone. Bayernets GmbH, München
- Beton 2024: Erste CO<sub>2</sub>-Rückgewinnungsanlage in der Zementindustrie Österreichs. Website,  
InformationsZentrum Beton GmbH, [www.beton.org/news/aus-der-branche/details/erste-co2-rueckgewinnungsanlage](http://www.beton.org/news/aus-der-branche/details/erste-co2-rueckgewinnungsanlage) (Zugriff am 19.03.2024)
- Bisinella, V.; Hulgaard, T.; Ribber, C. et al. (2021): Environmental assessment of carbon capture and  
storage (CCS) as a post-treatment technology in waste incineration.  
Waste Management 128, pp. 99-113
- BMWK 2024: Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. 26. Februar 2024.  
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin
- Böing, F.; Regett, A. (2019): Hourly CO<sub>2</sub> Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in  
Future Multi-Energy Systems. Energies 2019, 12, 2260
- Borhani, T.N.G. et al. (2015): CO<sub>2</sub> capture with potassium carbonate solutions:  
A state-of-the-art review. International journal of greenhouse gas control 41, pp.142-162
- CSD 2023: GEVAG und Holcim – Bericht zur Vorstudie Carbon Capture and Storage.  
CSD Ingenieure AG, Chur. [https://vbsa-co2.ch/uploads/1/4/4/3/144336218/csd\\_bericht\\_nov\\_2023.pdf](https://vbsa-co2.ch/uploads/1/4/4/3/144336218/csd_bericht_nov_2023.pdf) (Zugriff am 19.03.2024)
- Cuéllar-Franca, R. M.; Azapagic, A. (2015): Carbon capture, storage and utilization technologies:  
A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts.  
In: Journal of CO<sub>2</sub> Utilization, 9, Elsevier Ltd, pp. 82-102
- Di Maria, A. et al. (2020): Environmental assessment of CO<sub>2</sub> mineralisation for sustainable  
construction materials. International Journal of Greenhouse Gas Control, 93, 102882.
- Dietz, W.; Schönemann, M.; Seitz, M.; Thiel, N.; Rommel W. (2024): Nutzungsmöglichkeiten und Potenziale  
bei Abfallbehandlungsanlagen zur Sektorenkopplung, Energiebereitstellung und CO<sub>2</sub>-  
Abscheidung. UBA-Texte 113/2024, Umweltbundesamt (Hg.), Dessau-Roßlau
- Dietz, W.; Schipf, R.; Rommel, W. (2025): CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Abfallverbrennungsanlagen: Technische  
Optionen, wirtschaftliche Einstufung und Treibhausgasbilanz. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.):  
Abfallwirtschaft und Energie, Band 2, Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin 2025

- Ditaranto, M.; Becidan, M.; Stuen, J. (2019): Opportunities for CO<sub>2</sub> Capture in the Waste-to-Energy Sector. In: Thiel S., Thomé-Kozmiensky E., Winter F., Juchelková D. (Hrsg.): Waste Management, Volume 9 – Waste-to-Energy. Thomé-Kozmiensky Verlag, Neuruppin, S. 319-328.
