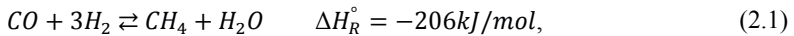


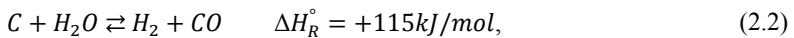
2. Katalytische Methanisierung in Kraftwerksrauchgasen

2.1 Heterogen katalysierte Methanisierungsreaktionen

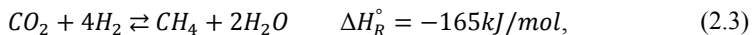
Die stark exotherme Methanisierung von Kohlenmonoxid (CO) mit Wasserstoff ist die Umkehr der Dampfreformierung von Methan mit Wasser. Die Methanisierung



läuft z.B. bei der Kohlevergasung als Folgereaktion der endothermen, heterogenen Wassergasreaktion



in der Gasphase ab bzw. wird gezielt genutzt, wenn synthetisches Erdgas aus Kohle erzeugt werden soll (van Heek 1977, S. 50). Durch Nickelkatalysatoren heterogen katalysiert wird die Methanisierung von CO zudem großtechnisch bei der Ammoniakproduktion genutzt, um den CO-Gehalt im Synthesegas zum Schutz der Eisen-Katalysatoren für die Ammoniaksynthese auf bis zu 5ppm zu senken (Bartholomew, Farrauto 2006, S. 370). Auch für Platin-Katalysatoren in Anoden von Brennstoffzellen stellt CO im Reformergas ein Problem dar und es wird an optimierten Methanisierungskatalysatoren für CO-Entfernung geforscht. Die parallel ablaufende Methanisierung von CO₂ im Reformergas nach der eingangs bereits genannten Sabatier-Reaktion



zu unterdrücken, ist hierbei aufgrund des zusätzlichen Wasserstoffkonsums das Ziel (Zyryanova u. a. 2010, S. 907). Als eine gezielte Möglichkeit, die Sabatier-Reaktion einzusetzen, wird neben dem hier thematisierten Speicheransatz für elektrische Energie auch der Einsatz in der Kohlevergasung zu synthetischem Erdgas gesehen, um die Gasausbeute zu erhöhen (Hwang u. a. 2012, S. 860).

2.2 Katalysatorstabilität

Katalysatoren sind im unterschiedlichen Maße Desaktivierungsprozessen unterworfen, die die mögliche Anzahl katalytischer Zyklen real begrenzen. Allgemein üben diese Prozesse einen großen Einfluss auf die Eignung eines Katalysators für einen bestimmten Anwendungsfall aus. Wesentliche Faktoren sind

- die Chemisorption von Fremdstoffen im Reaktionssystem an katalytisch aktiven Zentren (Katalysatorvergiftung),
- die Bedeckung von katalytischen Oberflächen bzw. Verblockung von Porenvolumen durch Ablagerungen wie z.B. Koks,
- Übertritt von metallischen Katalysatoren in die Gasphase,
- thermisches Sintern.

Die Vorgänge werden im Folgenden speziell für Nickelkatalysatoren diskutiert, da diese für die Methanisierung nach Durchsicht der Literatur häufig eingesetzt werden und auch in dieser Arbeit ein Nickelkatalysator untersucht wird. Die nachfolgenden Informationen wurden sämtlich einem zusammenfassenden Kapitel zur Katalysator-desaktivierung in (Bartholomew, Farrauto 2006, S. 260-283) entnommen.

Das thermische Sintern meint das Partikelwachstum von metallischen Kristalliten, u.a. angetrieben durch steigende Temperatur, welche die Mobilität von Atomen und Kristalliten steigert. Für Ni/SiO₂-Trägerkatalysatoren (13,5wt-% Nickel) wurden von Bartholomew und Mitarbeitern Messungen präsentiert, die bereits für 650°C über 50h einen Verlust an aktiver Oberfläche von $\approx 30\%$ belegten (gemessen an der Adsorption von H₂). Als ein weiteres bekanntes Problem beschreiben die Autoren die Bildung gasförmigen Nickeltetracarbonyls (Ni(CO)₄) bei Temperaturen $<300^\circ\text{C}$ in Kohlenmonooxidhaltiger Atmosphäre. Dieser Übertritt von Nickel in die Gasphase kann den direkten Austrag aus dem Reaktor bewirken oder durch erneute Abscheidung der Moleküle ebenfalls zum Sintern beitragen. Zudem gilt Nickel-tetracarbonyl als hochtoxisch für den menschlichen Organismus.

