



# KRAFTWERKSTECHNIK 2015

Strategien, Anlagentechnik  
und Betrieb



# **KRAFTWERKSTECHNIK 2015**

Strategien, Anlagentechnik  
und Betrieb



## **Kraftwerkstechnik 2015**

Strategien, Anlagentechnik und Betrieb

Michael Beckmann, Antonio Hurtado.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und  
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2015  
ISBN 978-3-934409-70-5

ISBN 978-3-934409-70-5 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH



Copyright: Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik  
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH • Freiberg 2015  
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Dr.-Ing. Sebastian Grahl, Dipl.-Ing. Franziska Graube, Dipl.-Ing. Nina Hack, Anja Höhn, M.A. Juliane Jentschke, Dipl.-Päd. Eric Mildner, Dr.-Ing. Andrea Ohle, Dipl.-Ing. Christoph Pieper, Dipl.-Ing. Lars Schwarzer, Dipl.-Ing. Christopher Thiel, Dr.-Ing. Simon Unz  
Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH: Dipl.-Des. (FH) Angela Flugrat, Stephan Rose, Marcel Sabiers, Dresden  
Druck: Industriedruck GmbH, Ottendorf-Okrilla  
Icons auf Buchdeckel: © missbobbitt - Fotolia.com, taktiker Werbeagentur GmbH  
Fotos auf Buchdeckel: © Abstractus Designus - Fotolia.com

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien, z. B. DIN, VDI, VDE, VGB Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden sein, so kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Die Autoren zeichnen sich für ihre Beiträge und die Richtigkeit sowie Vollständigkeit der Quellenangaben selbst verantwortlich. Die Manuskripte wurden durch den Herausgeber nur redaktionell bearbeitet.

Der Tagungsband ist auch als E-Book verfügbar unter: ISBN 978-3-934409-71-2

## SNCR-Verfahren für kohlegefeuerte Kraftwerke – Neuerungen und flexible Lösungen als Antwort auf gesenkte NO<sub>x</sub>-Grenzwerte

Bernd von der Heide

1.	Einleitung .....	540
2.	Anlagentechnik für 17. BImSchV .....	540
3.	Voraussetzungen für die Funktion von SNCR-Verfahren.....	543
4.	Lösungsmöglichkeiten.....	544
4.1.	Kühlung der Rauchgase durch Erhöhung der Prozesswassermenge .....	544
4.2.	Kühlung der Rauchgase mit zusätzlichem Prozesswasser.....	544
4.3.	Selektive Kühlung der Rauchgase .....	546
4.4.	Adaptive Kühlung der Rauchgase .....	547
4.5.	Bestimmung und Einbindung der Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen .....	548
5.	Einsatz in Kohlekraftwerken.....	549
6.	Zusammenfassung und Ausblick.....	550
7.	Quellen.....	551

## 1. Einleitung

Seit einigen Jahren werden mit dem nichtkatalytischen Verfahren (SNCR) in Abfallverbrennungsanlagen verlässlich  $\text{NO}_x$ -Abscheidegrade erreicht, die vorher nur mit dem wesentlich aufwändigeren SCR-Verfahren möglich waren, sodass der *Stand der Technik* für rostgefeuerte Verbrennungsanlagen heute durch das SNCR-Verfahren bestimmt wird.

Im Kraftwerksbereich sind inzwischen  $\text{NO}_x$ -Emissionen von  $200 \text{ mg/Nm}^3$ - $250 \text{ mg/Nm}^3$  im Rauchgas allein durch feuerungstechnische Maßnahmen möglich. Die weitere  $\text{NO}_x$ -Reduzierung unter den derzeitigen Grenzwert von  $200 \text{ mg/Nm}^3$  wird zunehmend mithilfe der SNCR-Technik realisiert. Da Kraftwerkskessel schon allein wegen der Größe und der Betriebsbedingungen erheblich größere Anforderungen stellen als Abfallverbrennungsanlagen, sind weitere Entwicklungsschritte nötig, um den technischen Vorsprung der SCR-Verfahren aufzuholen. Dieser Beitrag beschreibt den heutigen Entwicklungsstand und in welchen Bereichen noch weiteres Entwicklungspotenzial besteht.

## 2. Anlagentechnik für 17. BImSchV

Für SNCR-Verfahren besonders gut geeignet sind Verbrennungsanlagen, in denen der erste Zug frei von Einbauten ist und die Rauchgasgeschwindigkeiten so gering sind, dass die Rauchgase im Feuerungsraum so weit abkühlen, dass die Reaktionen zur  $\text{NO}_x$ -Abscheidung schon vor dem Eintritt in die Berührungsheizflächen abgeschlossen sind. Dies ist z. B. der Fall bei Rostfeuerungen wie in Verbrennungsanlagen für Abfall, Biomasse, Kohle, aber auch bei Wirbelschichtfeuerungen sowie kleineren Kohlekesseln, wie sie z. B. in Heizkraftwerken betrieben werden.

