

## **Technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einer thermischen Abfallbehandlungsanlage**

Seit dem Jahr 2024 nehmen thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB) am Handel mit nationalen Emissionszertifikaten nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) teil. Auch eine Aufnahme in den europäischen Emissionshandel zum Ende dieser Dekade wird von der Europäischen Kommission derzeit geprüft. Daher besteht eine große Dringlichkeit bei den Betreibern von TAB, sich für oder gegen eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu entscheiden. Dabei sind die mittelfristig verfügbaren Absatzmöglichkeiten sowie die Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport ein wichtiges Entscheidungskriterium.

In einer vom Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes NRW geförderten Durchführbarkeitsstudie (FKZ EFO-0132) hat IUTA im Zeitraum 1. Juli 2022 bis 31. März 2024 die technische Machbarkeit der Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas einer Thermischen Abfallbehandlungsanlage (TAB) wissenschaftlich unter den aktuellen marktwirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen bewertet. Beteiligt waren die GMVA Niederrhein GmbH als Anlagenbetreiber und Konsortialführer, REMONDIS Energy & Services GmbH & Co. KG für die Übertragbarkeit auf andere TAB und MAN Energy Solutions SE als Anlagenbauer.

Für die GMVA Niederrhein und weitere TAB im REMONDIS-Konzern wurden die Rauchparameter hinsichtlich der Zusammensetzung und der Rauchgasmenge ausgewertet.

Die Auswertung für die GMVA ergab signifikante Schwankungen bei den Rauchgasparametern. Die große Inhomogenität von Siedlungsabfällen erfordert eine flexible Anpassung von Primär- und Sekundärluft zur Gewährleistung eines geregelten Verbrennungsverhaltens und ist ursächlich für die schwankende Rauchgasmenge und -zusammensetzung. Die Fluktuationen machen daher einen dynamischen Betrieb der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und CO<sub>2</sub>-Kompression notwendig. Dies ist innerhalb gewisser Grenzen möglich.

Der CO<sub>2</sub>-Gehalt im feuchten Abgas beträgt im Mittel 7,5 % in Volumenanteilen und schwankt zwischen 6 und 9 %. Das Rauchgas weist ferner einen hohen Gehalt an O<sub>2</sub> von ca. 10 % in Volumenanteilen des feuchten Rauchgases auf. Der Wassergehalt nach einer nassen Rauchgasreinigung, wie sie bei der GMVA Niederrhein installiert ist, beträgt ca. 25 %, nach einer trockenen Rauchgasreinigung 20 % bzw. 15 % in Volumenanteilen.

Für die großen Rauchgasvolumenströme mit CO<sub>2</sub>-Konzentration von ca. 7,5 % in Volumenanteilen im feuchten Abgas sind in erster Linie absorptive Verfahren wie die Aminwäsche geeignet, die darüber hinaus auch einen hohen technischen Reifegrad aufweisen. Die Abgase der untersuchten TAB weisen einen hohen Gehalt an O<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> auf. Zur Begrenzung der Degradation des Waschmittels sind entweder Maßnahmen zu ergreifen, die die Konzentrationen an O<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> reduzieren oder chemisch stabile Waschmittel auszuwählen.

### **Prozesssimulation einer CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus dem Rauchgas einer TAB**

Für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung aus den Rauchgasen einer der vier Verbrennungslinien der GMVA sind von IUTA Prozesssimulationen mit der Software AspenPlus™ (Version 14) erstellt worden. Die Gaswäsche wird unmittelbar vor der Einleitung in den Kamin (End-of-Pipe – EoP) installiert, da hier nur geringe Veränderungen an der bestehenden Rauchgasreinigung vorzunehmen sind, das Abgas eine hohe Qualität aufweist und weitgehend frei von Partikeln ist. Gleichzeitig ist die Beeinflussung der vorgeschalteten Rauchgasreinigung gering. Nachteilig ist jedoch, dass das Rauchgas beim Eintritt in den Absorber eine Temperatur von ca. 115 °C bei einem hohen Wasserdampfpartialdruck aufweist. Damit ist eine Kühlung auf 40 °C vor dem Eintritt in den Absorber notwendig und es fallen große Kondensatmengen an.



drei Varianten in Abbildung 2 für den nicht energieoptimierten Fall (ohne Nutzung der Kompressorabwärme) dargestellt. Bei allen anderen technischen Varianten wird die Kompressorabwärme zur anteiligen Deckung des thermischen Energiebedarfs zur Waschmittelregeneration genutzt und der Wasseranteil im Rauchgas beträgt 25 %.

