

K. J. Thomé-Kozmiensky

Michael Beckmann

Energie

aus

Abfall

Band 14

K

Karl J. Thomé-Kozmiensky †  
Michael Beckmann

# Energie aus Abfall

Band 14

**K**

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Karl J. Thomé-Kozmiensky, Michael Beckmann (Hrsg.):

**Energie aus Abfall, Band 14**

ISBN 978-3-944310-32-9 TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky

Copyright: Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M.Sc., Dr.-Ing. Stephanie Thiel  
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky • Neuruppin 2017

Redaktion und Lektorat: Dr.-Ing. Stephanie Thiel, Elisabeth Thomé-Kozmiensky, M.Sc.

Erfassung und Layout: Sandra Peters, Anne Kuhlo, Janin Burbott-Seidel, Claudia Naumann-Deppe, Ginette Teske, Gabi Spiegel, Cordula Müller

Druck: Universal Medien GmbH, München

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funk-sendung, 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.

# Monitoring und Steuerung von SNCR-Technologien zur Optimierung von Entstickungsleistung und Ammoniakschlupf

Bernd von der Heide

1.	Entwicklungsschritte der SNCR-Verfahren.....	347
2.	Voraussetzungen für optimale Leistung.....	351
3.	Selektive Abgaskühlung – Ein Verfahrensschritt zu mehr Wirtschaftlichkeit – .....	356
4.	Anwendungen und Betriebserfahrungen mit <i>Selektiver Kühlung</i> .....	358
5.	Zusammenfassung und Ausblick.....	361
6.	Literatur.....	362

In rostgefeuerten Verbrennungsanlagen werden heute mit dem nichtkatalytischen Verfahren (SNCR) verlässlich  $\text{NO}_x$ -Abscheidegrade erreicht, die vorher nur mit dem wesentlich aufwändigeren SCR-Verfahren möglich waren. Für Abfallverbrennungsanlagen werden z.B. problemlos  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 100 \text{ mg/Nm}^3$  bei Ammoniakschlupf  $< 10 \text{ mg/Nm}^3$  erzielt und garantiert, sodass der *Stand der Technik* für diese Anlagen durch das SNCR-Verfahren bestimmt wird.

Im Kraftwerksbereich sind inzwischen  $\text{NO}_x$ -Emissionen von  $200$  bis  $250 \text{ mg/Nm}^3$  im Abgas 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.

## 1. Entwicklungsschritte der SNCR-Verfahren

In der Theorie scheint das SNCR-Verfahren sehr einfach zu funktionieren. Man muss im Prinzip nur Ammoniak absplattende Reduktionsmittel wie Ammoniakwasser oder Harnstofflösung – in seltenen Fällen auch gasförmiges Ammoniak – in die richtige Stelle, den optimalen Temperaturbereich, in die heißen Abgase eindüsen.

Jedoch ist die praktische Umsetzung häufig sehr schwierig. Um die gegenwärtigen und die in der Zukunft zu erwartenden strengeren  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte einzuhalten, muss das SNCR-Verfahren ständig verbessert werden. Bild 1 zeigt die Entwicklungsschritte bzw. Konzepte für unterschiedliche Anforderungen. Damit praktikable Lösungen gefunden werden können, ist unter anderem ein besseres Verständnis der Gesamtanlagen notwendig, was eine engere Zusammenarbeit mit Fachleuten für die Auslegung und Planung der Feuerung und der Kessel erfordert.

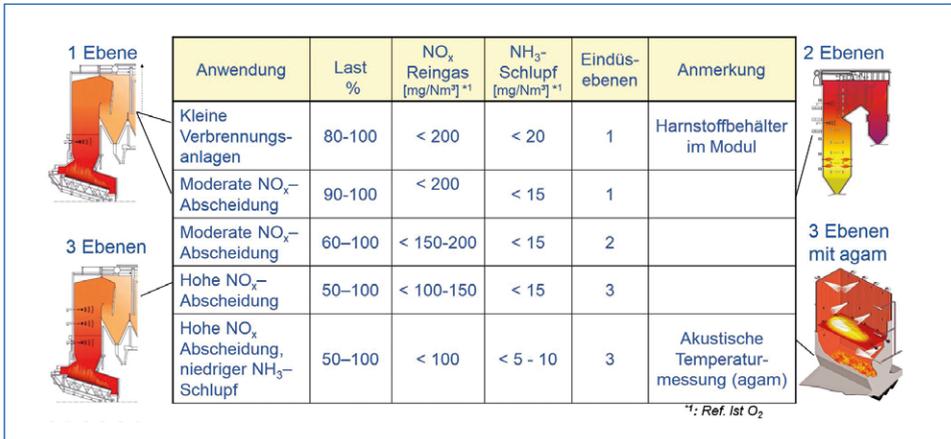


Bild 1: SNCR-Konzepte für unterschiedliche Anforderungen

Als die ersten SNCR-Anlagen vor etwa dreißig Jahren für den kommerziellen Betrieb gebaut wurden, waren die technischen Anforderungen noch vergleichsweise gering. Für Abfallverbrennungs- oder Biomasseanlagen z.B. mussten bis auf wenige Ausnahmen nur  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte gemäß der 17. BImSchV < 200 mg/Nm<sup>3</sup> bei einem

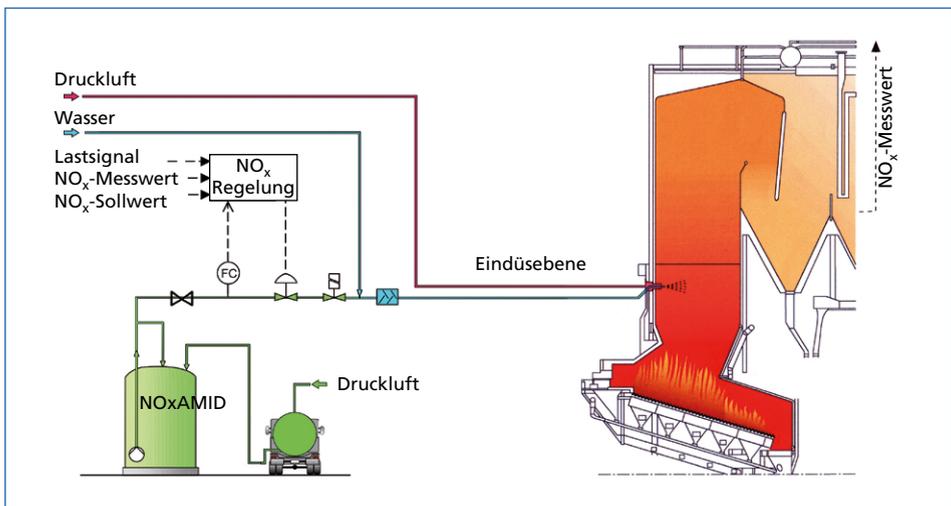


Bild 2: Verfahrensfließbild einer einfachen SNCR-Anlage

$\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 30 \text{ mg/Nm}^3$  eingehalten werden. Da diese Verbrennungsanlagen in der Regel bei Volllast betrieben werden, reichte eine Eindüsebene häufig aus, um die Abgastemperaturen, die sich zwischen Anfang und Ende der Reisezeit einstellen, abzudecken.