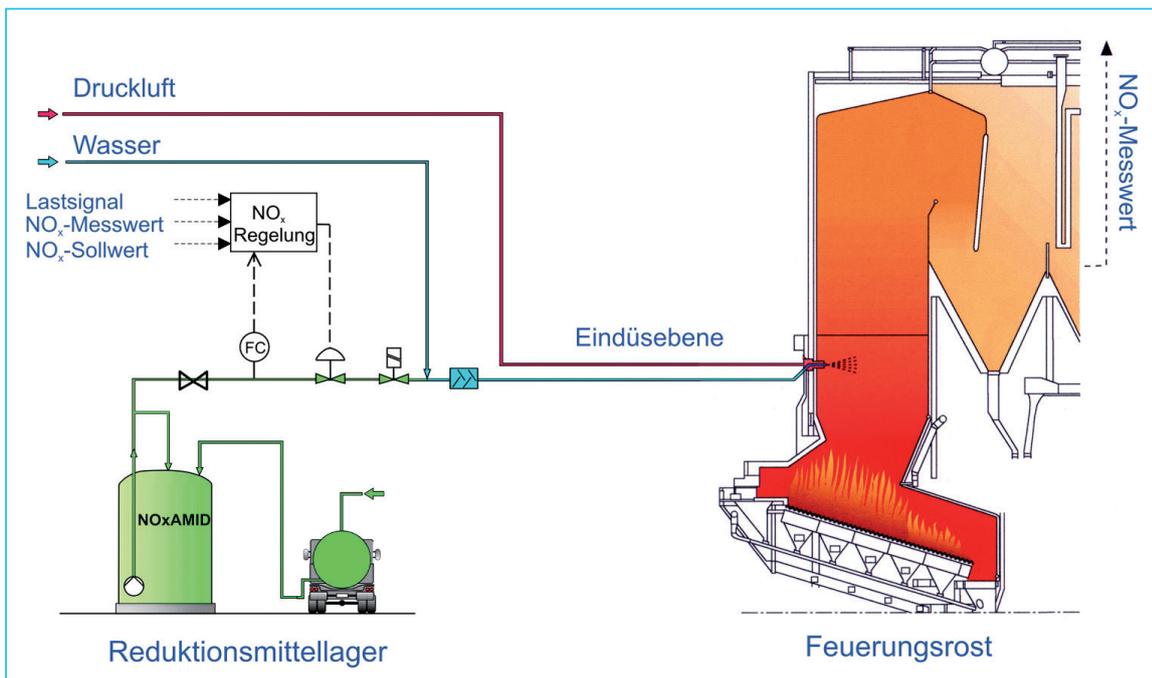


Abb. 1: Verfahrensfließbild einer einfachen SNCR-Anlage

Das vereinfachte Verfahrensfliessbild (Abbildung 1) zeigt die Funktion und den Lieferumfang einer typischen SNCR-Anlage für Harnstofflösung als Reduktionsmittel, wie sie für Verbrennungsanlagen gemäß der gültigen 17. BImSchV mit  $\text{NO}_x$ -Abscheidegraden bis zu 60 % betrieben wird. Diese Anlagen werden je nach Anforderungen mit ein oder zwei Eindüseebenen ausgerüstet, die gegebenenfalls abhängig von der Last- und/oder der Rauchgastemperatur umgeschaltet werden können.

Mit diesem Konzept können  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte von  $120 \text{ mg/Nm}^3$  bis  $150 \text{ mg/Nm}^3$  und einem  $\text{NH}_3$ -Schlupf von  $<30 \text{ mg/Nm}^3$  verlässlich eingehalten werden, wenn die Eindüslanzen so angeordnet sind, dass die Eindüsung innerhalb des relativ weit gefassten Temperaturfensters erfolgt. Temperaturschwankungen und -schieflagen, die an einer Stelle zu geringerer Abscheidung führen, werden hier durch höhere Abscheidegrade an einer anderen Stelle ausgeglichen. Um größeren Temperaturschwankungen und -schieflagen, die sich während des Betriebes ergeben, entgegenzuwirken, haben sich zwei Eindüseebenen bewährt, die abhängig von der gemittelten Kesseldeckentemperatur umgeschaltet werden. Unter günstigen Betriebsbedingungen, wie sie bei der Verbrennung homogener Brennstoffe und konstanter Kessellast vorzufinden sind, sind mit diesem Konzept auch  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $<100 \text{ mg/Nm}^3$  möglich, wobei abhängig von Schieflagen der Rauchgastemperaturen und -strömungen hinsichtlich des  $\text{NH}_3$ -Schlupfes und des Reduktionsmittelverbrauchs mit Einschränkungen zu rechnen ist.

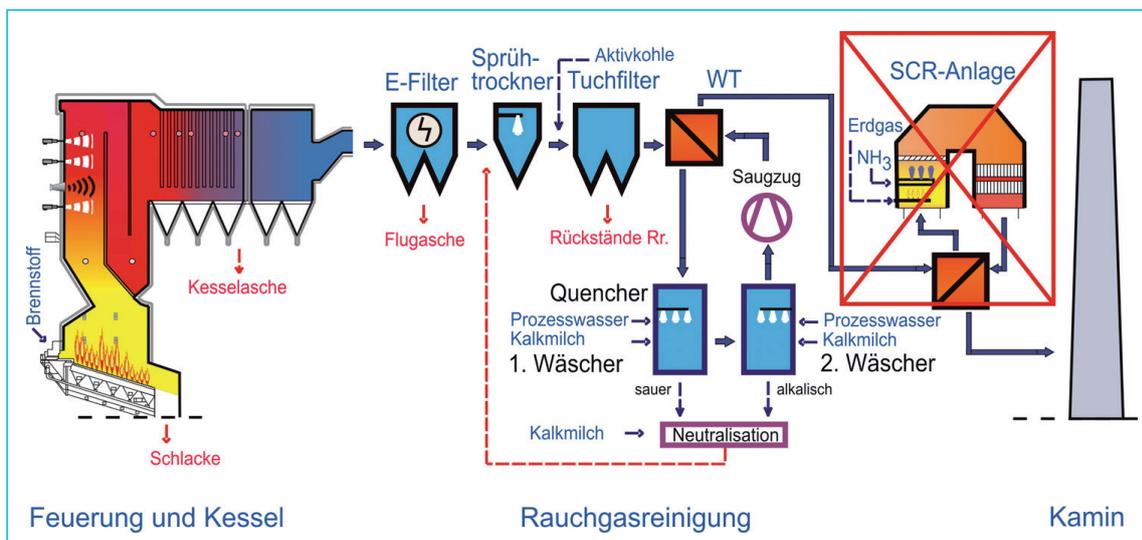


Abb. 2: Verfahrensfliessbild für SNCR-Anlage MVA Wijster – SCR wird durch SNCR ersetzt

Damit in allen möglichen Betriebsfällen das Reduktionsmittel immer in den Bereich des Temperaturfensters eingedüst wird, der hinsichtlich der  $\text{NO}_x$ -Abscheidung, des  $\text{NH}_3$ -Schlupfes und des Reduktionsmittelverbrauchs am wirksamsten ist, werden in modernen Anlagen die Eindüslanzen abhängig von den Rauchgastemperaturen an den jeweiligen Eindüsstellen geschaltet.

