Entsticklung der Rauchgase eines
Steinkohlekraftwerkes mittels
SNCR-Verfahren auf Basis eines neuen
Modells der Temperaturverteilung im
Dampferzeuger

Dissertation
zur Erlangung des Grades
des Doktors der Ingenieurwissenschaften
der Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät II
- Physik und Mechatronik -
der Universität des Saarlandes

von

Christian Neu

Saarbrücken

2011

Tag des Kolloquiums: 28. April 2011

Dekan: Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Helmut Seidel

**Mitglieder des
Prüfungsausschusses**

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Michael Vielhaber

Gutachter 1: Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Andreas Schütze

Gutachter 2: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Georg Frey

Akad. Mitarbeiter: Dr.-Ing. Lutwin Klein

Aktuelle Berichte aus der Mikrosystemtechnik
Recent Developments in MEMS

Band 18

Christian Neu

**Entstickung der Rauchgase eines Steinkohle-
kraftwerkes mittels SNCR-Verfahren auf Basis
eines neuen Modells der Temperaturverteilung
im Dampferzeuger**

Shaker Verlag
Aachen 2011

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Saarbrücken, Univ., Diss., 2011

Copyright Shaker Verlag 2011

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdruckes, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

Printed in Germany.

ISBN 978-3-8440-0166-2

ISSN 1862-5711

Shaker Verlag GmbH • Postfach 101818 • 52018 Aachen

Telefon: 02407 / 95 96 - 0 • Telefax: 02407 / 95 96 - 9

Internet: www.shaker.de • E-Mail: info@shaker.de

Kurzzusammenfassung

Die kurzfristige Umstellung der Steinkohlesorten machte die Nachrüstung einer Entstickungsanlage im Modellkraftwerk Völklingen notwendig. Die Wahl fiel auf das selektive nicht-katalytische SNCR-Verfahren, dessen Hauptnachteil darin liegt, ein enges Temperaturfeld zwischen 900 °C und 1100 °C zu treffen, in dem das direkt in die Rauchgase eingedüste Reagenzmittel Ammoniakwasser mit den Stickoxiden reagiert.

Bei Großkraftwerken fand das SNCR-Verfahren trotz vieler Vorteile gegenüber dem katalytischen SCR-Verfahren bisher keine Verbreitung, weil die Verteilung der Rauchgastemperatur im Dampferzeuger zum Erreichen befriedigender Entstickungsergebnisse bei gleichzeitig geringer Belastung der Flugasche durch nicht umgesetztes Ammoniak nicht schnell genug bestimmt werden konnte.

In der vorliegenden Arbeit wird ein Gray-Box-Modell vorgestellt, mit welchem die Temperaturverteilung des Rauchgases im Feuerraum des Dampferzeugers quasi-online als mittlere Temperatur finiter Volumenelemente ermittelt wird. Auf den Ergebnissen der CFD-Berechnungen wird ein Steuerungskonzept für die Reagenzmitteleindüsung erstellt, deren Kern die Definition eines Kriteriums für die Auswahl der zu aktivierenden Eindüsstellen darstellt.

Das Gray-Box-Modell wird zunächst über absaugpyrometrische Messungen validiert. Letztlich wird das gesamte Verfahren anhand der Entstickungsergebnisse und der Flugaschequalität beurteilt, welche über den gesamten Lastbereich befriedigend sind und dabei den dynamischen Anforderungen des Regelenergiemarktes standhalten.

Abstract

The change in hard coal grades on short notice required the expansion of the model power plant Völklingen with a denitrification plant. The choice fell on the selective non-catalytic SNCR process, having the main disadvantage in the necessity to hit a narrow temperature window between 900 °C and 1100 °C, in which the reagent Ammonia being injected directly into the flue gases reacts with nitrogen oxides.

At large scaled power plants the SNCR process was, in spite of many advantages over the catalytic SCR, not implemented, because the distribution of the flue gas tempera-

ture in the steam generator could not be determined fast enough to reach satisfying denitrification results at simultaneously having a low load of fly ash through unreacted ammonia.