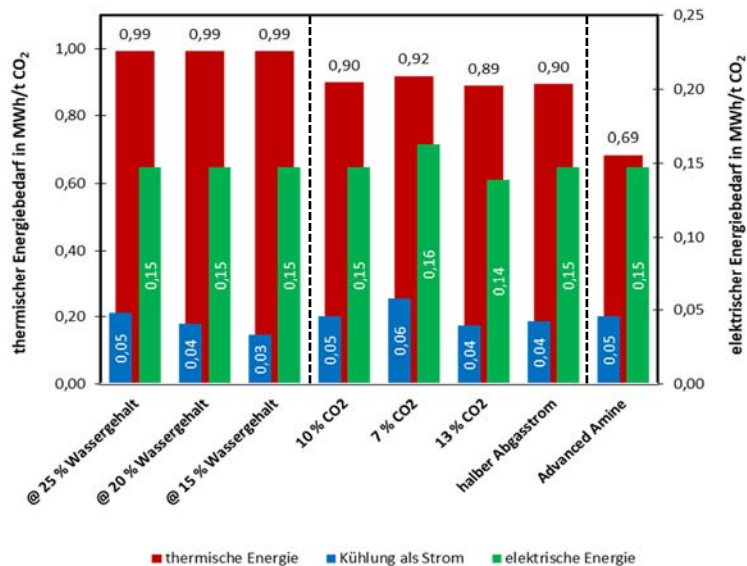


Abb. 2: Spezifischer Energiebedarf unterschiedlicher technischer Varianten (CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Kompression)

Der spezifische Bedarf an thermischer Energie zur Regeneration des Waschmittels (Wärme) nimmt mit der Energieintegration der Kompressorabwärme sowie der Verwendung eines fortgeschrittenen Amins ab. Der spezifische Bedarf an elektrischer Energie (Strom) weist für die acht unterschiedlichen technischen Varianten kaum Unterschiede auf.

Dargestellt sind auch die spezifischen Energiebedarfe für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Gehalte (10, 7 bzw. 13 Vol.-% im Normzustand, trocken). Auch durch einen höheren CO<sub>2</sub>-Gehalt lässt sich der spezifische Energiebedarf moderat mindern.

Aufgrund des ca. 50 % Anteils an fossilem CO<sub>2</sub> wurde auch eine Prozesssimulation einer für den halben Volumenstrom dimensionierten, energieoptimierten Gaswäsche durchgeführt. Im Ergebnis wirkt sich dies nur hinsichtlich eines minimal reduzierten spezifischen Kühlenergiebedarfs vorteilhaft gegenüber der energieoptimierten Gaswäsche mit dem ganzen Volumenstrom aus.

### Wirtschaftliche Analyse

Die Kosten für die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> (@90 bar, 15 °C, > 95 % Reinheit) sind basierend auf den Ergebnissen der Prozesssimulationen in Verbindung mit Richtpreisangeboten für CO<sub>2</sub>-Gaswäscher und -Kompressoren ermittelt worden. Die Richtpreisangebote weisen eine Genauigkeit von ± 25 % auf. Größeneffekte wurden durch die Ableitung von Kostenfunktionen berücksichtigt. Die Preisbasis wurde konservativ über einen Preiszuschlag von 50 % auf die Investitionskosten auf das Preisniveau im Jahr 2023 angehoben. Damit werden die Sondereffekte der vergangenen Jahre und die Preisvolatilität neuer Technologien abgebildet. Für Baunebenkosten ist ein Zuschlagssatz in Höhe von 30 % auf die Investitionskosten angesetzt worden.

Für die Nutzungsdauer der Anlage werden 20 Jahren angenommen. Für Instandhaltung, Bedienung und Versicherung werden jährlich 4,5 % der Investitionssumme veranschlagt. Als variable Kosten werden Frischwasser (2,2 €/m<sup>3</sup>), Abwasser (2,5 €/m<sup>3</sup>) und die Stromsteuer für

Eigennutzung selbst erzeugter elektrischer Energie (20,5 €/MWh) berücksichtigt. Ohne Berücksichtigung der entgangenen Erlöse betragen die Bereitstellungskosten zwischen 48,9 und 64,6 €/t CO<sub>2</sub>.