Sehr großen Einfluss auf die Stabilität von Nickelkatalysatoren hat die Vergiftung durch Schwefelverbindungen wie Schwefelwasserstoff (H_2S). In der folgenden Abbildung 2.1 wird die von Bartholomew und Mitarbeitern gemessene Abnahme der Methanisierungsaktivität verschiedener metallischer Katalysatoren durch Vergiftung mit H_2S dargestellt.

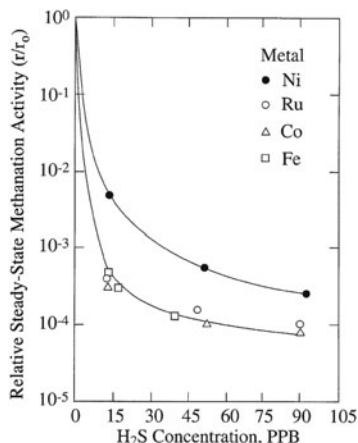


Abbildung 2.1: Relative Methanisierungsaktivitäten im Gleichgewichtszustand für Nickel (Ni), Cobalt (Co), Eisen (Fe) und Ruthenium (Ru) in Abhängigkeit der Konzentration von H_2S in der Gasphase. Reaktionsbedingungen: 100 kPa; 400°C; 1% $\text{CO}/99\%$ H_2 für Cobalt, Eisen und Ruthenium; 4% $\text{CO}/96\%$ H_2 für Nickel (Bartholomew u.a. 1981, S. 208)

Dargestellt ist die relative Methanproduktionsrate bezogen auf die Produktionsrate mit frischem Katalysator als Funktion der H_2S -Konzentration. Die Daten zeigen, dass die Aktivität von Nickelkatalysatoren durch H_2S bereits in Konzentrationen von 15-100ppb um 3 bis 4 Größenordnungen abnimmt. Das bedeutet vollständige Vergiftung durch Schwefelwasserstoff. Die Autoren geben die Reihenfolge $\text{H}_2\text{S} > \text{SO}_2 > \text{SO}_4^{2-}$ für die Toxizität von Schwefelverbindungen an, wonach die Katalysatorvergiftung durch SO_2 , dessen Schwefelatom teilweise durch Sauerstoff abgeschirmt ist, weniger stark ausfällt als bei H_2S .

Für die Verblockung von Katalysatoroberflächen durch Kohlenstoffablagerungen kommen sehr viele verschiedene Parameter in Betracht. Das Vorhandensein von polymeren Kohlenwasserstoffen, die Reaktionstemperatur oder auch das CO/H_2 -Verhältnis im Reaktionssystem werden hierfür von den Autoren als wichtige

Größen genannt. Aufgrund der Vielzahl der möglichen Mechanismen, wird auf eine weitergehende Recherche an dieser Stelle verzichtet.

2.3 Randbedingungen von Kraftwerksrauchgasen

Die Möglichkeiten, Kraftwerksrauchgase für die Sabatier-Reaktion im Sinne eines Speicherkonzepts fluktuierender Elektrizitätsleistungen heranzuziehen, werden entscheidend von deren Qualität beeinflusst sein, nicht zuletzt aufgrund der Bedeutung von Schwefelemissionen für die Katalysatorstabilität, wie im vorigen Kapitel herausgearbeitet wurde. Daher wird zunächst der Zusammensetzung von Rauchgasen ein tiefergehender Blick gewidmet.

2.3.1 Generelle Zusammensetzung von Rauchgasen

Rauchgase konventioneller Wärmekraftwerke enthalten hauptsächlich Stickstoff aus der Verbrennungsluft, die Verbrennungsprodukte Kohlendioxid und Wasserdampf aber auch nicht umgesetzten Sauerstoff. Letzterer beruht direkt auf einem Überschuss an Verbrennungsluft, der für die Oxidation der brennbaren Bestandteile eigentlich nicht benötigt wird. Für technische Feuerungen wird dies in der Luftzahl n angegeben. In Worten formuliert lautet die Gleichung

$$n = \frac{\text{tatsächlich zugeführter Luftmengenstrom}}{\text{theoretisch erforderlicher Luftmengenstrom}}. \quad (2.4)$$

Auf die Luftzahl wird in (2.3.2) noch detaillierter eingegangen.