- DVGW 2014: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten. Bonn 2014. [www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3\\_01\\_13.pdf](http://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g3_01_13.pdf) (Zugriff am 19.03.2024)
- EC 2014: Technology readiness levels (TRL). HORIZON 2020 – Work Programme 2014-2015 General Annexes G., [https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014\\_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf) (Zugriff am 16.12.2024)
- ECRA 2022: The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing – Current Technologies and their Future Development. European Cement Research Academy (Ed.), Duesseldorf, <https://ecra-online.org/research/technology-papers>
- EIGA 2020: Minimum Specifications For Food Gas Applications. Doc 126/20. European Industrial Gases Association AISBL, Brüssel
- Endres, S. (2022): CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie für TAB in den Niederlanden. Konferenzband zu 34. VDI- /ITAD-Fachkonferenz Thermische Abfallbehandlung 2022 in Würzburg. VDI Wissensforum, Düsseldorf
- Erich, E.; Berry, A.; Telge, S. (2010). Alkalicarbonatwäsche für die Entfernung von Kohlendioxid aus Rauchgasen fossil befeuerter Kraftwerke als robuste Alternative zu Aminwäschen. Schlussbericht AIF-Vorhaben 15653. Institut für Energie- und Umwelttechnik e. V., Duisburg. [www.iuta.de/igf-docs/abschlussbericht\\_15653.pdf](http://www.iuta.de/igf-docs/abschlussbericht_15653.pdf) (Zugriff am 26.03.2024)
- EUWID 2024: Die AWG testet zwei Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung an der TAB Wuppertal. EUWID REcycling und Entsorgung 28/2024, EUWID Europäischer Wirtschaftsdienst GmbH, Gernsbach
- Galloy, A. (2014): Experimentelle Untersuchungen an einer Carbonate Looping Versuchsanlage mit 1 MW thermischer Leistung. Dissertation im Fachbereich Maschinenbau der Technischen Universität Darmstadt
- Greensand 2023: Project Greensand has stored CO<sub>2</sub>. Website, Project Greensand. [www.projectgreensand.com/en](http://www.projectgreensand.com/en) (Zugriff am 19.03.2024)
- Haaf, M.; Anantharaman, R.; Roussanaly, S.; Ströhle, J.; Epple, B. (2020): CO<sub>2</sub> capture from waste-to-energy plants: Techno-economic assessment of novel integration concepts of calcium looping technology. Resources, Conservation and Recycling 162, p. 104973
- Hamrin, S. (2017): Method And Plant For CO<sub>2</sub> Capture (WO 2017/042163 A1). World Intellectual Property Organisation
- Heidelberg Materials 2024: Lengfurt – CO<sub>2</sub> abscheiden und wiederverwerten. Website, Heidelberg Materials AG, [www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/lengfurt/cap2u-projekt](http://www.heidelbergmaterials.de/de/zement/zementwerke/lengfurt/cap2u-projekt) (Zugriff am 19.03.2024)
- Heinrich, D. (2022): Abgaskondensation hinter MVA zur Steigerung des Gesamtanlagenwirkungsgrades. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 19. Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin
- Heinrich, D., Schönsteiner, M. (2023): Möglichkeiten und Hürden der Integration von Carbon Capture an einer thermischen Abfallbehandlungsanlage. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 20. Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin
- Hu, G. et al. (2016): Carbon dioxide absorption into promoted potassium carbonate solutions: A review. International Journal of Greenhouse Gas Control 53, pp.28-40.
- Hitachi Zosen Inova AG 2023: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Behandlung Kehrriichtverwertungsanlage Horgen. Entsorgung Zimmerberg, <https://vbsa-co2.ch/2023.html> (Zugriff am 01.07.2024)

- Icha, P.; Lauf, T. (2024): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2023. *Climate change* 23/2024. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
- IEEFA 2022: Carbon Capture and Storage. Institute for Energy Economics & Financial Analysis, Website-Artikel [https://ieefa.org/ccs?hss\\_channel=tw-2826917226](https://ieefa.org/ccs?hss_channel=tw-2826917226) (Zugriff am 06.03.2024)
- IKTS 2024: Dezentrale Sauerstoffproduktion; Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS; Hermsdorf
- IndustrieGaseVerband 2018: Leitlinien für gute Verfahrenspraxis zur Herstellung, Abfüllung und Distribution von Lebensmittelgasen. GV-TL-01L-Rev1. IndustrieGaseVerband e.V., Berlin
- IPCC 2005: IPCC Special Report - Carbon Dioxide Capture and Storage. Technical Summary. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Genf, Schweiz. [www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage](http://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage) (Zugriff am 19.03.2024)
- Kähler, F.; Carus, M.; Porc, O.; vom Berg, C. (2021): Turning off the tap for fossil carbon. nova-Institut GmbH, Hürth
- Kammerer, S.; Borho, I.; Jung, J.; Schmidt, M.S. (2023) : Review: CO<sub>2</sub> capturing methods of the last two decades. *International Journal of Environmental Science and Technology* 20, pp. 8087-8104
- Khan, U. et al. (2023): Assessing absorption-based CO<sub>2</sub> capture: Research progress and techno-economic assessment overview. *Carbon Capture Science & Technology* 8, 100125.