This thesis presents a gray-box-model, with which the temperature distribution of the flue gas in the combustion chamber of the steam generator is determined quasi-online as mean temperature of finite volume elements. On the results of the CFD calculations a control concept for the reagent injection is built, which core represents the definition of a criteria for the selection of the injection location to be activated.

The gray-box-model is first validated through suction-pyrometry measurements. Ultimately, the entire procedure is assessed using the denitrification results and the fly ash quality, which are satisfactory over the entire load range and thereby can withstand the dynamic demands of the balancing energy market.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	10
2. Beschreibung des Status und der Problemstellung im Modellkraftwerk Völklingen - MKV	13
2.1. Anlagenkonzeption und Besonderheiten des MKV	14
2.2. Einsatz eines künstlichen neuronalen Netzes zur Feuerungsoptimierung . .	19
2.3. Erfahrungen mit SNCR-Anlagen und daraus resultierende Einsatzbereiche	22
2.4. Entstickung im MKV	24
3. Grundlagen und Begriffe	27
3.1. Wärmeübertragung im Dampferzeuger	27
3.1.1. Wärmeleitung (Konduktion) und Wärmedurchgang	28
3.1.2. Wärmestrahlung	30
3.1.3. Wärmeströmung (Konvektion)	31
3.2. Verbrennungstechnik	32
3.2.1. Phasen der Kohleverbrennung	34
3.2.2. Stöchiometrie beim Verbrennungsvorgang	37
3.2.3. Feuerraumtemperatur	38
3.2.4. Bildung von NO_x	39
Brennstoff- NO	40
Thermisches NO	40
Einflussgrößen der NO_x -Bildung	41
3.3. Feuerungstechnik	41
3.3.1. Aufbau des Drall-Stufen-Brenners im Modellkraftwerk Völklingen .	43
3.3.2. Strömungsfeld von Drall-Stufen-Brennern	44
3.4. Grundlagen des Dampferzeugerbetriebes	48
3.4.1. Aufbau und Bauteile von Dampferzeugern	48
3.4.2. Wasser-/Dampfkreislauf	49
3.4.3. Luft-/Rauchgasweg	55
3.4.4. Verschmutzung der Heizflächen - Fouling	57
3.5. Entstickungsverfahren in Steinkohlekraftwerken	58
3.5.1. Primärentstickung und ihre Grenzen	59
3.5.2. Sekundärentstickung	61
Selektive katalytische Reduktion - SCR	62
Bewertung der SCR-Verfahren	65

	Selektive nicht-katalytische Reduktion - SNCR	66
	Gegenüberstellung SCR- und SNCR-Verfahren	71
3.6.	Temperaturmessung in Rauchgasen	73
3.6.1.	Beschreibung der Messverfahren	73
	Widerstandsthermometer	73
	Thermoelemente	75
	Absaugpyrometrie	77
	Ultraschall-Pyrometrie	79
	Strahlungs-pyrometer	82
3.6.2.	Bewertung der Verfahren zur Temperaturmessung	82
3.7.	Messung von Rauchgaskomponenten	84
3.7.1.	Nichtdispersive Infrarotabsorption - NDIR	85
3.7.2.	UV-Spektroskopie	86
3.8.	Künstliche neuronale Netze und lernende Systeme	89
3.9.	Computergestützte Strömungsmechanik - CFD	90
4.	SNCR-Anlage im Modellkraftwerk Völklingen	92
4.1.	Beschreibung der Versuchsanlage	92
4.2.	Durchführung der Eindüseversuche	95
4.3.	Beschreibung der kommerziellen SNCR-Anlage MKV	98
5.	Gray-Box-Modell zur Ermittlung der Rauchgastemperaturverteilung im Dampf- erzeuger	103
5.1.	Das Flammen-Modell	105
5.1.1.	Lokale thermische Bilanzierung der Flammen	105
	Quantifizierung der Schiefelage bei der Kohlestaubverteilung	106
	Ermittlung der Flammentemperatur	111
5.1.2.	Dynamische Bilanzierung der Flammen	115
5.1.3.	Zusammenfassung der Modellierungsansätze	122
5.2.	Das Feuerraum-Modell	124
5.2.1.	Diskretisierung des Feuerraumes	124
	Festlegung der Boxen-Kantenlänge	124
	Definition und Indizierung der Boxentypen	126
5.2.2.	Setzen der Startwerte im Brennernahfeld	130
5.2.3.	Physikalische Randbedingungen der CFD-Berechnungen	135
	Druckdifferenz als Strömungsvoraussetzung	135
	Wärmesenke in den Verdampferwänden	135
	Rauchgastemperatur am Feuerraumende	135
	Strömungstechnische Randbedingung an den Verdampferwänden	136
5.2.4.	Thermische Bilanzierung der Oberluft	136
5.2.5.	Thermische Bilanzierung des eingedüsten Deionats	138
5.2.6.	Bilanzierung der Berührungsheizfläche Überhitzer 5	140
5.2.7.	Modellierung der Wandverschmutzung im Strahlteil des Kessels	143
5.3.	Struktur und Funktionsweise des Gray-Box-Modells	148