Mit den steigenden Anforderungen, insbesondere an den  $\text{NH}_3$ -Schlupf, musste das SNCR-Verfahren dem Bedarf entsprechend angepasst werden. Das vereinfachte Verfahrensfließbild (Bild 2) zeigt die Funktion und den Lieferumfang einer typischen SNCR-Anlage für Harnstofflösung als Reduktionsmittel, wie sie für Verbrennungsanlagen gemäß der 17. BImSchV mit  $\text{NO}_x$ -Abscheidegraden bis zu sechzig Prozent betrieben wird. Diese Anlagen werden je nach Anforderungen mit ein oder zwei Eindüsebenen ausgerüstet, die ggf. abhängig von der Last- und/oder der Abgastemperatur umgeschaltet werden können.

Mit diesem Konzept können  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte von  $120$  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 Eindüsebenen bewährt, die abhängig von der gemittelten Kesseldeckentemperatur umgeschaltet werden. Unter günstigen Betriebsbedingungen, wie sie bei der Verbrennung homogener Brennstoffe und konstanter Kesselast vorzufinden sind, sind mit diesem Konzept auch  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 100 \text{ mg/Nm}^3$  möglich, wobei abhängig von Schieflagen der Abgastemperaturen und -strömungen hinsichtlich des  $\text{NH}_3$ -Schlupfes und des Reduktionsmittelverbrauchs mit Einschränkungen zu rechnen ist.

Damit in allen möglichen Betriebsfällen das Reduktionsmittel immer in den Bereich des Temperaturfensters eingedüst wird, der hinsichtlich der  $\text{NO}_x$ -Abscheidung,

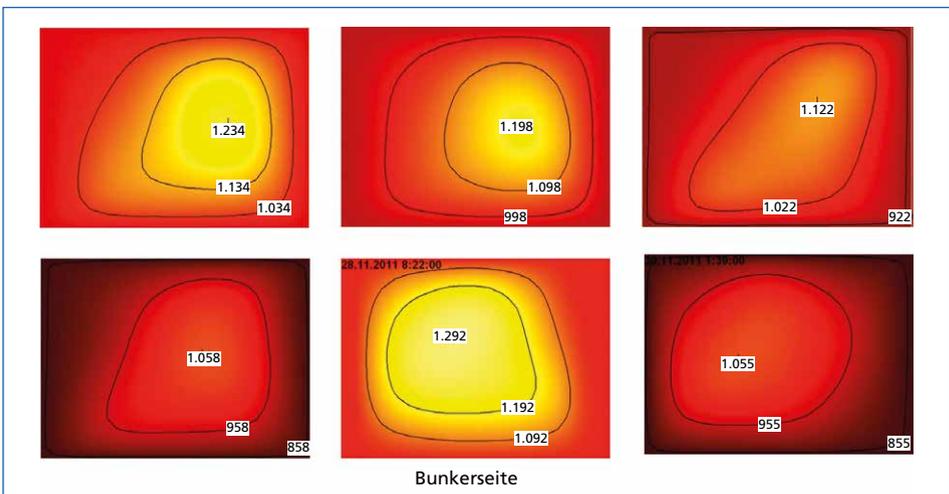


Bild 3: Typische Temperaturprofile im ersten Zug einer Abfallverbrennungsanlage

des  $\text{NH}_3$ -Schlupfes und des Reduktionsmittelverbrauchs am wirksamsten ist, werden in modernen Anlagen die Eindüslanzen abhängig von den Abgastemperaturen an den jeweiligen Eindüsstellen geschaltet.

Das ermittelte Temperaturprofil, das abhängig von der Last und der Brennstoffverteilung stark schwanken kann (Bild 3) wird in Sektionen aufgeteilt und kann einzelnen Lanzen oder Lanzengruppen zugeordnet werden, die dann abhängig von der gemessenen Abgastemperatur umgeschaltet werden können. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Reduktionsmittel auch bei schnell wechselnden Abgastemperaturen 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.

Für die Messung bzw. Ermittlung der Abgastemperaturen haben sich folgende Methoden bewährt, die je nach spezifischen Anforderungen eingesetzt werden, wobei das Kosten-/Nutzenverhältnis in der Regel das wesentliche Entscheidungskriterium ist.

Für geringe Anforderungen wie z.B. für Anlagen mit niedrigen  $\text{NO}_x$ -Abscheidegraden und/oder Feuerungen mit homogenen Brennstoffen wie Öl oder Gas, in denen die Abgastemperaturen von der Kessellast abgeleitet werden können, reichen die mit Thermoelementen gemessenen Temperaturen oder Lastsignale für die Regelung der Reduktionsmittel aus.

In Abfallverbrennungsanlagen, die für  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 200 \text{ mg NO}_x/\text{Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 30 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  ausgelegt wurden, hat sich die gemittelte Deckentemperatur als Basis, von der die Abgastemperaturen an den Eindüsstellen abgeleitet werden können, bewährt.

Für  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 150 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  wurden inzwischen gute Ergebnisse mit optischen Pyrometern erzielt. Unter  $100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  liegen bisher nur Betriebserfahrungen mit dem wesentlich teureren akustischen Messverfahren vor. Inwieweit vergleichbare Ergebnisse mit optischen Messungen erreicht werden können, wird zur Zeit untersucht.

Die im Dauerbetrieb erzielten Messergebnisse an mehreren Verbrennungsanlagen belegen, dass  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 100 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  bei einem  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  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.

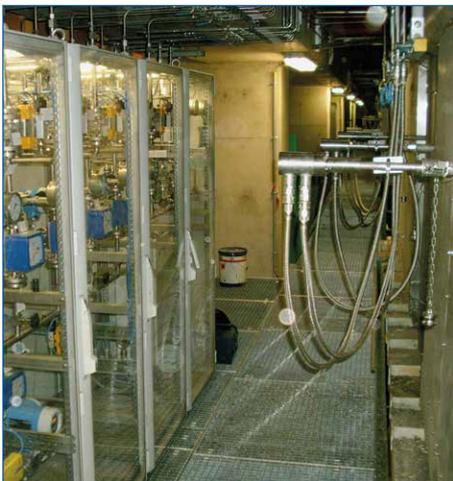


Bild 4: MVA Wijster – Eindüslanzen und Misch- und Messmodule

Wegen der hohen Anforderungen ( $\text{NO}_x$ -Abscheidung von etwa 330 bis 350  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  auf  $< 60 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  und  $\text{NH}_3$ -Schlupf  $< 10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ ) sind drei Eindüseebenen 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 (Bild 4).