Das ermittelte Temperaturprofil wird in Sektionen aufgeteilt und kann einzelnen Lanzen oder Lanzengruppen zugeordnet werden, die dann, abhängig von der gemessenen Rauchgastemperatur, umgeschaltet werden können. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Reduktionsmittel auch bei schnell wechselnden Rauch-

gastemperaturen an die für die Reaktion wirkungsvollsten Stellen gelangt und die SNCR-Anlage bezüglich  $\text{NO}_x$ -Abscheidegrad,  $\text{NH}_3$ -Schlupf und Reduktionsmittelverbrauch immer im optimalen Bereich fährt.

Die im Dauerbetrieb erzielten Messergebnisse an mehreren Verbrennungsanlagen belegen, dass  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $<100 \text{ mg/Nm}^3$  bei einem  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $<10 \text{ mg/Nm}^3$  dauerhaft einzuhalten sind und sogar Werte, die deutlich darunter liegen, erreicht werden.

In den Niederlanden z. B. wurden in der Abfallverbrennungsanlage Wijster die drei Reaktoren der SCR-Anlage außer Betrieb genommen und durch SNCR-Anlagen ersetzt. Wegen der hohen Anforderungen ( $\text{NO}_x$ -Abscheidung von ca.  $330 \text{ mg/Nm}^3$ - $350 \text{ mg/Nm}^3$  auf  $<60 \text{ mg/Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $<10 \text{ mg/Nm}^3$ ) sind drei Eindüsenebenen mit jeweils sechs Lanzen installiert worden. Hierbei wird jede einzelne Lanze abhängig von der jeweiligen Zonentemperatur so angesteuert, dass das Ammoniakwasser immer in den optimalen Temperaturbereich in der Feuerung eingedüst werden kann (Abbildung 2).

In Abbildung 3 sind die  $\text{NO}_x$ -Tagesmittelwerte der ersten Anlage aufgezeichnet. Es ist deutlich zu sehen, dass die Emissionsanforderungen immer eingehalten werden. In den ersten sechs Monaten ist mit dem SNCR-Verfahren ein  $\text{NO}_x$ -Jahresmittelwert von  $<50 \text{ mg/Nm}^3$  tr., bezogen auf 11 %  $\text{O}_2$  erreicht worden. Das ist vergleichbar mit der SCR-Anlage, deren  $\text{NO}_x$ -Jahresmittelwert bei  $45 \text{ mg/m}^3$  lag.

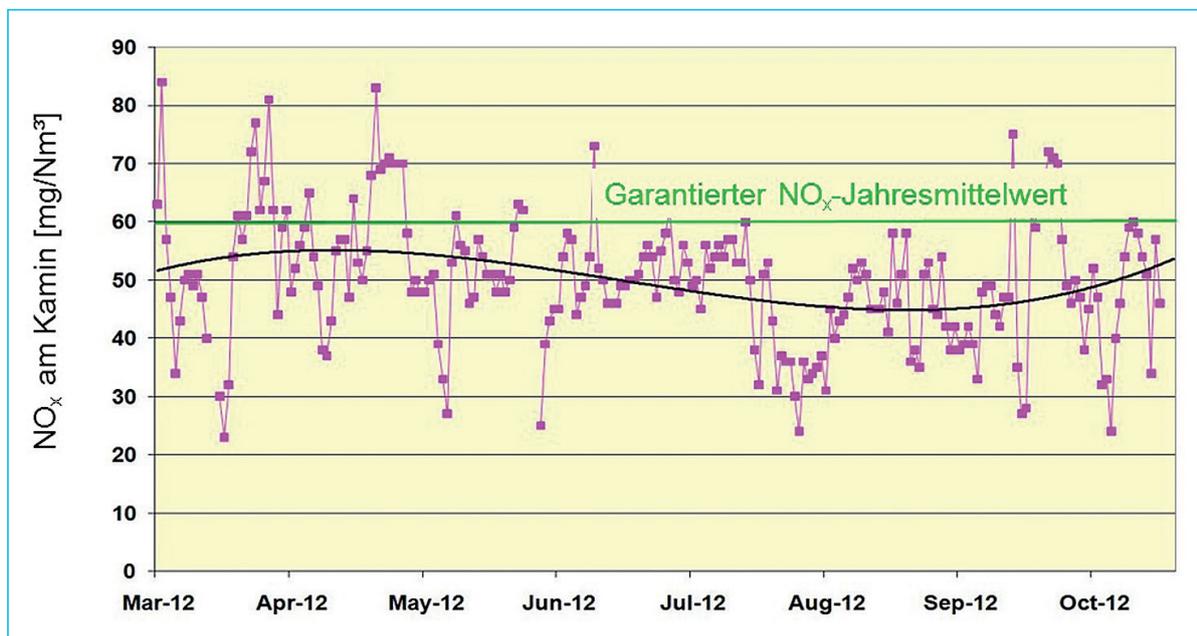


Abb. 3: Langzeitergebnisse der MVA Wijster – Tagesmittelwerte

Nach dem Umbau der anderen beiden Linien werden auch hier die garantierten  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte sicher erreicht. Bemerkenswert ist, dass der  $\text{NH}_3$ -Schlupf deutlich unter den Erwartungen liegt. Daher halten sich auch nach der Inbetriebnahme der beiden anderen Verbrennungslinien die  $\text{NH}_3$ -Werte im Nebenprodukt aus der Rauchgasreinigung in vertretbaren Grenzen, sodass die vorgesehe-

ne Nachrüstung einer Anlage zum Strippen des Ammoniaks aus dem Abwasser nicht erforderlich war.