6. Validierung des Gray-Box-Modells	151
6.1. Validierung durch Ultraschall-Pyrometrie	152
6.2. Validierung durch Absaugpyrometrie	157
6.2.1. Durchführung der Messungen	158
6.2.2. Grundlagen der Student'schen Verteilungsfunktion	162
6.2.3. Exemplarische Bewertung von Messreihen	163
6.3. Bewertung der Validierung durch Absaugpyrometrie	184
7. Modellbasierte Steuerung der Reagenzgemischeindüsung	186
7.1. Auswahl der optimalen Eindüsesstellen	186
7.1.1. Eigenschaften und Ermittlung der Verteilungsfunktion $C_{NH_3}^d$	187
7.1.2. Definition des Auswahlkriteriums	189
7.2. Erkenntnisse aus der Visualisierung der Temperaturverteilung	192
7.3. Regelung des NH_3 -Schlupfes	195
7.4. Regelung des NO_x -Gehaltes	197
8. Validierung des Entstickungsverfahrens	199
9. Zusammenfassung	203
10. Ausblick	206
10.1. Verfahrenstechnische Entwicklungsansätze	206
10.2. Ökonomische Aspekte des Verfahrens	208
Literaturverzeichnis	210
Anhang	226
A. Ergebnisprotokolle Eindüseversuche MKV 2008	227
B. Validierung des Temperaturmodells durch Absaugpyrometrie	234
C. Prozessbilder unterschiedlicher Lastfälle	247

Abbildungsverzeichnis

2.1. Anlagenkonzept Modellkraftwerk Völklingen [2]	14
2.2. Wesentliche technische Daten des Kraftwerksblockes MKV	16
2.3. Querstrom-Kühlturm mit integrierter REA [2]	18
2.4. Optimierung des Kesselbetriebes durch PIT-Navigator der Fa. Powitec [5]	21
3.1. Parameter der im Modellkraftwerk verfeuerten Einsatzkohle [25]	33
3.2. Die vier Phasen der Kohleverbrennung [28]	35
3.3. Abhängigkeit der Zündtemperatur einer Steinkohle von den flüchtigen Bestandteilen [29]	36
3.4. Temperaturabhängigkeit der NO_x -Bildungsmechanismen [33]	42
3.5. Schnittbild Drall-Stufen-Brenner im MKV Fa.Babcock [35]	43
3.6. Vermischungszone b im Grenzbereich zweier paralleler Freistrahlen [36]	44
3.7. Nahbereich eines Freistrahles [36]	45
3.8. Geschwindigkeitsverteilung des Rauchgases in Brennernahbereich	46
3.9. Verdampfer und Umwälzkreislauf	50
3.10. Lokalvariabler Verdampfungspunkt bei Volllast und Teillast [43]	51
3.11. Siedelinie des Wassers [44]	52
3.12. Geschlossener Wasser-/Dampfkreislauf im Kraftwerksprozess	53
3.13. Schnittbild des Zwangsdurchlaufkessels MKV [2]	54
3.14. Schema Luft-/Rauchgasweg im Dampferzeuger	56
3.15. Abhängigkeit des relativen NO_x -Abscheidegrades von der Rauchgastemperatur [55]	63
3.16. SCR in Low-dust-Schaltung [55]	63
3.17. SCR in High-dust-Schaltung [55]	64
3.18. Anordnung einer SNCR-Anlage im Dampferzeuger [58]	68
3.19. Temperaturabhängigkeit des relativen NO_x -Abscheidegrades $\eta_{NO_{xrel}}$ bei verschiedenen Sauerstoffanteilen in der Umgebungsatmosphäre [58]	69
3.20. Verhältnisse an einer Eindüsenstelle bei Eindüsung in unterschiedliche Temperaturbereiche	70
3.21. Prinzipschaltung eines Thermoelementes [63]	75
3.22. Messanordnung mit Thermoelement und Ausgleichsleitungen [63]	77
3.23. Aufbau eines Absaugpyrometers [71]	78
3.24. Eingefahrene Messlanze neben einem Rußbläserträger	79
3.25. Anordnung <i>agam</i> (Fa. Bonnenberg + Drescher) Ultraschall-Pyrometer mit Auswerteeinheit [74]	81