## 2. Voraussetzungen für optimale Leistung

Beim SNCR-Verfahren sind verfahrensbedingt keine zeitgleichen Messungen der Roh- und Reingaswerte möglich. Weil die Messungen erst im kälteren Abgas nach Kessel durchgeführt werden können, kann der  $\text{NO}_x$ -Gehalt nur alternativ mit oder ohne Reduktionsmitteleindüsung gemessen werden. Aufgrund der Zeitverzögerung, die sich zwischen der Eindüsung in die Feuerung über die  $\text{NO}_x$ -Messung nach Kessel, die Probennahme, die Analyse und den Weg der neu eingestellten Konzentration des Reduktionsmittels vom Regelventil zu den Lanzen ergibt, muss die Reduktionsmittelmenge in Abhängigkeit von der Kessellast grob vorausberechnet werden, um den wechselnden Betriebsbedingungen so schnell wie möglich folgen zu können.

Dies erfolgt mit Hilfe eines Lastsignals, dem festgelegten  $\text{NO}_x$ -Reingaswert und der sich daraus ergebenden  $\text{NO}_x$ -Fracht. Abhängig vom tatsächlich gemessenen  $\text{NO}_x$ -Reingaswert wird die Menge dann ständig korrigiert. Damit die Reduktionsmittelmengen nicht zu extrem schwingen können, wird abhängig von der zu erwartenden Betriebsweise eine konstante Sockelmenge vorgewählt, die nicht unterschritten wird. Vielfach ist es sinnvoll, die Regelcharakteristik zu dämpfen.

Das Einschalten der SNCR-Anlagen und ggf. das Umschalten der Eindüseebenen oder der einzelnen Lanzen erfolgt abhängig von der Feuerraumtemperatur in den Sektionen, die mit dem geeigneten Temperaturmesssystem ermittelt wurden, und denen einzelne Lanzen zugeordnet sind. Die Prozessregelung erfolgt über eine autarke SPS, kann aber auch über das Prozessleitsystem der Gesamtanlage realisiert werden. Eine Visualisierung wird über eine Busanbindung mit der Warte hergestellt, wie es insbesondere bei größeren Verbrennungsanlagen dem Standard entspricht.

Besonders folgende Kriterien und Anforderungen bestimmen die Leistungsfähigkeit der SNCR:

- Art und Auslegung der Feuerung/Brennkammer
- die Konzeption der Brenner, des Rosts und ggf. der Mühlen
- Anordnung der Wärmetauscher und Betriebsbedingungen des Kessels
- Abgas (Zusammensetzung, Geschwindigkeit, Strömungsrichtung, Temperaturprofil)
- Art und Besonderheiten des Brennstoffs
- Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser
- $\text{NO}_x$ -Konzentration im Rohgas, erforderliche  $\text{NO}_x$ -Reduktion bzw.  $\text{NO}_x$ -Reingaswert
- $\text{NH}_3$ -Schlupf im Abgas, in der Flugasche und im Nebenprodukt der Abgasreinigung

In der Vergangenheit genügte es meistens, die Reduktionsmittel gleichmäßig innerhalb des geeigneten Temperaturfensters in den Abgasen zu verteilen und gründlich zu vermischen. Abgesehen davon, dass der optimale Temperaturbereich mit etwa 50 bis 80 K relativ klein ist und die genaue Lage dieses Fensters von der Abgaszusammensetzung abhängt (Bild 5), sind u.a. die Temperaturverteilung, die  $\text{NO}_x$ -Verteilung, die Abgasgeschwindigkeiten 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 und der unterschiedlichen Feuerungs- und Kesselkonzepte deutlich komplexer als es z.B. für Rostfeuerungen der Fall ist. In den meisten Fällen sind die Temperaturen in den von Einbauten freien Bereichen, insbesondere bei Vollast, zu heiß, 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 Temperaturschieflagen, 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 zu messen und kaum abzuschätzen.

Abgasbehandlung

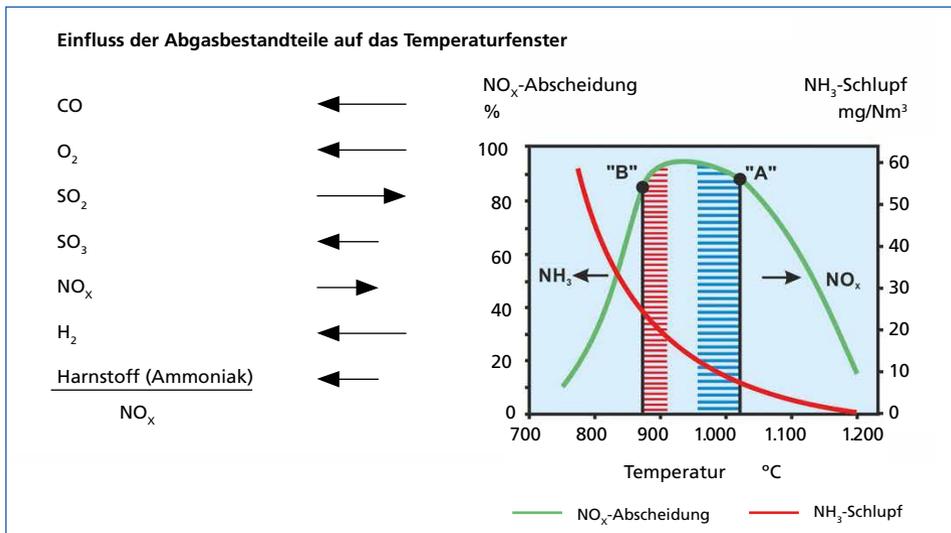


Bild 5:  $\text{NO}_x$ -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Die Abgastemperaturen an den Eindüsstellen sind zwar für die Wirkungsweise der SNCR-Verfahren von wesentlicher Bedeutung, jedoch müssen zur Leistungssteigerung zunehmend weitere Betriebsdaten mit berücksichtigt werden, die direkt oder indirekt Einfluss auf die Betriebsweise haben, oder von denen man andere Daten und deren Einflüsse auf den Prozess ableiten kann.

Um zumindest realitätsnahe Informationen zu bekommen, werden leicht messbare bzw. verfügbare Betriebsdaten erfasst, von denen die gewünschten Parameter für die Steuerung und Regelung der SNCR-Anlage abgeleitet werden können, die zunehmend als Hilfsgrößen genutzt werden.

Der Überbegriff für alle Arten der unmittelbaren systematischen Erfassung (Protokollierung), Messung, Beobachtung oder Überwachung eines Vorgangs oder Prozesses mittels technischer Hilfsmittel (z.B. Temperaturlaufzeichnungen) oder anderer Beobachtungssysteme werden als Monitoring bezeichnet.