Die Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über typische Konzentrationen der Hauptkomponenten feuchter Rauchgase abhängig vom eingesetzten Brennstoff und der gefahrenen Luftzahlen.

Tabelle 2.1: Zusammensetzung feuchter Rauchgase für verschiedene Brennstoffe und durchschnittliche Luftzahl n (Bernstein 2007, S.587–590); Verhältnisse von Stickstoff und Sauerstoff zu Kohlendioxid

Brennstoff	Bestandteile des feuchten Rauchgases (Vol-%)						Verhältnis		n
	CO ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂	NO ₂	SO ₂	N ₂ /CO ₂	O ₂ /CO ₂	
Braunkohle	11,6	18,9	4	65,3	0,05	0,35	5,6	0,34	1,3
Steinkohle	14,1	3,8	4,7	77,3	0,2	0,15	5,5	0,33	1,3
Heizöl	12,9	10,2	1,8	75	0,1	0,1	5,8	0,14	1,1
Erdgas	8,8	17,1	1,7	72,1	0,07	0	8,2	0,19	1,1

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, gibt es gewisse Unterschiede in der generellen Zusammensetzung von Rauchgasen. Für Kohle- und Heizölrauchgase ist das Verhältnis $N_2/CO_2 \approx 5:1$ bis $6:1$. Im Fall von Erdgas, das der kohlenstoffärmste fossile Energieträger im Vergleich ist (das C/H-Verhältnis im Brennstoff ist hier mit 1:4 minimal), findet sich am wenigsten CO₂ im Rauchgas, daher ist $N_2/CO_2 \approx 8:1$ und somit maximal im Vergleich der Energieträger. Das Verhältnis O_2/CO_2 ist bei Heizöl am geringsten. Es kann mit relativ geringer Luftzahl von $n = 1,1$ verbrannt werden. Der CO₂-Anteil ist im Vergleich zu Erdgasrauchgasen, welche an zweiter Stelle folgen, aufgrund des größeren C/H-Verhältnisses (langkettige Kohlenwasserstoffe) bei gleicher Luftzahl größer. Rauchgase von Stein- und Braunkohle liegen bezüglich des CO₂-Anteils etwa gleich auf. Anhand der O_2/CO_2 -Verhältnisse von $\approx 0,33$ wird deutlich, dass diese pro O₂-Molekül nur etwa 3 CO₂-Moleküle enthalten.

2.3.2 Restsauerstoffgehalt

Aus dem minimal erforderlichen Sauerstoffbedarf zur Verbrennung der oxidierbaren Hauptbestandteile eines Brennstoffs Kohlenstoff, Wasserstoff und Schwefel leitet sich der theoretisch zuzuführende Luftmengenstrom ab, welcher in realen Feuerungen mit einem Aufschlag an Luft versehen werden muss, um einen optimalen Ausbrand zu erreichen (Bernstein 2007, S.587). Die Luftzahl n , welche dies ausdrückt, wurde bereits in (2.3.1) definiert. Optimaler Ausbrand dient dem möglichst wirtschaftlichen Einsatz der Brennstoffe sowie der Minimierung von

Kohlenstoffmonoxid-Bildung durch örtlich understöchiometrische Verhältnisse. Der Luftüberschuss hat aber kraftwerkstechnische Nachteile. Zusätzliche aufzuheizende Luftmassen bewirken eine Absenkung der Rauchgastemperatur und folglich eine Absenkung des erzielbaren Wirkungsgrads der Anlage. Auch erfordern größere Rauchgasvolumina eine größere Dimensionierung der nachgeschalteten Rauchgasreinigungsanlage. Die Annäherung an $n = 1$ wird somit angestrebt, es sind aber Grenzen gesetzt. Brenngase sowie von der Flamme verdampfte flüssige Brennstoffe verbrennen in einer homogenen Gasphasenreaktion und können sehr gut turbulent mit der Verbrennungsluft durchmischt werden. Mit diesen Brennstoffen gelingt die Annäherung an $n = 1$ am besten (vgl. Tabelle 2.1).