3.26. Infrarotspektroskop Uras26 der Fa. <i>ABB</i> zur Rauchgasanalyse [77]	87
3.27. In-situ Gasanalysator GM31 der Fa. <i>Sick</i> [78]	88
4.1. Anmischmodul der Versuchsanlage	93
4.2. Reduktionsmittelpumpe	94
4.3. Versuchslanze	94
4.4. Kessellängsschnitt mit Eindüseebenen der Versuchsreihen [89]	97
4.5. Konfektionierte SNCR-Anlage im MKV [91]	99
4.6. MM-Modul und Regelprinzip der SNCR-Anlage [91]	101
4.7. Schnittbild einer Eindüselanze [91]	102
5.1. Anordnung der CMOS-Kameras zur online Abschätzung der Kohlestaub- schieflage, hier $i_L > i_R$	107
5.2. Geometrische Abmaße des verwendeten Strahlungsthermometers [97]	112
5.3. Schnittbild des Strahlungsthermometers [98]	113
5.4. Vorderansicht Strahlungsthermometer	114
5.5. Seitenansicht Strahlungsthermometer	114
5.6. Anordnung und Sichtfeld CMOS-Kameras und Strahlungsthermometer Brennerebene 3 [99]	117
5.7. Konzentrische Einlässe und geometrische Maße der Drall-Stufen-Brenner im MKV	118
5.8. Aufteilung des modellierten Brennereinlasses in $N = 501$ Einzelbrenner	121
5.9. Rechenzeit des CFD-Solvers in Abhängigkeit der Boxen-Kantenlänge [100]	125
5.10. Koordinatensystem und entsprechende Indizes zur Boxenkennzeichnung	127
5.11. Qualitative Wechselwirkung zwischen benachbarten Rauchgasboxen	130
5.12. Thermodynamische Verhältnisse an einer Brennerbox	133
5.13. Anordnung der Rauchgasboxen eines Brenners mit Startwerten	134
5.14. Lokale Anordnung der Rauchgastemperaturmessungen im Bereich des Über- hitzers 5	142
5.15. Ermittlung des Fouling-Faktors an einer eingebauten Temperatur-Messstelle	145
5.16. Strukturskizze Gray-Box-Modell zur Berechnung der Temperaturverteilung	149
5.17. Skalierungsfaktoren des Gray-Box-Modells	150
6.1. Temperaturverteilung nach US-Pyrometrie bei Volllast	154
6.2. Temperaturverteilung gemäß Gray-Box-Modell bei Volllast	154
6.3. Temperaturverteilung nach US-Pyrometrie bei Teillast	155
6.4. Temperaturverteilung gemäß Gray-Box-Modell bei Teillast	155
6.5. Temperaturverteilung nach US-Pyrometrie bei Schwachlast	156
6.6. Temperaturverteilung gemäß Gray-Box-Modell bei Schwachlast	156
6.7. Aufbau des Absaugpyrometers mit der Nennlänge 5 Meter [103]	157
6.8. Keramikeinsätze zur Abschirmung und zum Schutz des Thermoelementes im Absaugpyrometer [103]	158
6.9. Verschmutzte Ansaugöffnung des Absaugpyrometers nach einer Messung [103]	159