Durch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas einer der vier Verbrennungslinien erhöht sich der Eigenverbrauchsanteil der GMVA an Energie signifikant. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind auch die entgangenen Erlöse durch den erhöhten Eigenverbrauch an thermischer und elektrischer Energie und die daraus resultierenden Mindereinnahmen relevant. Zur Bestimmung entgangener Erlöse für den erhöhten Eigenverbrauch an thermischer und elektrischer Energie wird daher die äquivalente Menge an elektrischer Energie bestimmt, die nicht vermarktet werden kann und mit 65 € / MWh bewertet. Zur Deckung des thermischen Energiebedarfs der Gaswäsche muss die Menge an Anzapfdampf in der Niederdruckschiene erhöht werden. Dann liegen die Bereitstellungskosten von CO<sub>2</sub> (@ 90 bar) für die GMVA zwischen 67,2 €/t CO<sub>2</sub> und 84,4 €/t CO<sub>2</sub>. Die spezifischen Kosten für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung sind für den halben Abgasstrom am höchsten, beim Einsatz fortgeschrittener Amine im energieoptimierten Betrieb am niedrigsten.

Durch die Abwärmenutzung aus der CO<sub>2</sub>-Kompression bzw. die zusätzliche Verwendung von fortgeschrittenen Aminen mit geringerem Energiebedarf zur Regeneration ergeben sich Kosteneinsparungen von -1,5 % bzw. -4 % gegenüber dem Basisfall (30 % MEA, keine Energieoptimierung). Durch die Dimensionierung auf den halben Volumenstrom erhöhen sich die Abscheidekosten gegenüber dem Basisfall hingegen auch bei Nutzung der Abwärme aus dem CO<sub>2</sub>-Kompressor um 20,7 %.

Aus den wirtschaftlichen Analysen lässt sich schließen, dass die spezifischen Abscheidekosten durch eine geringe CO<sub>2</sub>-Konzentration, einen hohen Wassergehalt sowie die Auslegung auf den halben Abgasstrom steigen.

Um den Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung transparent zu machen, sind Sensitivitätsanalysen durchgeführt worden. Untersucht wurde die Sensitivität der Nutzungsdauer, der Auslastung und der Investitionskosten auf die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung (CAPEX+OPEX). Alle anderen Parameter blieben jeweils unverändert. Die Erhöhung der Nutzungsdauer der Anlagen von 15 auf 30 Jahre führt zu einer deutlichen Abnahme der Kosten. Eine Nutzungsdauer von 30 Jahren ist für eine Aminwäsche üblich. Die Anlagenauslastung kann sich u. a. durch die mangelnde ganzjährige Verfügbarkeit thermischer Energie reduzieren. Daher ist die Sensitivität der Kosten auf die Auslastung untersucht worden. Erwartungsgemäß nehmen die Kosten bei geringerer Auslastung zu, wobei sich ein nahezu linearer, umgekehrt proportionaler Zusammenhang ergibt. Durch Zuschüsse und Marktveränderungen können sich zukünftig die Investitionskosten ändern. Daher wurde auch die Sensitivität der Kosten auf Abweichungen der Investitionskosten untersucht und zeigt je nach Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten einen unterschiedlichen linearen Anstieg der Kosten mit zunehmenden Investitionskosten.

### **Schlussfolgerungen**

Die Planung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus den Rauchgasen einer TAB erfordert komplexe Analysen der energiewirtschaftlichen Auswirkungen. Für die CO<sub>2</sub>-Bewirtschaftung an TAB sind pragmatische Ansätze notwendig, um die Aspekte der Emissionsreduzierung, des Klimaschutzes, der kommunalen Wärmeplanung sowie der Infrastruktur- und Marktentwicklung zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Bestrebungen der Europäischen Union, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, ergeben sich für die Betreiber von TAB sowohl hohe Kosten als auch neue Geschäftsfelder. Dies resultiert daraus, dass TAB sowohl fossiles als auch biogenes CO<sub>2</sub>

emittieren. Bereits heute sind TAB mit ihrem fossilen CO<sub>2</sub>-Anteil in den nationalen Emissionshandel (BEHG) eingebunden und sollen laut Plänen der EU-Kommission ab 2028 in den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) aufgenommen werden.