- Lausitzer Rundschau 2014: Vattenfall setzt auf CCS-Kraftwerk in Kanada. Artikel vom 09. April 2014. [https://web.archive.org/web/20180402225651/https://www.lr-online.de/nachrichten/vattenfall-setzt-auf-ccs-kraftwerk-in-kanada\\_aid-4758676](https://web.archive.org/web/20180402225651/https://www.lr-online.de/nachrichten/vattenfall-setzt-auf-ccs-kraftwerk-in-kanada_aid-4758676) (Zugriff am 07.03.2024)
- Lehner, M., Ellersdorfer, M., Treimer, R. et al. (2012): Carbon Capture and Utilization (CCU) – Verfahrenswege und deren Bewertung. *BHM Berg- und Hüttenmännische Monatshefte* 157 (2), S. 63–69
- LfStat (2023): Treibhausgasemissionen nach Gasen in Bayern 1990 bis 2023; Bayerisches Landesamt für Statistik; [www.statistik.bayern.de/statistik/bauen\\_wohnen/klima\\_luft/index.html](http://www.statistik.bayern.de/statistik/bauen_wohnen/klima_luft/index.html) (Zugriff am 13.12.2024)
- Lu, H.; Ma, X.; Huang, K.; Lingdi Fu, L.; Azimi, M. (2020): Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review. *Journal of Cleaner Production* 266, 121994
- Lu, G.; Wang, Z.; Bhatti, H. et al. (2023). Recent progress in carbon dioxide capture technologies: A review. *Clean Energy Science and Technology* Vol. 1, No. 1. doi: 10.18686/cest.v1i1.32
- Martin 2013: Martin Syncom-Plus. Verfahrensbeschreibung, [www.martingmbh.de/media/files/Technologie/SYNCOM\\_Plus18.pdf](http://www.martingmbh.de/media/files/Technologie/SYNCOM_Plus18.pdf). Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik, München (Zugriff am 07.03.2024)
- Martin 2018: Thermische Abfallbehandlungsanlage TBA Arnoldstein, Österreich. Anlagenbeschreibung 2018, [www.martingmbh.de/media/files/Anlagen/Arnoldstein18.pdf](http://www.martingmbh.de/media/files/Anlagen/Arnoldstein18.pdf). Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik, München (Zugriff am 07.03.2024)
- Mirza, N.; Kearns, D. (2022): State of the art: CCS technologies 2022. Global CCS Institute, Docklands, Australia
- MIT 2016: Massachusetts Institute of Technology, Carbon Capture & Sequestration Technologies, MIT Energy Initiative: Carbon Capture and Sequestration Project Database. Cambridge, USA. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects> (Zugriff am 07.03.2024)
- Mokrzycki, J.; Baran, P.; Gazda-Grzywacz, M.; Bator, J.; Wróbel, W.; Zarębska, K. (2023): Decarbonization of Energy Sector by CO<sub>2</sub> Sequestration in Waste Incineration Fly Ash and Its Utilization as Raw Material for Alkali Activation. *Materials* 2023, 16, 6094. <https://doi.org/10.3390/ma16186094>

- Moser, P. et al. (2018): OASE® blue – Optimierte CO<sub>2</sub>-Abtrenntechnik als Ergebnis des 10-jährigen Entwicklungsprogramms von BASF, Linde und RWE Power im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem. VGB PowerTech 1, S. 43-49.