### 3. Voraussetzungen für die Funktion von SNCR-Verfahren

Um das gesamte Potenzial auszunutzen, genügt es nicht, die Reduktionsmittel gleichmäßig innerhalb des geeigneten Temperaturfensters in den Rauchgasen zu verteilen und gründlich zu vermischen. Abgesehen davon, dass der optimale Temperaturbereich mit ca. 50 K-80 K relativ klein ist und die genaue Lage dieses Fensters von der Rauchgaszusammensetzung abhängt, sind u. a. die Temperaturverteilung, die  $\text{NO}_x$ -Verteilung, die Rauchgasgeschwindigkeiten und die Strömungsrichtungen an den Eindüsstellen wichtige Kriterien für die Wirksamkeit des Verfahrens. Diese Kriterien müssen bei der Auslegung einer SNCR-Anlage berücksichtigt werden, sind aber oft schwer zu erfassen bzw. abzuschätzen.

Im Kraftwerksbereich sind die Probleme, die von den Anbietern von SNCR-Anlagen gelöst werden müssen, schon allein wegen der Größe deutlich komplexer als es z. B. für Rostfeuerungen der Fall ist. Zumeist sind die Temperaturen in den von Einbauten freien Bereichen, insbesondere bei Vollast, zu heiß (Abbildung 4), sodass die Reduktionsmittel zu  $\text{NO}_x$  verbrennen. Die für die Reaktion günstigen Temperaturen liegen, abhängig von der Kesselbauweise und der Konzeption der Feuerung häufig, in Bereichen der Wärmetauscher, die für die Eindüsung der Reduktionsmittel gar nicht oder nur schwer zugänglich sind. Zusätzlich erschweren Temperaturschiefen, die aufgrund der unterschiedlichen Konfigurationen und Betriebsweisen der Brenner auftreten, die Auslegung und die Regelung der SNCR-Anlagen erheblich. Darüber hinaus sind Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen nur schwer abzuschätzen bzw. zu messen.

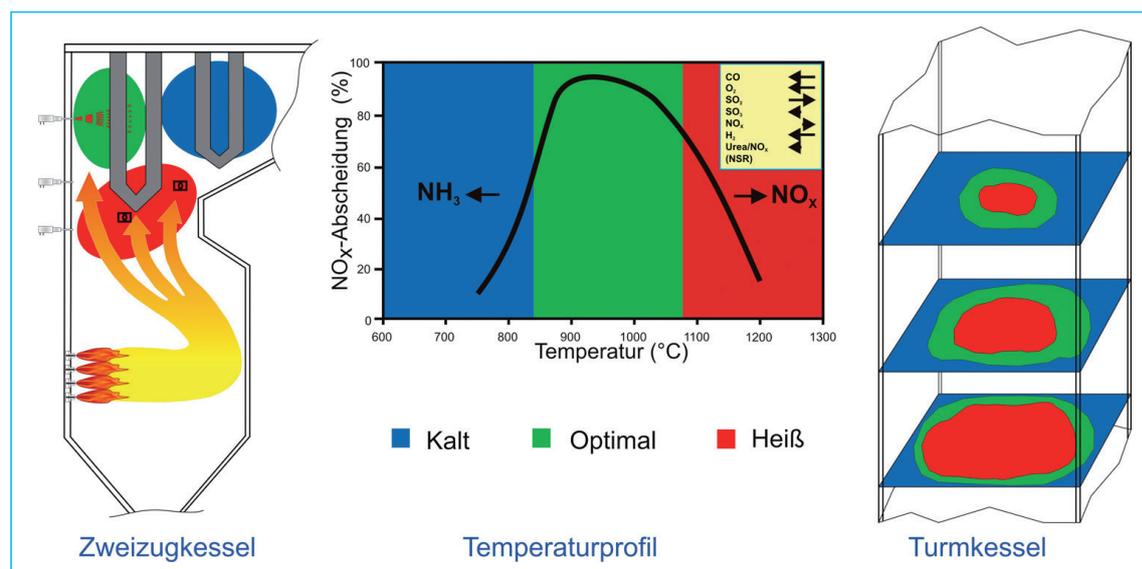


Abb. 4:  $\text{NO}_x$ -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur und Kesselbauform

Bei Turmkesseln ist der Bereich mit optimalen Reaktionstemperaturen nur schwer zu erreichen. Nahe der Kesselwände liegen die zu kalten Bereiche, während zur Mitte hin die Temperaturen ansteigen und im Kesselzentrum zu heiß sind.

## 4. Lösungsmöglichkeiten

Für die Lösung der o. g. Probleme bzw. zur Optimierung bieten sich grundsätzlich die nachfolgend beschriebenen Vorgehensweisen an.

Wenn im freien Raum, d. h. dem Bereich ohne Einbauten, die Rauchgastemperaturen zu hoch sind, muss in dem für die  $\text{NO}_x$ -Abscheidung geeigneten Temperaturfenster genügend Platz für die Eindüsung und Reaktion der Reduktionsmittel geschaffen werden. Dies bedeutet, dass Wärmetauscher versetzt bzw. gespreizt werden müssen, was in der Regel nur mit hohem Kostenaufwand zu realisieren ist. In neuen Kesseln kann dagegen mit vertretbarem Aufwand ausreichend Platz zur Verfügung gestellt werden, wenn dies bereits bei der Planung eines Projektes berücksichtigt wird.

Unter bestimmten Voraussetzungen ist es auch vertretbar, die Maximallast der Kessel so weit zu beschränken, dass die Rauchgastemperaturen am Austritt der Feuerung noch innerhalb des für die  $\text{NO}_x$ -Abscheidung geeigneten Temperaturfensters liegen. Aus verfahrenstechnischer Sicht ist die lokale Abkühlung der Rauchgase auf die Reaktionstemperatur eine wirkungsvolle Alternative.

### 4.1. Kühlung der Rauchgase durch Erhöhung der Prozesswassermenge

Sofern genügend Platz für die Eindüsung der Reduktionsmittel und ausreichend Verweilzeit für die Reaktionen vorhanden sind, stellen die mehr oder weniger stark auftretenden Temperaturschiefen kein Problem mehr dar. Seit der Einführung der temperaturabhängigen Einzellanzenumschaltung kann heute zuverlässig sichergestellt werden, dass die Reaktionen an jeder Stelle über den Querschnitt der Feuerung im optimalen Temperaturbereich stattfinden können.