Von besonderem Interesse sind folgende Informationen, von denen man die  $\text{NO}_x$ -Abscheidung und/oder die Einflüsse darauf ableiten kann:

### Zusammensetzung der Abgase – Einfluss auf die $\text{NO}_x$ -Abscheidung

Bild 5 zeigt den Einfluss verschiedener Komponenten auf die Lage des optimalen Temperaturfensters, die in den meisten Brennstoffen vorzufinden sind bzw. bei der Verbrennung anfallen. Durch eine hohe  $\text{CO}$ -Konzentration an den Eindüsstellen wird z.B. das Temperaturfenster in den kälteren Bereich geschoben, sodass unter anderem in Wirbelschichtverbrennungsanlagen, noch bei etwa  $850\text{ }^\circ\text{C}$  in einem Bereich, wo die  $\text{CO}$  zu  $\text{CO}_2$ -Konversion noch nicht abgeschlossen ist, eine ausreichende  $\text{NO}_x$ -Reduktion erzielt wird, um die Grenzwerte einzuhalten.

$\text{SO}_2$  dagegen bewirkt eine Verschiebung des Temperaturfensters nach oben, wodurch die gültigen  $\text{NO}_x$ -Grenzwerte z.B. bei Schwerölkesseln bis etwa  $1.050\text{ }^\circ\text{C}$  noch erreicht werden.

Abgesehen von der Lage des für SNCR wirksamen Temperaturfensters können von den einzelnen Bestandteilen, die zum Teil ohnehin gemessen werden, andere für den Betrieb der SNCR-Anlage wesentliche Daten abgeleitet werden.

Vom  $\text{O}_2$ -Gehalt im Abgas können z.B. die Abgastemperatur, der Abgasvolumenstrom, die Abgasgeschwindigkeit und mit der bekannten  $\text{NO}_x$ -Rohgaskonzentration auch die  $\text{NO}_x$ -Fracht und die erforderliche Reduktionsmittelmenge und -verteilung berechnet werden.

Die **Druckverluste** über die Wärmetauscher zeigen den Verschmutzungsgrad der Wärmetauscher und indirekt auch die Erhöhung der Abgastemperatur, weil durch die Ablagerungen auf den Wärmetauschern die Wärmeübertragung vom Abgas vermindert wird. Die größeren Druckverluste haben, verstärkt durch die höheren Abgasgeschwindigkeiten infolge der zunehmenden Abgastemperaturen, Auswirkungen auf die Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen der Abgase gegenüber sauberen Kesseln am Anfang der Reisezeit. Wenn mehrere Regelventile für Reduktionsmittel vorhanden sind, können die Informationen z.B. genutzt werden, um die Reduktionsmittelverteilung den jeweils vorherrschenden Bedingungen anzupassen.

Der nach Kessel gemessene  $\text{NH}_3$ -**Schlupf** gibt Aufschluss darüber, ob die Eindüsung der Reduktionsmittel in den optimalen Temperaturbereich erfolgte. Ein zu hoher Schlupf deutet darauf hin, dass die Temperaturen an den Eindüsstellen zu niedrig sind.

Falls keine der Eindüslanzen in einen Bereich mit höheren Abgastemperaturen umgeschaltet werden kann, ist es oft hilfreich, die kälteste Lanze einfach abzuschalten und die Reduktionsmittel auf die in Betrieb befindlichen Lanzen zu verteilen.

### NO<sub>x</sub>-Profil bzw. NO<sub>x</sub>-Verteilung

Die NO<sub>x</sub>-Konzentrationen variieren besonders in Feuerungen mit inhomogenen Brennstoffen und unterschiedlichen Stickstoffgehalten sehr stark, was zusammen mit den unterschiedlichen Abgasgeschwindigkeiten über den Feuerungs- bzw. Eindüsquerschnitt zu Bedingungen führt, wie sie z.B. in Abfallverbrennungsanlagen mit inhomogenen Brennstoffen oder Feuerungen, die mit wechselnden Brennerkonfigurationen betrieben werden, typisch sind. Da sich aus dem Abgasvolumenstrom und der NO<sub>x</sub>-Konzentration die NO<sub>x</sub>-Fracht ergibt, wäre es optimal, die Menge der Reduktionsmittel abhängig von der NO<sub>x</sub>-Fracht in die entsprechenden Bereiche einzudüsen. Dem steht z.Z. allerdings noch entgegen, dass die meisten SNCR-Anlagen aus Kostengründen bisher nur mit einem Regelventil ausgestattet sind, womit die Reduktionsmittel nur abhängig von der Kesselast und dem NO<sub>x</sub>-Signal gleichmäßig auf alle Lanzen verteilt werden können.

Weil bei unterschiedlichen NO<sub>x</sub>-Konzentrationen und -frachten zwangsweise in manche Bereiche zu viel und in andere Bereiche zu wenig eingedüst wird, müssen hinsichtlich Abscheidegraden, Reduktionsmittelverbräuchen und Ammoniakschlupf häufig Einschränkungen hingenommen werden.

### Abgastemperaturen und Messverfahren für fortgeschrittene Technik

Die korrekten Abgastemperaturen sind für SNCR-Verfahren von maßgeblicher Bedeutung für die Prozessregelung. Welche von den bekannten Temperaturmessverfahren von Fall zu Fall angewendet werden, liegt – wie bereits oben dargestellt – im Wesentlichen an den spezifischen Anforderungen und der Genauigkeit und Verlässlichkeit der gemessenen Werte. Mit der akustischen Temperaturmessung liegen zur Zeit die meisten Erfahrungen für höchste Ansprüche vor, aber auch mit optischen Verfahren liegen inzwischen gute Ergebnisse vor, aus denen man schließen kann, dass mit geringeren Kosten ähnliche Abscheidegrade wie mit der Akustik möglich sind.

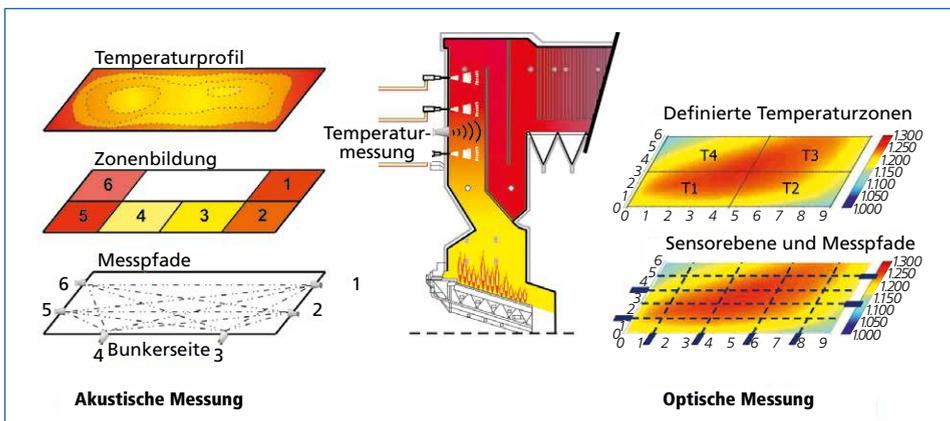


Bild 6: Berührungsfreie Temperaturmessverfahren

Beide Verfahren arbeiten berührungsfrei. Die Geschwindigkeit, mit der sich Schallimpulse im Gas ausbreiten, hängt von der Temperatur des Gases ab. Das System besteht aus baugleichen Sende- und Empfängereinheiten, die an den Wänden der Feuerung angebracht sind, und einer externen Steuereinheit. Die akustischen Signale, die auf der Senderseite erzeugt werden, werden auf der Sender- und Empfängerseite zeitgleich aufgezeichnet. Aus den digitalisierten Signalen wird die Schalllaufzeit ermittelt. Da die Strecke bekannt ist, erhält man die Schallgeschwindigkeit, die in eine Temperatur, die sogenannte Pfadtemperatur, umgerechnet wird. Mit mehreren Pfadtemperaturen in einer Ebene erhält man Mehrpfadkonfigurationen, mit denen die zweidimensionale Temperaturverteilung ermittelt wird.