- Neuwahl F., Cusano G., Benavides J., Holbrook S., Roudier S. (2019): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration; EUR 29971 EN; doi: 10.2760/761437
- Northern Lights (2024): How to store CO<sub>2</sub> with Northern Lights. Website, Northern Lights JV DA (Joint Venture von Equinor, Shell und TotalEnergies), Norwegen. <https://norlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights> (Zugriff am 16.12.2024)
- OGE 2023: Unser CO<sub>2</sub>-Transportnetz startet. Website, Open Grid Europe GmbH. <https://oge.net/de/co2/co2-netz> (Zugriff am 28.11.2024)
- Pleier, A.; Kracht, H.; Guminski, A. (2023): Analyse CO<sub>2</sub>-Infrastrukturbedarf in Bayern. FfE, Hg.: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., München, Oktober 2023
- Saipem 2023: Pressenotizen, [www.saipem.com/en/media/press-releases/2023-09-07/net-zero-saipem-launches-bluezymetm-most-sustainable-solution-co2](http://www.saipem.com/en/media/press-releases/2023-09-07/net-zero-saipem-launches-bluezymetm-most-sustainable-solution-co2), [www.saipem.com/en/media/press-releases/2023-12-18/saipem-and-valmet-signed-memorandum-understanding-develop](http://www.saipem.com/en/media/press-releases/2023-12-18/saipem-and-valmet-signed-memorandum-understanding-develop) (Zugriffe vom 03.01.2024)
- Schmitt, S. (2024): Kostengünstige CO<sub>2</sub>-Abscheidung durch Verbrennung von Sekundärbrennstoffen aus Abfällen mit Chemical Looping Combustion. In: Thiel, S. et al. (Hrsg.): Abfallwirtschaft und Energie, Band 1, Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin
- Serpa, J.; Morbee, J.; Tzimas, E. (2011): Technical and economic characteristics of a CO<sub>2</sub> transmission pipeline infrastructure. JRC62502, European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy, Petten, The Netherlands, pp. 1-43.
- Smith, E. et al. (2021): The cost of CO<sub>2</sub> transport and storage in global integrated assessment modeling. International Journal of Greenhouse Gas Control 109, p.103367
- TEER 2024: UBA Refoplan – OxyWaste. Website. RWTH Aachen, Lehr- und Forschungsgebiet Thermoprozesse und Emissionsminderung in der Entsorgungs- und Recyclingwirtschaft (TEER), (Zugriff am 12.11.2024)
- Tumara, D.; Uihlein, A.; Hidalgo Gonzalez, I. (2024): Shaping the future CO<sub>2</sub> transport network for Europe. JRC136709. European Commission, Joint Research Center. Publications Office of the European Union, Luxembourg. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/582433> (Zugriff am 19.03.2024)
- UBA 2024: Innovative Techniken: Verbesserung der Ressourcen- und Energieeffizienz bei der thermischen Abfallbehandlung – Leistungsbeschreibung. ReFoPlan 2024, Ausschreibung des Umweltbundesamtes vom 28.03.2024, Dessau-Roßlau, [www.evergabe-online.de](http://www.evergabe-online.de) (Zugriff am 29.04.2024)
- VDZ 2024: Anforderungen an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung; Verein Deutscher Zementwerke e.V. (Hg.); Düsseldorf; 2024
- Vodegel, S.; Müller, F.; Scharf, R. (2022): Modellierung und Entwicklung der Dekarbonisierung einer Abfallverbrennungsanlage – Das Vorhaben DrACO<sub>2</sub>. Präsentation auf der 34. VDI-/ITAD-Konferenz Thermische Abfallbehandlung, 21.-22.09.2022, Würzburg. VDI Wissensforum
- Warnecke, R.; Zwiellehner, M. H.; Grafmans, F.; Müller, V. (2017): Beschreibung des Transports in der Brennstoffaufgabe, Teil 1: Brennstoffcharakterisierung, Teil 2: Brennstofftransport. (Tabelle 3-4) 16. VDI-Fachkonferenz Feuerung und Kessel – Beläge und Korrosion – in Großfeuerungsanlagen, 30.-31.05. 2017, Hamburg. VDI Wissensform, <https://gks-sw.de/images/pdf2017/193-VDI-WF-FuK-17-Brennstoffcharakterisierung-Warnecke-manu.pdf> (Zugriff am 11.11.2024)