Durch die Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas sollen fossile Emissionen nahezu vollständig vermieden werden. Jedoch ist der Einsatz von fossilem CO<sub>2</sub> in CCU-Anwendungen erschwert. Der Erwerb von Emissionsberechtigungen (EU Allowances, EUA) kann nur vermieden werden, wenn fossiles CO<sub>2</sub> dauerhaft in CCU-Produkten gebunden ist. Dies ist bei der Synthese von Kohlenwasserstoffen für die Chemische Industrie oder der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen nicht gewährleistet.

Damit sind auch für CCU-Anwendungen mit dem abgeschiedenen CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas einer TAB Emissionsberechtigungen für den fossilen Anteil zu erwerben und erhöhen damit die Gestehungskosten der Syntheseprodukte im Vergleich zu Produkten aus biogenem CO<sub>2</sub>.

Hinzu kommt, dass durch den fossilen Anteil des CO<sub>2</sub> auch der Nachhaltigkeitsnachweis für Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) gefährdet ist. Die Verwendung von fossilem CO<sub>2</sub> zur Herstellung von RFNBO ist ohnehin nur bis zum Jahr 2040 zulässig. Damit entfällt mittelfristig dieser zukünftig stark wachsende Absatzmarkt für fossiles CO<sub>2</sub>.

Aufgrund der zuvor genannten Hemmnisse bleibt als mögliche CCU-Anwendung für fossiles CO<sub>2</sub> nur die dauerhafte mineralische Bindung in Baustoffen. Mit einem Markthochlauf ist ab den 2030er Jahren zu rechnen. Damit bietet sich ab 2050 ein großes Potenzial in Höhe von 14,4 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich für diese CCU-Route, die allerdings vor allem von der Zement- und Kalkindustrie genutzt werden wird.

Trotz der positiven Bedarfsprognosen für CO<sub>2</sub> im Kraftstoffmarkt und in der Chemischen Industrie sowie der bereits einsetzenden regulatorischen Förderung des Einsatzes von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> besteht daher weiterhin eine signifikante Marktunsicherheit. Deshalb lässt sich für TAB derzeit keine vorteilhafte Syntheseroute für die Nutzung von CO<sub>2</sub> (CCU) ermitteln. Dazu trägt auch der hohe Bedarf an regenerativem und günstigem Wasserstoff bei, der auf absehbare Zeit nicht befriedigt werden kann.

Mittelfristig eröffnet sich durch die Vermarktung des biogenen Anteils von CO<sub>2</sub> im Abgas von TAB ein neues Geschäftsfeld. Für die Herstellung von RFNBO kann biogenes CO<sub>2</sub> uneingeschränkt, auch über das Jahr 2040 hinaus, verwendet werden. Auch der Bedarf der Chemischen Industrie an Kohlenstoff kann langfristig nur durch biogene Quellen bzw. biogenes CO<sub>2</sub> gedeckt werden. Da der Bedarf voraussichtlich die verfügbare Menge an biogenem CO<sub>2</sub> deutlich übersteigen wird, wird erwartet, dass sich in den kommenden Jahrzehnten ein attraktiver Marktpreis für biogenes CO<sub>2</sub> ausbildet. Unter diesen Voraussetzungen kann die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung an TAB wirtschaftlich attraktiv werden. Erst dann werden Kooperationen mit den Betreibern von Synthese-Anlagen und weiteren Nutzern von biogenem CO<sub>2</sub> sowie entsprechende Transport-Infrastruktur entstehen.

### **Förderhinweis:**

*Das Projekt wurde mit finanzieller Unterstützung des Landes Nordrhein-Westfalen aus dem Programm für rationelle Energieverwendung, regenerative Energien und Energiesparen – progres.nrw – Programmbereich Innovation durchgeführt.*

Gefördert durch:

Ministerium für Wirtschaft,  
Industrie, Klimaschutz und Energie  
des Landes Nordrhein-Westfalen