### 4.2. Kühlung der Rauchgase mit zusätzlichem Prozesswasser

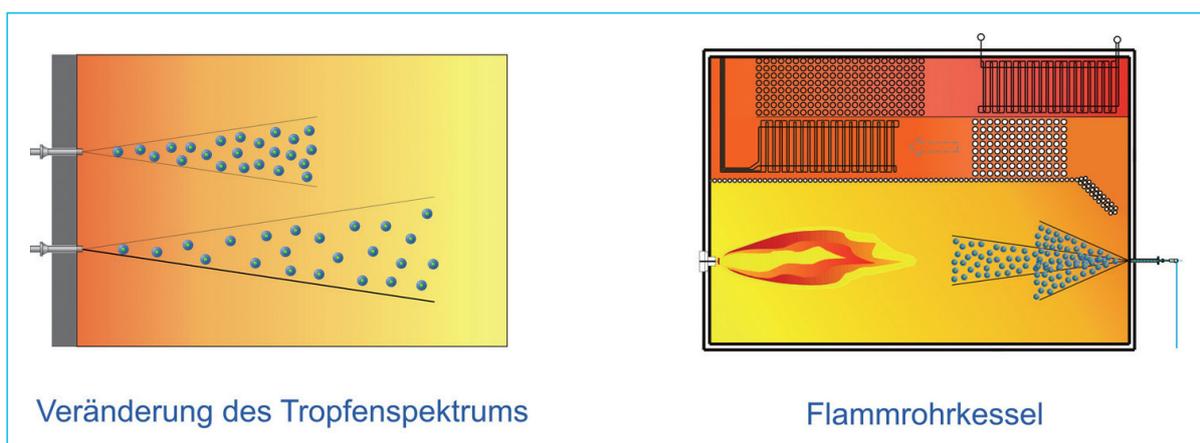


Abb. 5: Kühlung von Rauchgasen durch Erhöhung der Verdünnungswassermenge

Das größte Entwicklungspotenzial besteht heute darin, in Feuerungsanlagen, in denen die Rauchgastemperaturen in den zugänglichen Bereichen zu heiß für das SNCR-Verfahren sind, die Rauchgase so weit abzukühlen, dass eine  $\text{NO}_x$ -Abscheidung in allen Lastfällen möglich ist.

Hierzu bietet sich an, die Menge des Verdünnungswassers zu erhöhen. Dies hat aber folgende Nachteile, weshalb dieser Weg nur mit Einschränkungen empfehlenswert ist:

- Das Tropfenspektrum und damit Tropfengröße und Eindringtiefe wird mit unterschiedlichen Wassermengen verändert.
- Die Konzentration des Gemisches aus Reduktionsmittel und Wasser wird verändert, wodurch der Reduktionsbereich verschoben wird.

Die ständige Kesselfahrweise mit erhöhter Wassermenge ist jedoch nur in Ausnahmefällen akzeptabel, da für die Verdampfung des Wassers viel Energie verloren geht, wodurch sich der Anlagenwirkungsgrad zu sehr verschlechtert (Abbildung 5).

In Dreizugkesseln gehört die Regelung der Wassermenge, abhängig von der Kesselast bzw. Kesseltemperatur, seit vielen Jahren zum Standard. Bei diesen Anlagen kommen die o. g. Nachteile nicht zum Tragen, da immer gegen die Rauchgasströmung eingedüst wird und die Wurfweiten bewusst verändert werden, um den Temperaturwechseln zu folgen.

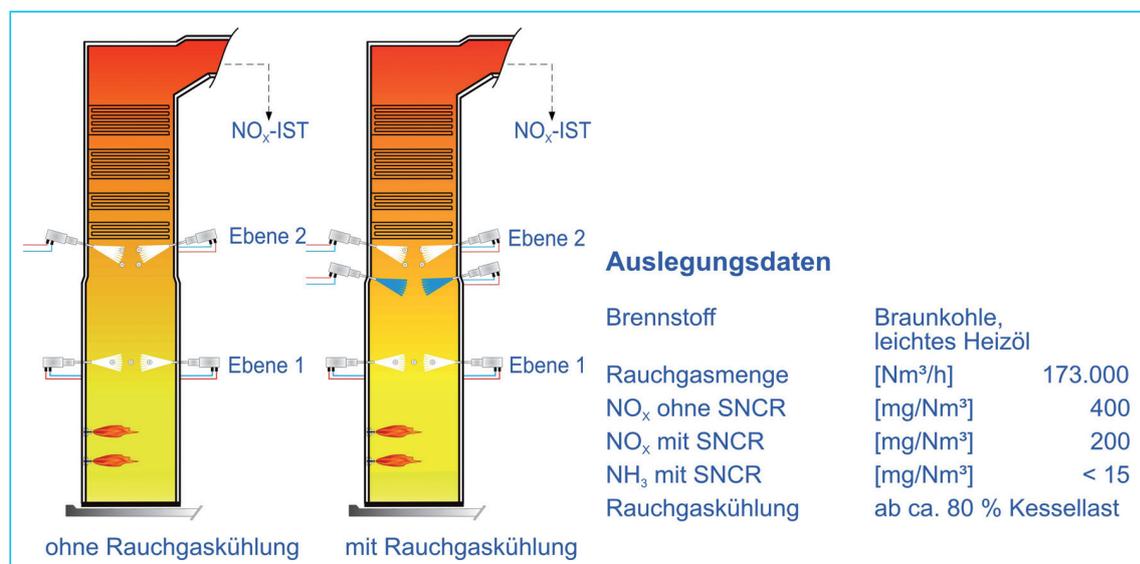


Abb. 6: Kohlegefeuerter Kessel mit und ohne Rauchgaskühlung

Bei größeren Kesseln, in denen die Reduktionsmittel praktisch immer quer zur Rauchgasströmung eingebracht werden, hat sich die Installation einer zusätzlichen Eindüseebene, die im Bedarfsfall nur mit Kühlwasser betrieben wird, im Dauerbetrieb bewährt.