- Warnecke, R. (2025): TAB im Zentrum der Kreislaufwirtschaft – Roxyfuel für die energiesparende CO<sub>2</sub>-Lieferung In: Thiel, S. et al. (Hrsg.): Abfallwirtschaft und Energie, Band 2, Thomé-Kozmiensky Verlag GmbH, Neuruppin 2025
- Weghaus, M. (2023): Verfügbare Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Einsatzgebiete bei sich verändernden Energiesystemen. In: 14. Bayerische Immissionsschutztag, KUMAS Kompetenzzentrum Umwelt e. V., Augsburg
- Wissenschaftliche Dienste (2023): Sachstand Kohlendioxid für die Getränkeindustrie. Deutscher Bundestag, [www.bundestag.de/resource/blob/928746/e3972b3e022480ba08bd92e8f06dfac7/WD-8-080-22-pdf-data.pdf](http://www.bundestag.de/resource/blob/928746/e3972b3e022480ba08bd92e8f06dfac7/WD-8-080-22-pdf-data.pdf) (Zugriff am 28.01.2025)
- Witkowski, A.; Majkut, M.; Rulik, S. (2014): Analysis of pipeline transportation systems for carbon dioxide sequestration. Archives of thermodynamics 35(1), pp.117-140
- WNA 2024: Häufig gestellte Fragen zum Mainausbau (FAQ); Wasserstraßen-Neubauamt Aschaffenburg; [www.wna-aschaffenburg.wsv.de/Webs/WNA/WNA-Aschaffenburg/DE/Projekte/Projekte\\_am\\_Main/Fahrinne/Fahrinne\\_faq\\_text.html](http://www.wna-aschaffenburg.wsv.de/Webs/WNA/WNA-Aschaffenburg/DE/Projekte/Projekte_am_Main/Fahrinne/Fahrinne_faq_text.html) (Zugriff am 08.11.2024)
- Yara 2024: Yara weiht größten Elektrolyseur Europas ein: „Ein wichtiger Meilenstein“. [www.yara.de/news-veranstaltungen/news/yara-weiht-groessten-elektrolyseur-europas-ein](http://www.yara.de/news-veranstaltungen/news/yara-weiht-groessten-elektrolyseur-europas-ein) (Zugriff am 08.11.2024)
- ZAR 2024: persönliche Mitteilung, Stiftung Zentrum für nachhaltige Abfall- und Ressourcennutzung (ZAR)
- ZEP 2022: European Zero Emissions Technology & Innovation Platform: CCS/CCU projects. Brussels, Belgium. <https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/css-ccu-projects> (Zugriff am 07.03.2024)
- Zorbach, I. (2021): CCS for EfW plants: A cost analysis – Oxyfuel, MEA an Carbonate Looping technologies compared; Steinmüller Babcock Environment; VDI-/ITAD-Spezialtag: Transformation der TAB zur Multioutputanlage; 14.09.2021; Würzburg
- ZUG 2023: KEI begleitet Pionierprojekt zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung in der Zementindustrie. Zukunft-Umwelt-Gesellschaft (ZUG) gGmbH, Berlin. [www.z-u-g.org/meldungen/kei-begleitet-pionierprojekt-zur-co2-abscheidung-in-der-zementindustrie](http://www.z-u-g.org/meldungen/kei-begleitet-pionierprojekt-zur-co2-abscheidung-in-der-zementindustrie) (Zugriff am 07.03.2024)
- Zukunft Gas 2024: Infrastruktur für den Transport von CO<sub>2</sub>. Zukunft Gas GmbH, Berlin, <https://gas.info/carbon-management/co2-netz> (Zugriff am 01.10.2024)

## Abkürzungsverzeichnis

AbwV	Verordnung über Anforderungen an das Einleiten von Abwasser in Gewässer (Abwasserverordnung)
ATAB	Arbeitsgemeinschaft der Betreiber thermischer Abfallbehandlungsanlagen in Bayern e.V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage: Negativ-Treibhausgasemissionen durch dauerhafte Speicherung biogener CO <sub>2</sub> -Mengen
BEHG	Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz)
BImSchG	Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz)
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
CCS	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CCU	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -Verwendung (Carbon Capture and Utilization)