Gasturbinen und somit auch die weit verbreiteten konventionellen Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) arbeiten allerdings entgegen der in Tabelle 2.1 angegebenen geringen Luftzahl ($n = 1,1$) mit einem Vielfachen dessen, weil zusätzliche Kühlluft zum Schutz der heißen Turbinenteile zugeführt werden muss, welche gar nicht an der Verbrennung teilnimmt. Ein Bereich von $n \approx 2,5$ - $3,5$ kann nicht unterschritten werden (Sattelmeyer 2010, S. 401). In der Folge beträgt der Restsauerstoffgehalt im Rauchgas etwa 15%. Heizöl kann ebenfalls in Gasturbinen verstromt werden. In diesem Fall gilt für den Restsauerstoffgehalt von Heizölrauchgasen das Gleiche. Die in (2.3.1) diskutierten, vorteilhaften O_2/CO_2 -Verhältnisse von Erdgas- und Heizölrauchgasen treffen dementsprechend für die konventionellen Turbinenkraftwerke nicht zu. Es existieren auch GuD-Konzepte mit Nachfeuerung von Erdgas, welche den verbleibenden Restsauerstoff im Turbinenrauchgas nutzen, um in einer zweistufigen Verbrennung die Rauchgastemperatur für den Dampferzeuger anzuheben (Doležal 2001, S. 141ff). Der zitierte Autor erwähnt aber auch, dass nur ein Teil des Sauerstoffs genutzt werden könne, da die Abgaskanäle im Bereich der Brenner ungekühlt ausgeführt werden.

Zusätzlich sei angemerkt, dass die in Tabelle 2.1 gezeigten Daten für die generelle Zusammensetzung von Rauchgasen als Werte nach dem Kessel zu verstehen sind, da die in der Tabelle geführten Schwefeldioxidkonzentrationen nicht zu gesetzlichen Anforderungen an gereinigte Rauchgase konform sind (vgl. 2.3.3). Je nach Kraftwerkstyp ist aber noch mit einer leichten Zunahme des Restsauerstoffgehalts zu rechnen, hervorgerufen durch allgemeine Falschlufteinträge in die Rauchgasreinigungsanlage sowie Lufteinträge bei der Injektion von Trockensorptionsmitteln (z.B. Kalkhydrat zur Entfernung saurer Gasbestandteile) und der Druckstoßabreinigung der Gewebefilter. Ähnliches gilt für den Wasserdampfgehalt, der z.B.

durch den Einsatz von Sprühtrocknern, Verdampfungskühlern und Wäschesystemen ansteigen kann.

2.3.3 Lufts Schadstoffe in Rauchgasen

Abhängig von der Beschaffenheit des eingesetzten Brennstoffs, der Feuerung und der Verbrennungsführung kann eine Vielzahl weiterer gasförmiger und partikulärer Bestandteile auftreten, die als Luftschadstoffe klassifiziert sind. Unter diesen nehmen Kohlenmonoxid (CO), Stickstoffoxide (NO_x), Schwefeldioxid (SO₂) sowie die Stäube eine herausragende Stellung ein. Auch Emissionen von Quecksilber (Hg) stehen in besonderem Fokus.

Für Kraftwerke $>50 \text{ MW}_{\text{th}}$ Feuerungswärmeleistung werden Emissionsgrenzwerte für die Luftschadstoffe hierzulande durch die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (13. BImSchV) festgelegt. Thermische Abfallbehandlungsanlagen (MVA) werden weit verbreitet als Heizkraftwerke mit Strom- und Wärmeauskopplung betrieben und können somit in die Betrachtung thermischer Kraftwerke einbezogen werden. Für diese gilt die 17. BImSchV. In Tabelle 2.2 sind entsprechende Emissionsgrenzwerte der angesprochenen Schadstoffe aufgelistet.

Tabelle 2.2: Emissionsgrenzwerte für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe und Abfallbehandlungsanlagen; Tagesmittelwerte in mg/m³ (13. BImSchV, 2012; 17. BImSchV, 2009)

BlmSchV	Brennstoffe, Anlagenklasse	Bezugs- O ₂ (Vol-%)	Grenzwerte als Tagesmittelwerte (mg/m ³)				
			CO	NO /NO ₂ ¹	SO ₂ /SO ₃ ²	Gesamt- staub	Hg
13.	feste, >100MW _{th}	6	200	200	200	20	0,03
	flüssige, 100-300MW _{th}	3	80	200	400-200	20	-
	gasförmige ³ , >300MW _{th}	3	50	100	-	-	-
	Gasturbinenanlagen, η _{KWK} >75 ⁴	15	100	75	-	-	-
17.	Abfallbehandlung	11	50	200	50	10	0,03

¹ angegeben als NO₂, ² angegeben als SO₂, ³ Gase der öffentlichen Gasversorgung, ⁴ Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben werden und mindestens 75% Gesamtwirkungsgrad aufweisen müssen