Das optische Verfahren mit Spektralstrahlungsthermometer nutzt die Eigenschaft von Gasen, nur in begrenzten Wellenbereichen zu strahlen. Ein Flammensensor misst die Temperatur im  $\text{CO}_2$ -Spektralbereich, wobei der Emissionseinfluss von Festkörperstrahlung der Kesselwände gegenüber der Gasstrahlung vernachlässigbar ist.

Beide Systeme haben ihre Vor- und Nachteile (Bild 6): Bei der akustischen Messung kommuniziert jede der an den Kesselwänden angeordneten Sende- und Empfängereinheiten abwechselnd mit den anderen Geräten. Hierdurch wird eine Vielzahl von Temperaturpfaden gebildet, die eine größere Auflösung ermöglichen. Mit Spektralthermometern wird dagegen nur mit einem Gerät jeweils nur ein Pfad gemessen, wodurch die Auflösung geringer ist. Der Vorteil dieser Methode liegt darin, dass auch an schwer zugänglichen Stellen – wie z.B. zwischen den Wärmetauschern und einzelnen Eindüslanzen – hinreichend genaue Temperaturen gemessen werden können.

### Abgasgeschwindigkeiten und -strömungsrichtungen

Die Abgasgeschwindigkeiten können im praktischen Betrieb nicht mit vertretbarem Aufwand gemessen werden. Bild 7 zeigt beispielhaft an einer Feuerung für Flüssigabfälle, wie extrem die Abgasströmungen und Temperaturverteilungen sein können. Als Möglichkeit, auch unter schwierigen Bedingungen zufriedenstellende Resultate

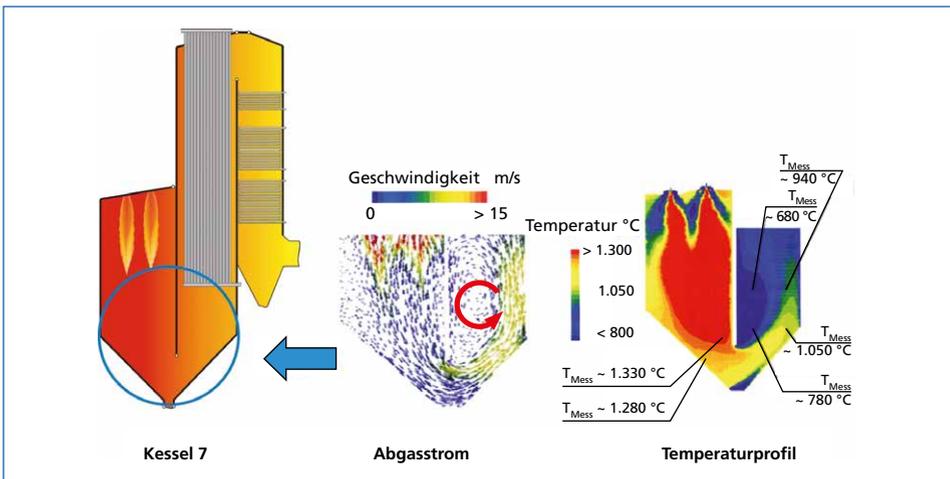


Bild 7: Strömungs- und Temperaturprofil in einem Kessel für Flüssigabfälle

zu bekommen, bietet es sich an, bei gleicher Last die unterschiedlichen Temperaturgradienten zu messen und z.B. gestützt durch Computersimulationen, verschiedene Geschwindigkeiten und Strömungsrichtungen an den Eindüsstellen zu ermitteln, die dann als Kurve in Abhängigkeit von der Kessellast im Prozessleitsystem hinterlegt werden. Die bisher vorliegenden Versuchsergebnisse sind positiv. Belastbare Betriebserfahrungen in großtechnischen Anlagen sind in der Vorbereitung.

### Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser

Beide Reduktionsmittel haben Vor- und Nachteile: Harnstofflösung wirkt bei höheren Temperaturen als Ammoniakwasser, da das Trägermedium Wasser erst verdampfen muss bevor die Harnstoffteilchen ( $\text{NH}_2\text{CONH}_2$ ) die reaktionsfähigen Radikale  $\text{NH}_2$  abspalten können. (Bild 8).

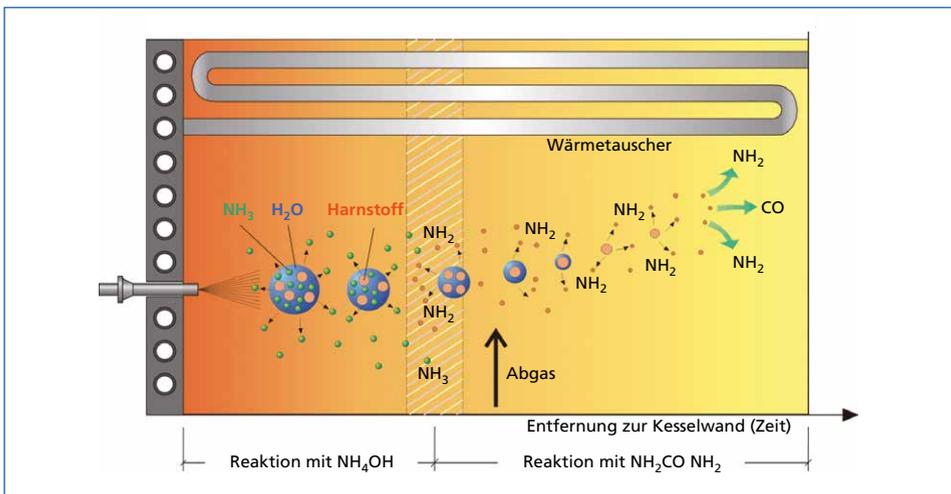


Bild 8: Chemische Reaktionen – TWIN- $\text{NO}_x$ -Verfahren

### 3. Selektive Abgaskühlung – Ein Verfahrensschritt zu mehr Wirtschaftlichkeit

Wenn im freien Raum, d.h. dem Bereich ohne Einbauten, die Abgastemperaturen 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 und deshalb für manche Anwendungsfälle ein K.O.-Kriterium für die Anwendung des SNCR-Verfahrens sein kann.