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EBEV2030	Emissionsberichterstattungsverordnung 2030
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnEFG	Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (Energieeffizienzgesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU-ETS	europäisches Emissionshandelssystem
FEED	Front End Engineering Design, Planungsphase im Anlagenbau
GEG	Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz)
KSpG, KSpTG	Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG); im Revisionsentwurf 2024: Kohlendioxid-Speicherungs- und -Transportgesetz (KSpTG)
LfU	Bayerisches Landesamt für Umwelt
MEA	Monoethanolamin
MHKW	Müllheizkraftwerk
MKW	Müllkraftwerk
MVA	Müllverbrennungsanlage
StMUV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz
StromStG	Stromsteuergesetz
TAB	thermische Abfallbehandlung
THG	Treibhausgase, Treibhausgasemissionen
TRL	Technology Readiness Level, Bewertung des Entwicklungsstands neuer Technologien nach EU-Definition (EC 2014)
WPG	Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz)

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vollständigkeit der erfassten Daten (relevante Parameter) mit Differenzierung nach Quelle Erfassungsbogen ATAB und Ergänzung aus weiteren Quellen (s. Kapitel 2.1)	3
Abbildung 2:	Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen	3
Abbildung 3:	Karte der erfassten Anlagen mit Anlagengrößen	4
Abbildung 4:	Auftragung Netto-Stromwirkungsgrad über Netto-Wärmewirkungsgrad der untersuchten Anlagen	6
Abbildung 5:	Auftragung CO <sub>2</sub> -Volumenkonzentration im Rauchgas (Betreiberangaben) über dem spezifischen Rauchgas-Volumenstrom je Tonne Abfall der untersuchten Anlagen, sowie Iso-Linien für die spezifische CO <sub>2</sub> -Emission je Tonne Abfall	6
Abbildung 6:	Schema einer Aminwäsche mit Elementen der Wärmerückgewinnung (eigene Darstellung)	10
Abbildung 7:	Spezifische Investitionskosten einer Aminwäsche-Abscheideanlage nach Literaturangaben.	12
Abbildung 8:	Energieaufwand je Tonne CO <sub>2</sub> zur Kompression bei unterschiedlichen CO <sub>2</sub> -Volumenkonzentrationen im Rauchgas	17
Abbildung 9:	Gegenüberstellung der Strombedarfe (Blautöne) und Wärmeströme (Violettöne) von Aminwäsche und Kondensations-CO <sub>2</sub> -Abscheidung bei 10 Vol.-% CO <sub>2</sub> -Konzentration im Rauchgas sowie für ein Oxyfuel-Verfahren mit CO <sub>2</sub> -Kondensation bei 78 Vol.-%	18
Abbildung 10:	Lastganganalyse der verfügbaren Dampfmengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche	30
Abbildung 11:	Lastganganalyse der Fernwärmemengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche	31
Abbildung 12:	Lastganganalyse der verfügbaren Dampfmengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche mit eingeschränkter Turbine	32
Abbildung 13:	Lastganganalyse der Fernwärmemengen im Musterfall bei Betrieb einer Aminwäsche mit eingeschränkter Turbine	32
Abbildung 14:	Wirtschaftlichkeit der Realisierung einer Aminwäsche an der Musteranlage mit einer flexiblen Turbine. Änderungen gegenüber der Situation ohne CO <sub>2</sub> -Abscheidung im Jahr 2030 für CCS und CCU	33
Abbildung 15:	Skizze eines zeitlichen Pfades zur Umsetzung von CCS/CCU an thermischen Abfallbehandlungsanlagen	45

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Statistische Auswertung wesentlicher Parameter	5
Tabelle 2:	CO <sub>2</sub> -Zertifikatkosten gemäß BEHG für eine thermische Abfallbehandlungsanlage mit einem Abfalldurchsatz von 220.000 t/a (bei gleichbleibendem Abfalldurchsatz und biogenem Anteil von 52,8 %), pro Tonne Abfall und für alle bayerischen Siedlungsabfall-Verbrennungsanlagen 7	