Die dargestellten Grenzwerte kommen bei Errichtung neuer Anlagen zum Tragen. Sie werden auf definierte Restsauerstoffgehalte im trockenen Abgas (Spalte Bezugs-O₂) bezogen. Dies verfolgt das Ziel, das unzulässige Erreichen der Grenzwerte durch Verdünnung des Rauchgases bei zu hohen Emissionskonzentrationen auszuschließen. Überschreitet der Sauerstoffgehalt den Bezugssauerstoffgehalt, ist umzurechnen. Für die Katalyse ist der Schwefeldioxidgehalt von besonderem Interesse, nachdem Schwefelverbindungen als Katalysatorgifte bekannt sind. Für Erdgasfeuerungen gelten keine SO₂-Grenzwerte. Aufbereitetes Erdgas enthält an Schwefelverbindungen Schwefelwasserstoff (H₂S), Carbonylsulfid (COS) und Mercaptane in geringen Konzentrationen. In der aktuell in Bearbeitung befindlichen Neufassung des Arbeitsblatts G 260 „Gasbeschaffenheit“ des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW 2013, S. 12) wird der Gesamtgehalt an Schwefelverbindungen einschließlich Odoriermittel auf 8mg/m³ begrenzt. Ein Vergleich mit im Internet vielfach zugänglichen Gasbeschaffenheitsanalysen der kommunalen Versorger zeigt aber, dass Werte unter 1mg/m³ durchaus üblich sind. Entsprechend in sich limitiert sind SO₂-Emissionen von Gaskraftwerken. Da Gas aschefrei ist, gilt selbiges für Staub. Staubpartikel können durch Belegung von Oberflächen potentiell katalytische Oberflächen blockieren. Stäube sind Träger von fest vorliegenden Metallverbindungen. In den Immissionsschutzverordnungen werden für feste (außer Kohle) und flüssige Brennstoffe ebenfalls Emissionsgrenzwerte für die Metalle mit den Elementsymbolen Cd, Tl, Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn und ihrer Verbindungen definiert, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen wird. Die Berücksichtigung dieser Substanzen in den einschlägigen Verordnungen zeigt aber, dass neben den Hauptluftschadstoffen eine Fülle weiterer, mit dem Katalysatormaterial potentiell chemisch wechselwirkender, Verbindungen in Rauchgasen vorkommen kann. Beispielsweise ist die Vergiftung von Nickelskatalysatoren für Hydrierreaktionen und die Methanisierung durch Arsen-Verbindungen (As) in der Literatur beschrieben (Hagen 1996, S.197) (Bartholomew, Farrauto 2006, S. 263).

Neben den zulässigen Maximalkonzentrationen wichtiger Schadstoffe in neuen Anlagen sind die tatsächlichen Verhältnisse bei bestehenden Anlagen von Interesse, einerseits im Hinblick auf den experimentellen Teil dieser Arbeit aber auch hinsichtlich einer möglichen Fokussierung auf einen bestimmten Kraftwerkstyp. Die Betreiber von Verbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung >50MW_{th} sind verpflichtet, Emissionen bei Überschreitung festgelegter Schwellwerte an das Europäische Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregister

(E-PRTR) zu melden. Die Daten des nationalen Registers sind im Internet für jedermann zugänglich³. Aus diesem Datenbestand wurde eine Recherche durchgeführt. Die Berechnung der Schadstoffkonzentration erfolgte wie folgt:

$$\beta_i = \frac{m_i}{m_{CO_2} \cdot 1/\rho_{CO_2} \cdot 1/y_{CO_2,tr}} \cdot 10^6 \frac{mg}{kg} \quad (2.5)$$

mit: β_i	Konzentration der Komponente i im gereinigten Rauchgas in mg/m ³
m_i	gemeldeter Massenstrom der Komponente i in kg/a
m_{CO_2}	gemeldeter Massenstrom von CO ₂ in kg/a
ρ_{CO_2}	Dichte von CO ₂ : 1,951kg/m ³
$y_{CO_2,tr}$	CO ₂ -Gehalt im trockenen Rauchgas (Umrechnung der Konzentration im feuchten Rauchgas nach Tabelle 2.1