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

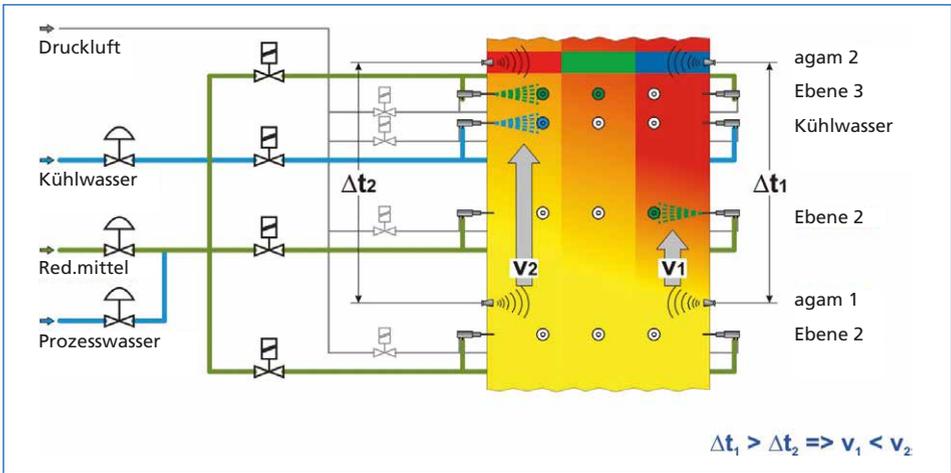


Bild 9: Prinzip der Selektiven und Adaptiven Abgaskühlung

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 Bereiche zu weit abgekühlt werden, in denen die Abgastemperaturen bereits optimal sind. Eine Wasserzugabe in diese Bereiche würde die Abgase unterhalb der Reaktionstemperatur abkühlen, was dann die  $\text{NO}_x$ -Abscheidung und den  $\text{NH}_3$ -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 Abgase notwendig ist (Bild 9).

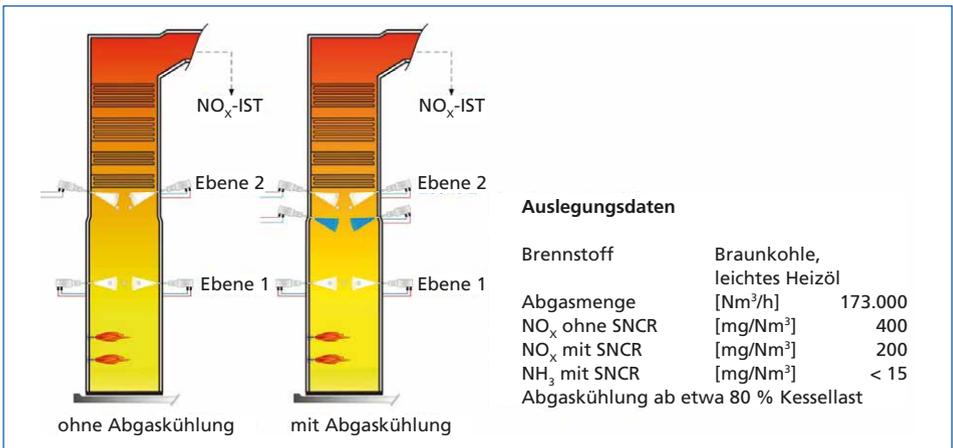


Bild 10: Selektive Kühlung – Nachrüstung mit einer Harnstoff betriebenen Anlage

Durch Zu- bzw. Abschalten der Kühlung mit Wasser kann in vielen Fällen eine zweite oder dritte Eindüseebene für Reduktionsmittel entfallen. In der auf Bild 10 gezeigten Anlage, die nur sehr selten unter Vollast betrieben wird, konnte man mit

diesem Konzept auf die Nachrüstung eines Katalysators verzichten. Durch Zugabe des Kühlwassers bei Vollast wird eine Reduzierung des  $\text{NO}_x$ -Reingaswertes von 400 auf  $< 200 \text{ mg/Nm}^3$  erreicht.

Ähnlich wie das oben beschriebene Verfahren wird auch hier eine zusätzliche Eindüsebene für Kühlwasser unterhalb der oberen Eindüsebene installiert. Damit bei Temperaturschichtungen 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 (Bild 11).

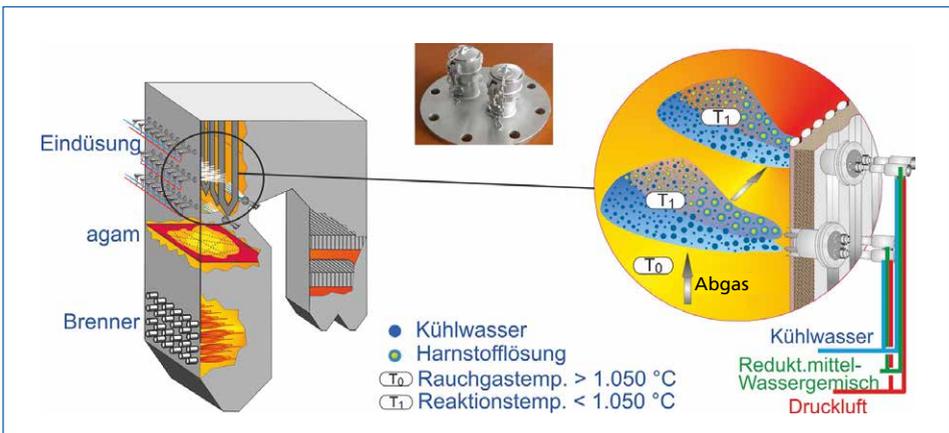


Bild 11: Selektive Abgaskühlung

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.

#### 4. Anwendungen und Betriebserfahrungen mit *Selektiver Kühlung*

Bei Abfallverbrennungsanlagen wachsen im Verlauf der Reisezeit die Ablagerungen auf den Wärmetauschern soweit, dass der Wärmeübergang in den Wärmetauschern nachlässt. Dadurch werden die Abgase zu heiß, besonders wenn die Kessel über den Auslegungspunkten betrieben werden, was zu einem erhöhten Verbrauch an Reduktionsmittel führt. Eine zusätzliche Eindüsebene kann aus Platzgründen nur mit Schwierigkeiten nachgerüstet werden. In solchen Fällen bietet sich als wirtschaftliche Lösung an, unter der obersten Ebene eine zusätzliche Ebene nachzurüsten, in der die Abgase in den Bereichen, die zu heiß für SNCR sind, mit zusätzlicher Wassereindüsung abgekühlt werden. Da dies nur notwendig wäre, wenn der Kessel stark verschmutzt ist und/oder bei Spitzenlast betrieben wird, würden sich die Kosten durch den Energieverlust in vertretbaren Grenzen halten (Bild 12).