Mit diesem Konzept wird das Kühlwasser nur bei hohen Temperaturen eingesetzt und bei sinkenden Temperaturen wieder abgeschaltet, wodurch das Tropfenspektrum nicht verändert wird. Der Nachteil ist, dass bei Temperaturschiefen Bereichen zu weit abgekühlt werden, in denen die Rauchgastemperaturen bereits optimal sind. Eine Wasserzugabe in diese Bereiche würde die Rauchgase unter die Reaktionstemperatur abkühlen, was dann die NO<sub>x</sub>-Abscheidung und den NH<sub>3</sub>-Schlupf beeinträchtigen würde.

Die Methode ist deshalb vorzugsweise für Verbrennungsanlagen geeignet, in denen ein gleichmäßiges Temperaturprofil vorliegt und die nicht ständig in Temperaturbereichen betrieben werden, in denen eine Zusatzkühlung der Rauchgase notwendig ist. Durch Zu- bzw. Abschalten der Kühlung mit Wasser kann in vielen Fällen eine zweite oder dritte Eindüsebene für Reduktionsmittel entfallen. In der auf Abbildung 6 gezeigten Anlage, die nur sehr selten unter Volllast betrieben wird, konnte man mit diesem Konzept auf die Nachrüstung eines Katalysators verzichten. Durch Zugabe des Kühlwassers bei Volllast wird eine Reduzierung des  $\text{NO}_x$ -Reingaswertes von  $400 \text{ mg/Nm}^3$  auf  $<200 \text{ mg/Nm}^3$  erreicht.

### 4.3. Selektive Kühlung der Rauchgase

Ähnlich wie das oben beschriebene Verfahren wird auch hier eine zusätzliche Eindüsebene für Kühlwasser unterhalb der oberen Eindüsebene installiert. Damit bei Temperaturschieflagen nur die Zonen *selektiv* gekühlt werden, die zu heiß sind, wird bei Bedarf nur eine einzelne bzw. eine Gruppe von Kühllanzen abhängig vom Temperaturprofil gezielt aktiviert, wodurch der Kühlwasserverbrauch und damit der Wärmeverlust im Kessel deutlich gesenkt und der  $\text{NH}_3$ -Schlupf niedrig gehalten wird (Abbildung 7).

Dies bietet sich an für Kesselanlagen, die im oberen Lastbereich betrieben werden und mit einer SNCR-Anlage ausgerüstet sind, in der die einzelnen Lanzen abhängig von der kontinuierlichen Messung des Temperaturprofils umgeschaltet werden.

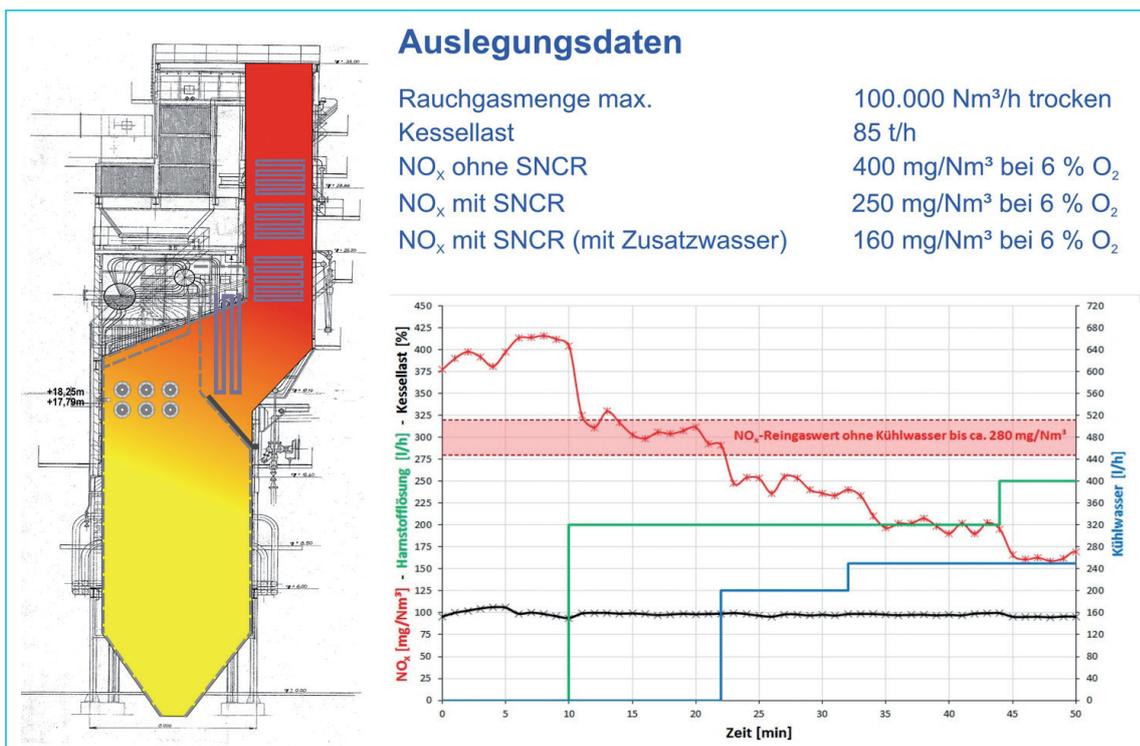


Abb. 7: Selektive Kühlung – Nachrüstung einer mit Harnstoff betriebenen SNCR Anlage



in das Regelungssystem eingegeben. Mit dem oben beschriebenen Konzept können somit in allen Betriebsfällen die Temperaturen und die eingedüsten Flüssigkeiten (Reduktionsmittel/Wasser) und Kühlwasser geregelt werden und deren Einfluss für die Regelung genutzt werden. Die Kühlwassermenge wird so im Hinblick auf Kesselwirkungsgrad,  $\text{NO}_x$ -Abscheidung und  $\text{NH}_3$ -Schlupf geregelt und optimiert. Der Temperaturanstieg des Rauchgases im Verlauf der Betriebszeit bei gleicher Kessellast gibt darüber hinaus Aufschluss, inwieweit die Wärmetauscher durch Ascheablagerungen verschmutzt sind und wann ggf. Rußblasen erforderlich ist.