6.10. Messanordnung der beiden Absaugpyrometer	161
6.11. Wertepaare 1-30 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Volllast; Messtiefe 3,5 Meter	168
6.12. Werte 31-60 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Volllast; Messtiefe 3,5 Meter	169
6.13. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und model- lierten Temperaturen bei Volllast; Messtiefe 3,5 Meter	170
6.14. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Volllast; Messtiefe 3,5 Meter . .	171
6.15. Wertepaare 1-30 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Teillast; Messtiefe 3,5 Meter	174
6.16. Werte 31-60 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Teillast; Messtiefe 3,5 Meter	175
6.17. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und model- lierten Temperaturen bei Teillast; Messtiefe 3,5 Meter	176
6.18. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Teillast; Messtiefe 3,5 Meter . .	177
6.19. Wertepaare 1-30 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Schwach- last; Messtiefe 3,5 Meter	180
6.20. Werte 31-60 für gemessene und modellierte Temperaturen bei Schwachlast; Messtiefe 3,5 Meter	181
6.21. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und model- lierten Temperaturen bei Schwachlast; Messtiefe 3,5 Meter	182
6.22. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Schwachlast; Messtiefe 3,5 Meter	183
7.1. Sprühbild einer Versuchseindüsung auf Höhe 49 Meter	188
7.2. Wichtungsfaktor als Funktion der Temperatur	190
7.3. Rauchgasboxen mit Temperaturen über 900 °C bei Volllast	192
7.4. Rauchgasboxen mit Temperaturen über 900 °C bei Teillast	193
7.5. Rauchgasboxen im optimalen Temperaturintervall bei Volllast	194
7.6. Rauchgasboxen im optimalen Temperaturintervall bei Volllast	195
7.7. Visualisierung der NH_3 -Umsetzung an den Eindüsestellen bei Volllast . .	196
7.8. Visualisierung der NH_3 -Umsetzung an den Eindüsestellen bei Teillast . .	197
8.1. Modellbasierte Rauchgasentstickung mittels SNCR-Anlage bei Volllast . .	201
8.2. Modellbasierte Rauchgasentstickung mittels SNCR-Anlage bei Teillast . .	202
A.1. Volllast - $\lambda = 0,8$ mit einer Eindüseebene [89]	228
A.2. Volllast - $\lambda = 0,8$ mit zwei Eindüseebenen [89]	229
A.3. Volllast - $\lambda = 0,9$ mit zwei Eindüseebenen [89]	230
A.4. Teillast - $\lambda = 0,8$ mit einer Eindüseebene [89]	231
A.5. Teillast - $\lambda = 0,85$ mit zwei Eindüseebenen [89]	232
A.6. Schwachlast mit $\lambda = 0,8$ mit einer Eindüseebene [89]	233
B.1. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und model- lierten Temperaturen bei Volllast; Messtiefe 0,5 Meter	235
B.2. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Volllast; Messtiefe 0,5 Meter . .	236

B.3. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und modellierten Temperaturen bei Volllast; Messtiefe 2,5 Meter	238
B.4. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Volllast; Messtiefe 2,5 Meter	239
B.5. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und modellierten Temperaturen bei Teillast; Messtiefe 1,5 Meter	241
B.6. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Teillast; Messtiefe 1,5 Meter	242
B.7. Absolutwerte und Temperaturdifferenz zwischen gemessenen und modellierten Temperaturen bei Schwachlast; Messtiefe 4,5 Meter	244
B.8. Häufigkeitsverteilung der Abweichung bei Schwachlast; Messtiefe 4,5 Meter	245
C.1. Lastfall: 2 Mühlenbetrieb, Lastgang über 8 Stunden	248
C.2. Lastabwurf: Von 192 MW_{el} auf 175 MW_{el} bei 4 Mühlenbetrieb	249
C.3. Lastabwurf: Wechsel von 4 Mühlen- auf 2 Mühlenbetrieb	250
C.4. Lastaufnahme: Wechsel von 2 Mühlen- auf 3 Mühlenbetrieb und danach von 3 Mühlen- auf 4 Mühlenbetrieb	251
C.5. Lastaufnahme: Wechsel von 3 Mühlen- auf 4 Mühlenbetrieb	252
C.6. Lastfall: Darstellung von Sekundärleistung im 4 Mühlenbetrieb	253