2015 wurden vier SNCR-Anlagen für den gleichen Kesseltyp, OP 650 (225 MW<sub>el</sub>), einschließlich gemeinsamen Harnstofflagers in Auftrag gegeben und nach erfolgreichem Probetrieb im Herbst 2016 vom Betreiber übernommen (Bild 13).

Alle Kessel sind bzw. werden mit *Selektiver Abgaskühlung* ausgerüstet. Um zusätzliche Betriebsdaten zu erhalten, werden alle Kessel in zwei Ebenen mit Temperaturmessungen ausgestattet. Darüber hinaus sind am ersten Kessel zusätzliche Regelventile installiert, mit denen die Betriebserfahrungen für weitere Optimierungsmaßnahmen umgesetzt werden können.

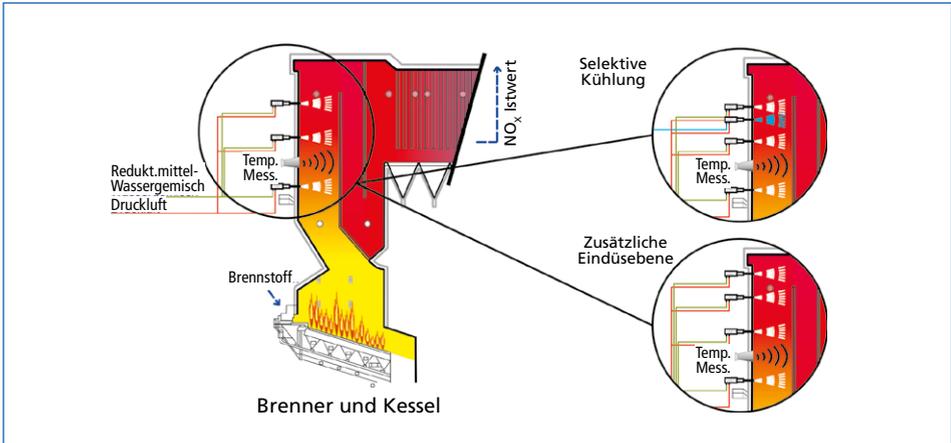


Bild 12: SNCR mit zusätzlicher Eindüsebene oder Selektiver Abgaskühlung

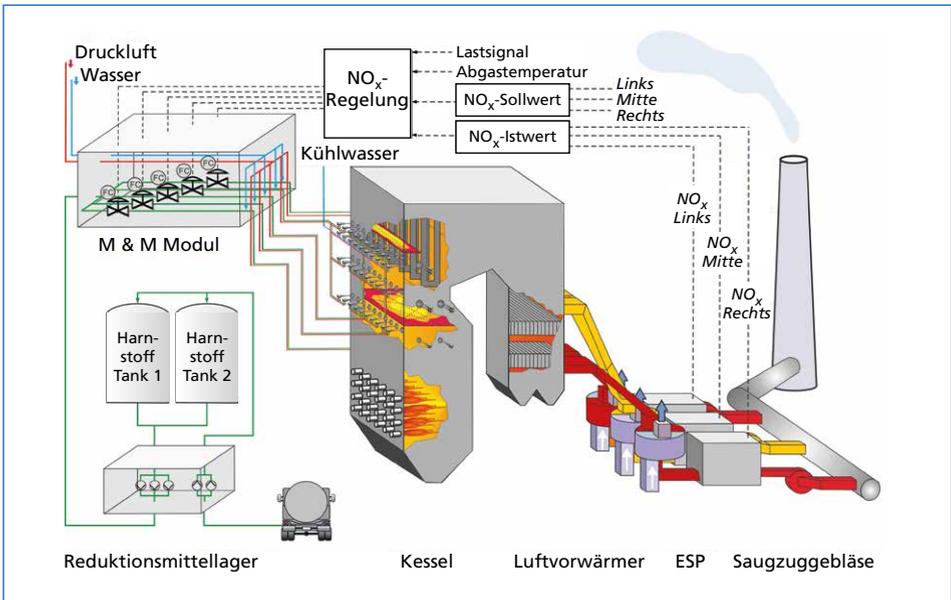


Bild 13: SNCR Funktionsschema – Kohlegefeuerter Kessel (225 MW<sub>el</sub>) in Polen

Die bisherigen Betriebsergebnisse sind überzeugend: Alle Garantiewerte wurden auf Anrieb erreicht und werden zuverlässig eingehalten (Bild 14).

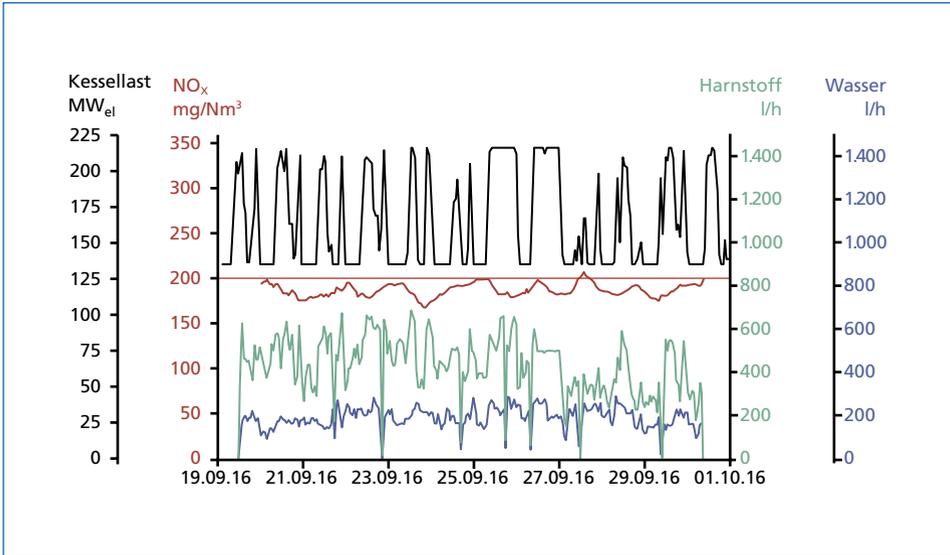


Bild 14: Kohlegefeuerter Kessel (225 MW<sub>el</sub>) in Polen – Ergebnisse Reliability Run

Im Vergleich zu einem Kessel gleichen Typs, der vor mehreren Jahren ebenfalls mit einer SNCR-Anlage ausgerüstet wurde, sind die Betriebskosten der neuen Anlage mit *Selektiver Kühlung* insbesondere wegen des deutlich geringeren Wasserverbrauchs erheblich geringer (Bild 15, Bild 16 und Tabelle 1).