#### 4.5. Bestimmung und Einbindung der Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen

Für die Wirksamkeit des SNCR-Verfahrens ist neben der Rauchgastemperatur auch die Ermittlung der Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen, die an den Eindüsstellen vorherrschen, von wesentlicher Bedeutung, da die abzuscheidende  $\text{NO}_x$ -Fracht ein Produkt aus  $\text{NO}_x$ -Konzentration und Rauchgasgeschwindigkeit ist.

Zur Abschätzung des Geschwindigkeitsprofils wird über der unteren Eindüsebene ebenfalls eine Temperaturmesseinrichtung installiert, mit der die Rauchgase

- ohne Eindüsung von Reduktionsmitteln und
- mit Eindüsung von Reduktionsmitteln

gemessen werden.

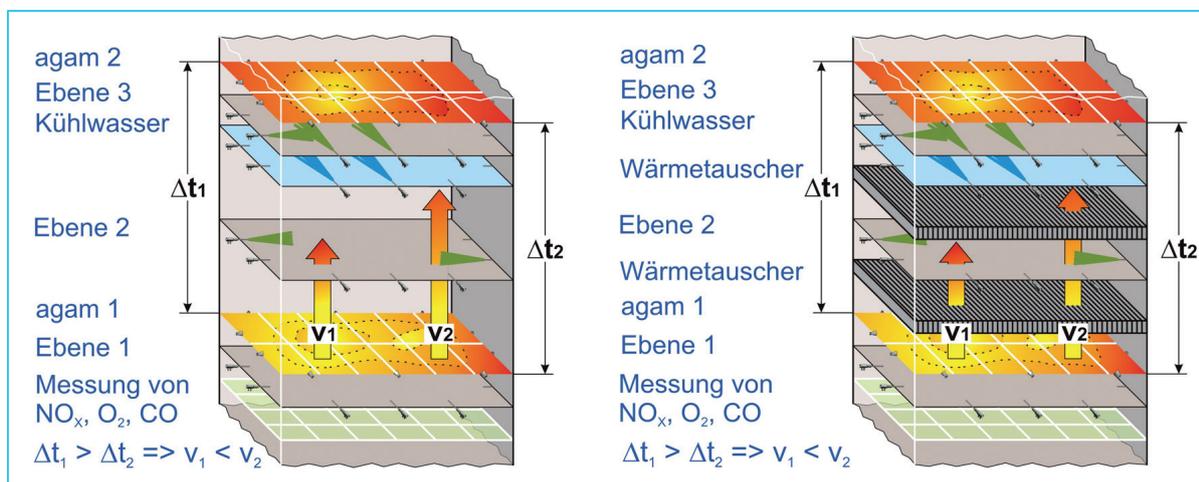


Abb. 9: Adaptive Rauchgaskühlung – Ableitung der Rauchgasgeschwindigkeiten aus Temperaturdifferenzen

Wenn man die Temperaturen der übereinander liegenden Messebenen vergleicht, kann man den Temperaturabfall berechnen (Abbildung 9).

Da heißeres Rauchgas einen größeren Auftrieb hat und langsamer strömendes Rauchgas an den Kesselwänden bzw. in den Wärmetauschern stärker abgekühlt wird, weist eine größere Abkühlung zwischen den Zonen der beiden Messebenen

auf eine geringere Rauchgasgeschwindigkeit hin, als in den Zonen, in denen die Abkühlung weniger stark ist.

Eine geringere Rauchgasgeschwindigkeit würde bei gleicher  $\text{NO}_x$ -Konzentration und gleicher Reduktionsmittelmenge zu einer Überdosierung und damit zu einem höheren  $\text{NH}_3$ -Schlupf an dieser Stelle führen. Um dies zu vermeiden, muss in den entsprechenden Eindüslanzen die Dosierung der Reduktionsmittelmenge vermindert oder ggf. ganz gestoppt werden.

In welcher Größenordnung die Geschwindigkeiten relativ zueinander liegen, lässt sich durch Berechnungen bzw. Computersimulation extrapolieren. Die Informationen dienen dann als Führungsgröße, um die Reduktionsmittelzufuhr zu einzelnen Lanzen oder Gruppen von Lanzen zu regeln.

## 5. Einsatz in Kohlekraftwerken

Neben der Begrenzung der  $\text{NO}_x$ -Bildung sollte es auch das Ziel von Primärmaßnahmen sein, optimale Bedingungen für die SNCR-Technik zu schaffen. Damit in der Kombination mit dem SNCR-Verfahren  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte erzielt werden, die mit einer Maßnahme allein nicht möglich wären, sind u. a. möglichst homogene Rauchgasströmungen und gleichmäßige Temperaturverteilungen anzustreben.