Abweichend von der Annahme des CO₂-Gehalts im Rauchgas entsprechend Tabelle 2.1 wurde für die untersuchten Erdgaskraftwerke, da diese gänzlich GuD-Kraftwerke sind, mit einem CO₂-Gehalt von 6% gerechnet. Bei Erdgaskraftwerken sind die SO₂-Emissionen offenbar kleiner als der meldepflichtige Schwellwert von 150t/a. Mit einer durchschnittlichen CO₂-Emission von 0,2kg/kWh_{el} sowie einem SO₂-Emissionsfaktor von 1,79g/MWh_{el} für Erdgaskraftwerke (Kubessa 1998, S. 173) konnte dennoch die SO₂-Konzentration im Abgas der GuD-Anlagen abgeschätzt werden. Ölkraftwerke haben kaum Bedeutung in der deutschen Stromerzeugung. Manche Anlagen werden als Reservekraftwerke vorgehalten, andere werden im Verbund mit Raffinerien betrieben und verbrennen diverse Produktionsrückstände der Raffinerie. Die veröffentlichten Emissionen können dann Gesamtemissionen des Raffineriebetriebs einschließlich Kraftwerks sein. Aufgrund dieser Faktoren wurde für diese Kraftwerke keine Berechnung durchgeführt. Insgesamt

³ In Deutschland werden die Emissionsdaten aus dem E-PRTR nach Berichtsjahren geordnet auf dem Internetauftritt www.thru.de veröffentlicht.

wurden von 15 Kraftwerken die spezifischen Emissionen berechnet. Die untersuchten Kraftwerke einschließlich Berichtszeitraum werden im Anhang B in einer Liste genannt.

Für die Abfallverbrennung beziehen sich die Angaben auf eine bereits veröffentlichte Recherche über 50 Anlagen (Löschau 2009, S. 30ff). Die Betreiber sind nach 17. BImSchV, §18 verpflichtet, einmal jährlich die Öffentlichkeit über ihre Emissionen zu unterrichten.

Die so gewonnenen Emissionsdaten sind in Tabelle 2.3 zusammengestellt. Die Konzentrationen werden zusätzlich zur Angabe in mg/m^3 nach den bekannten Umrechnungsbeziehungen auch in ppmv angegeben. Dargestellt ist die Spanne von Minima und Maxima.

Tabelle 2.3: Konzentrationsberechnungen für NO_x , SO_2 und Feinstaub in trockenen Rauchgasen ausgewählter Kraftwerke

Kraftwerke/Brennstoff	Anzahl	NO_x/NO_2		$\text{SO}_x/\text{SO}_2^1$		Feinstaub/ PM-10
		(ppmv)	(mg/m^3)	(ppmv)	(mg/m^3)	
Braunkohle Lausitz	3	100-111	114-220	50-88	144-250	3,1-6,7
Braunkohle Mitteldeutschland	3	92-141	180-278	91-184	260-530	4,0
Braunkohle Rheinland	3	89-98	175-193	18-38	53-109	3,8-5,0
Steinkohle	3	100-110	198-216	36-68	103-194	4,8-6,4
Erdgas-GuD	3	19-57	38-112	<i>0,36</i>	<i>1,05</i>	-
Abfallbehandlung/Ersatzbrennstoffe	50	14,7-91,8	29,8-186	0,014-9,7	0,04-27,3	0,01-2,6

¹ im Falle von Erdgas-GuD auf Basis von Emissionskennwerten berechnet (kursiv dargestellt)

Stickoxide (NO_x/NO_2) entstehen auf mehreren Wegen, unter anderem per se durch hohe Temperaturen in Gegenwart von Stickstoff und Sauerstoff. Mit Blick auf die ermittelten Stickoxid-Konzentrationen hatten die Kohlekraftwerke im Rahmen dieser Auswahl die größten Werte. Deutlich geringere Werte wurden bei Erdgas-GuD gefunden. Abfallbehandlungsanlagen weisen diesbezüglich die breiteste Spanne auf. Bei den SO_2 -Konzentrationen besteht ein deutliches Gefälle. Die untersuchten mitteldeutschen Braunkohlekraftwerke weisen die höchsten SO_2 -Konzentrationen im gereinigten Rauchgas auf. Die Werte liegen deutlich über den an neue Anlagen geknüpften Anforderungen (max. $200\text{mg}/\text{m}^3$). In Erdgas-basierten Rauchgasen ist mit $<1\text{ppmv}$ SO_2 zu rechnen. Thermische Abfallbehandlungs-

Direkte Methanisierung von CO₂ aus dem Rauchgas
konventioneller Kraftwerke
Experimentelle Untersuchung und Verfahrensaspekte
Fleige, M.
2015, XVII, 82 S. 26 Abb., Softcover
ISBN: 978-3-658-09224-5