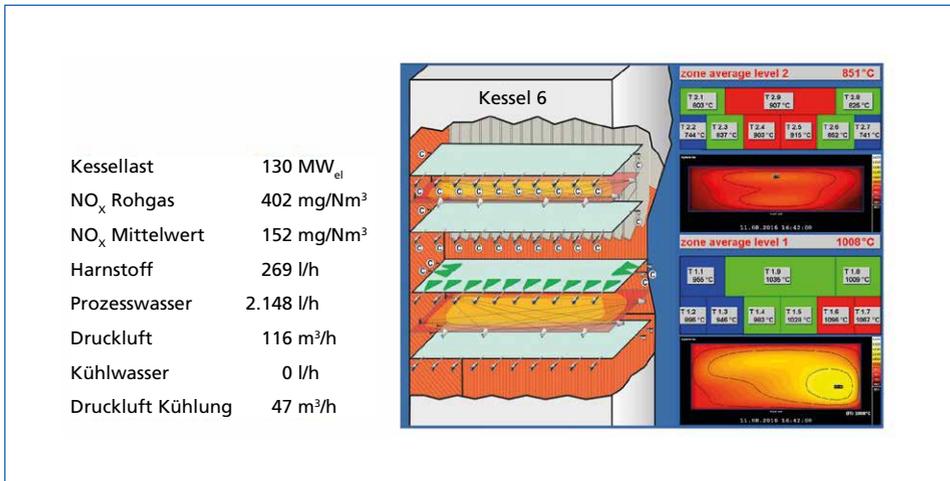


Bild 15: Kohlegefeuerter Kessel (225 MW<sub>el</sub>) in Polen – Betriebsdaten 130 MW<sub>el</sub> (11.08.2016/16:42 h)

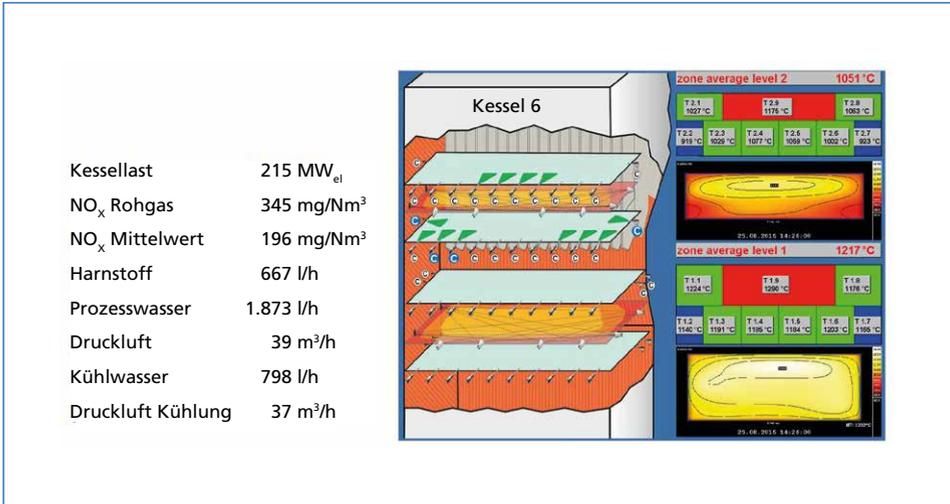


Bild 16: Kohlegefeuerter Kessel (225 MW<sub>el</sub>) in Polen – Betriebsdaten 215 MW<sub>el</sub> (25.08.2016/14:03 h)

	Einheit	SNCR Standard	SNCR Selektive Kühlung
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	≤ 200	≤ 200
Deionat – Verbrauch	l/h	≈ 9.000	≈ 2.500
Deionat – Einsparungen	l/h	–	≈ 6.500
Deionat – Verdampfung Wärmeenergie	MW <sub>th</sub>	≈ 10,2	≈ 2,8
Deionat – Verdampfung elektrische Energie	MW <sub>el</sub>	≈ 3,6	≈ 1
CO <sub>2</sub> -Ausstoß <sup>1</sup>	t/a	≈ 34.000	≈ 9.400
CO <sub>2</sub> -Ausstoß – Einsparungen <sup>1</sup>	t/a		≈ 24.600
Betriebskosten <sup>2</sup>	EUR/a	≈ 856.800	≈ 238.000
Betriebskosten – Einsparungen <sup>2</sup> exkl. Deionat	EUR/a		≈ 618.800

Tabelle 1:

Betriebsmittel- und Kostenvergleich – Standard SNCR versus SNCR mit Selektiver Kühlung

<sup>1</sup> Betriebsstunden: 8.000 h/a

<sup>2</sup> Stromkosten: 30 EUR/MW<sub>el</sub>

Abgasbehandlung

## 5. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der temperaturabhängigen Einzellanzenumschaltung, dem TWIN-NO<sub>x</sub>-Verfahren und der Selektiven Abgaskühlung wurden zwar bereits erhebliche Verbesserungen sowohl bei der NO<sub>x</sub>-Abscheidung als auch der Minimierung des NH<sub>3</sub>-Schlupfes im Abgas und in der Flugasche erreicht, aber insbesondere für größere Kessel reichen diese vielfach noch nicht aus, um den zukünftigen Anforderungen der Gesetzgeber zu genügen.

Die Wassereindüsung zur Kühlung der Abgase bietet den erheblichen Vorteil, dass man auf aufwändige und kostenintensive Kesselumbauten verzichten kann. Dies hat aber auch den gravierenden Nachteil, dass je nach Abgastemperaturen und Betriebsstunden, in denen der Kessel im oberen Lastbereich betrieben wird, der Kesselwirkungsgrad wegen der Wasserverdampfung im Abgas beeinträchtigt wird. Ziel der *Selektiven und Adaptiven Abgaskühlung* ist es, die Kühlwassermenge an den Eindüsstellen so zu dosieren, dass die Wassermenge auf ein Minimum beschränkt wird und kein oder nur wenig  $\text{NH}_3$ -Schlupf entstehen kann.

In kleineren Verbrennungsanlagen, die z.B. Abfall oder Biomasse verbrennen, bestimmt das SNCR-Verfahren schon seit Jahren den Stand der Technik.  $\text{NO}_x$ -Reingaswerte  $< 100 \text{ mg/Nm}^3$  trocken, bez. auf Betriebs- $\text{O}_2$ , stellen keine besondere Herausforderung mehr dar.

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- $\text{NO}_x$ -Verfahren, der Selektiven Abgaskühlung 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 etwa 300 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.

## 6. Literatur

- [1] Moorman, F.; von der Heide, B.; Stubenhöfer, C.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013, S. 683-702
- [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.: Complying with New  $\text{NO}_x$  Emission Standards – The Challenges of SNCR Technology and its Solutions. Power-Gen Africa, Johannesburg, July 19-21, 2016
- [4] von der Heide, B.: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik? In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2008, S. 275-293
- [5] von der Heide, B.: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN- $\text{NO}_x$ -Verfahren. In: Beckmann, M.; Hurgado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung, Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, S. 623-635