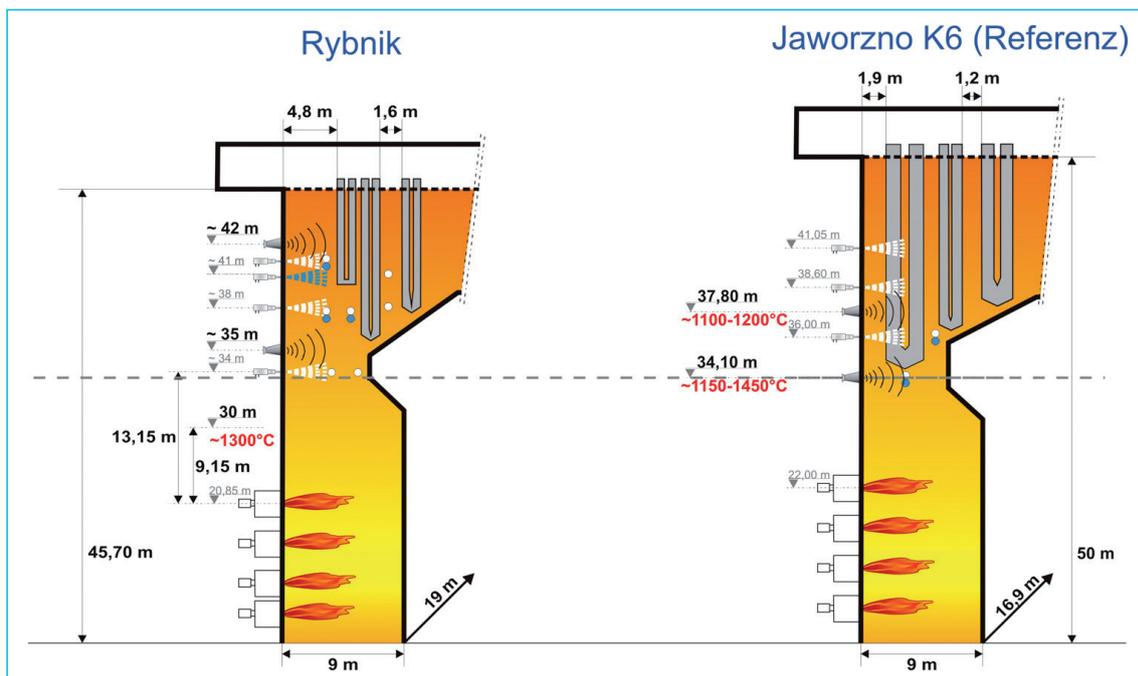


Abb. 10: Vergleich zweier kohlegefeuerter Kessel

In der praktischen Anwendung müssen Kompromisse zwischen der technischen Machbarkeit und den Auswirkungen auf die Kosten und das Betriebsverhalten gefunden werden, da beide Maßnahmen Vor- und Nachteile haben. In der Feuerung kann es u. a. aufgrund von Sauerstoffmangel Materialauszehrungen geben. Beim SNCR-Verfahren führt ein überhöhter  $\text{NH}_3$ -Schlupf zur

Bildung von Ammoniumsalzen, die im weiteren Rauchgasweg Probleme verursachen können. Dazu gehören z. B. Ablagerungen von Ammoniumsalzen in den Wärmetauschern, Belastung der Flugasche und der Nebenprodukte aus der Rauchgasreinigung durch  $\text{NH}_3$  sowie Belastung des Abwassers aus der Rauchgasreinigung durch  $\text{NH}_3$ .

Wie Versuchsergebnisse und Betriebserfahrungen in verschiedenen Kraftwerken in Polen am gleichen Kesseltyp (OP 650) belegen, hat u. a. die Anordnung der Brenner und der Ausbrandluft einen entscheidenden Einfluss auf die Rauchgasströmungen und die Temperaturverteilung und damit auf die Wirksamkeit des SNCR-Verfahrens. Die bei Weitem besten Ergebnisse mit Abscheidegraden bis zu 58 % wurden im Kraftwerk Polaniec erzielt, in dem die Brenner in den Ecken angeordnet sind. Gegenüber anderen Brennerkonfigurationen wird mit diesem Konzept eine Drehbewegung der Rauchgase erzeugt. Dies führt zu niedrigeren Temperaturen der Rauchgase am Eintritt in die Berührungsheizflächen, zu deutlich verminderter Bildung von Strähnen und weniger ausgeprägten Temperaturschieflagen als z. B. bei Front- oder Boxerfeuerungen.

An einem anderen Kraftwerksstandort in Polen, im Kraftwerk Jaworzno, sind sechs kohlegefeuerte Kessel des Typs OP 650 mit Frontfeuerung in Betrieb. Nach der Erneuerung der Brenner wurde zunächst in einem dieser Kessel eine kommerzielle SNCR-Anlage eingebaut. Die Erfahrungen aus den Testläufen an dem oben genannten Kessel wurden dabei berücksichtigt.

Im Kraftwerk Rybnik werden z. Z. vier Kessel (OP-650) mit SNCR-Anlagen ausgerüstet. Die Unterschiede zu den Kesseln in Jaworzno zeigt Abbildung 10. Die in den verschiedenen Kesselanlagen gewonnenen Erfahrungen und die oben beschriebenen Verbesserungen sollen hier genutzt werden mit dem Ziel, sowohl die Reingaswerte von  $\text{NO}_x$  und  $\text{NH}_3$  als auch die Verbräuche von Reduktionsmitteln und Wasser zu senken.

## 6. Zusammenfassung und Ausblick

In kleineren Verbrennungsanlagen, die z. B. Abfall oder Biomasse verbrennen, bestimmt das SNCR-Verfahren schon seit Jahren den Stand der Technik. Inzwischen liegen aber auch für Großfeuerungsanlagen mit einer Leistung von  $>200 \text{ MW}_{\text{el}}$  mehrjährige Betriebserfahrungen vor, die belegen, dass die in der EU ab 2016 geltenden  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte  $<200 \text{ mg/Nm}^3$  sicher und verlässlich eingehalten werden können.

Anfangsergebnisse mit neueren Techniken wie der Einzellanzenumschaltung, dem TWIN- $\text{NO}_x^{\text{®}}$ -Verfahren, der selektiven Rauchgaskühlung und der zielgerichteten Kombination mit Primärmaßnahmen weisen darauf hin, dass das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft worden ist. Zunehmender Bedarf besteht derzeit für Anlagen mit Kesseln, deren Leistungen zwischen ca.  $300 \text{ MW}_{\text{el}}$  bis  $500 \text{ MW}_{\text{el}}$  und deren  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte  $<150 \text{ mg/Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $<5 \text{ mg/Nm}^3$  liegen.

## 7. Quellen

- [1] von der Heide, B.: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik? In: Thomé-Kosmiensky; Beckmann, Michael (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2008, S. 275-293.
- [2] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants, Power-Gen International. Las Vegas, December 13-15, 2011.
- [3] von der Heide, B.: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO<sub>x</sub><sup>®</sup>-Verfahren. In: Beckmann, Michael; Hurgado, Antonio (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2012, S. 623-635.
- [4] Moorman, F.; von der Heide, B.; Stubenhöfer, C.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR. In: Thomé-Kosmiensky; Beckmann, Michael (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2013, S. 683-702.