Tabelle 3:	CO <sub>2</sub> -Abscheideprinzipien und -verfahren für Post-Combustion (nach Cuéllar-Franca 2015, Lu 2023, Galloy 2014, Weghaus 2023) sowie technologischer Reifegrad TRL für die vorgesehene Anwendung (eigene TRL-Einstufung angelehnt an ECRA 2022, Weghaus 2023, Haaf 2020 u.a.)	8
Tabelle 4:	Kennwerte der CO <sub>2</sub> -Abscheidung durch Aminwäsche. Spezifische Werte bezogen auf Masse abgeschiedenes CO <sub>2</sub> . Kosten in € 2024. Abgleich von Literaturangaben	11
Tabelle 5:	Realisierungsbeispiele und Planungen einer CO <sub>2</sub> -Abscheidung an Abfallverbrennungsanlagen, mit Status über Machbarkeitsstudie hinaus (Internet- und Literaturrecherche, Stand November 2024)	14
Tabelle 6:	Verbrennungsbilanz bei konventioneller Verbrennung und bei Oxyfuel-Varianten mit unterschiedlichen Sauerstoff-Reinheitsgraden, sowie elektrischer Energiebedarf bei den Oxyfuel-Varianten. Bezugsgrößen: Abfall-Originalsubstanz oder abgeschiedene CO <sub>2</sub> -Menge	17
Tabelle 7:	Nötige Elektrolyseurgröße zur Bereitstellung von O <sub>2</sub> -Mengen für eine Oxyfuel-Realisierung am Beispiel einer typischen Anlagengröße	19
Tabelle 8:	CO <sub>2</sub> -Transportkapazitäten und jährliche nötige Transportzyklen unterschiedlicher Transportmittel. Angesetzte Abscheiderate bei der thermischen Abfallbehandlung 90 %. Transportkapazitäten nach Zukunft Gas (2024) und WNA (2024)	20
Tabelle 9:	Prognose zu den Transportmöglichkeiten der bayerischen Anlagenstandorte	20
Tabelle 10:	Basisdaten der Musteranlage ohne CO <sub>2</sub> -Abscheidung für das Jahr 2030	28
Tabelle 11:	Ergebnisse der Lastganganalyse für den Betrieb mit einer flexiblen Turbine und einer weniger flexiblen Turbine (eingeschränkt)	31
Tabelle 12:	Parametrierung der Wirtschaftlichkeitsberechnung, Aussagesicherheit und Einflüsse. Kosten in € 2024, Symbole wie in folgender Abbildung 34	
Tabelle 13:	Potenzial der Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas vor Kamin die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput sowie abschätzende Hochrechnung auf Bayern	37
Tabelle 14:	Wirtschaftlichkeit einer Wärmerückgewinnung aus dem Rauchgas vor Kamin; beispielhafte Berechnung für die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput	37
Tabelle 15:	Verfahrenstechnische Grundkonzepte der Rauchgaskondensation an thermischen Abfallbehandlungsanlagen nach Heinrich (2022)	38
Tabelle 16:	Abschätzung des theoretischen Potenzials einer Wärmegewinnung durch Rauchgaskondensation (Absenkung Rauchgastemperatur auf 45 °C) für die Musteranlage mit 220.000 t/a Abfallinput sowie abschätzende Hochrechnung auf Bayern	39
Tabelle 17:	Berechnung der Treibhausgaseinsparung durch Nutzung der Kondensationswärme des Turbinenabdampf für eine Musteranlage (Abfallmenge 220.000 t/a)	40
Tabelle 18:	Zusätzlicher Stromertrag durch Reduzierung des Entnahmedampfdrucks von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a)	41
Tabelle 19:	Verringerte Stromerträge im Niederdruckteil der Turbine aufgrund zusätzlicher Entnahmedampfmengen bei 2,5 bar(a)	41
Tabelle 20:	Strombilanz und Potenzial der Treibhausgaseinsparung bei Absenkung des Entnahmedampfdrucks für die Fernwärmebereitstellung von 5 bar(a) auf 2,5 bar(a)	42



**bifa Umweltinstitut GmbH**  
Am Mittleren Moos 46  
86167 Augsburg

Tel. +49 821 7000-0  
Fax. +49 821 7000-100  
E-Mail: [marketing@bifa.de](mailto:marketing@bifa.de)  
[www.bifa.de](http://www.bifa.de)