

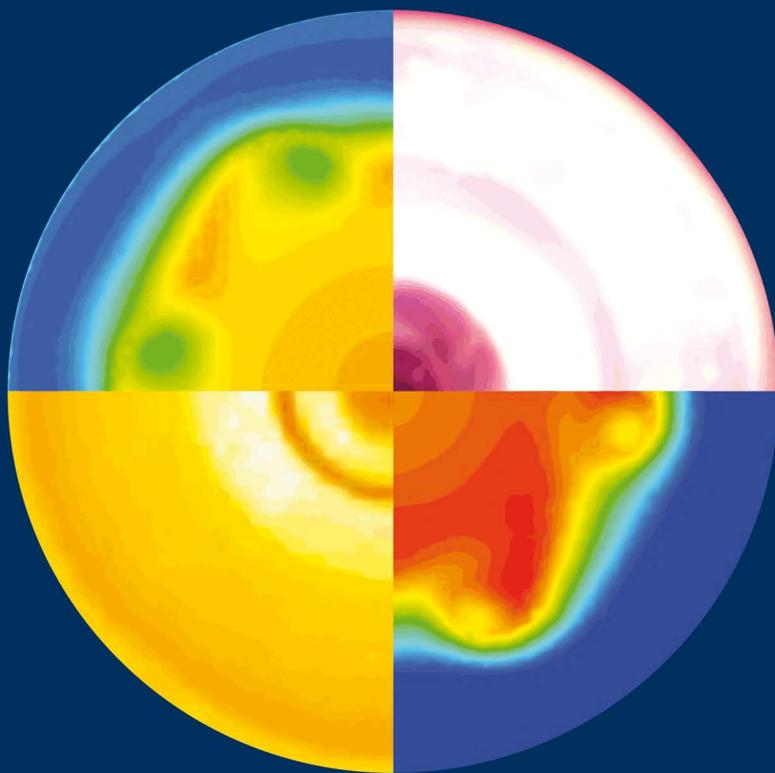
Michael Beckmann

Antonio Hurtado

KRAFTWERKSTECHNIK

– Sichere und nachhaltige Energieversorgung –

Band 4



K

Die Deutsche Bibliothek – CIP-Einheitsaufnahme

Kraftwerkstechnik

Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4

Michael Beckmann, Antonio Hurtado.

– Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012

ISBN 978-3-935317-87-0

ISBN 978-3-935317-87-0 TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky

Copyright: Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky • Neuruppin 2012

Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann und

Dr.-Ing. Stephanie Thiel

Erfassung und Layout: Dipl.-Kffr. Elke Czaplewski, Petra Dittmann, Sandra Peters,
Martina Ringgenberg, Ginette Teske

Druck: Mediengruppe Universal Grafische Betriebe München GmbH, München

Foto auf dem Buchdeckel: Dipl.-Ing. Sebastian Kretschmer, Elco Burners GmbH, Pirna
Andreas Unger, Foto-Studio-Unger, Pirna

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.

SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO_x-Verfahren –

Bernd von der Heide

1.	Technik für zukünftige Anforderungen.....	623
2.	Betriebsergebnisse in einem mit Kohle gefeuerten Kessel (200 MW _{el}).....	625
3.	TWIN-NO _x -Kombination von Harnstofflösung und Ammoniakwasser	629
4.	Praktische Anwendung des TWIN-NO _x -Verfahrens.....	632
5.	Ammoniakschlupf	634
6.	Perspektiven für die Zukunft.....	634
7.	Literatur.....	635

Für die NO_x-Abscheidung im Rauchgas von kleineren bis mittleren Verbrennungsanlagen – wie z.B. für Abfall, Ersatzbrennstoffe und Biomasse – ist das SNCR-Verfahren in den letzten Jahren kontinuierlich auf ein hohes technisches Niveau weiterentwickelt worden und hat sich inzwischen weitgehend durchgesetzt. Je nach Anlagenkonzept können heute NO_x-Reingaswerte < 100 mg/Nm³ bei einem NH₃-Schlupf < 10 mg/Nm³ sicher eingehalten werden. Insbesondere unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten hat sich das SNCR-Verfahren längst als die zurzeit *Beste Verfügbare Technik* zur NO_x-Abscheidung etabliert.

Inzwischen liegen belastbare Ergebnisse aus unterschiedlichen Feuerungsanlagen vor, die belegen, dass das Verfahren für Kessel in der Größenordnung von 200 MW_{el} und mehr geeignet ist, die hohen Anforderungen des Kraftwerkbetriebes zu erfüllen – insbesondere wenn feuerungstechnische Maßnahmen zur NO_x-Reduzierung ausgeschöpft werden.

In diesem Beitrag soll aufgezeigt werden, dass das SNCR-Verfahren auch für Großkessel eine attraktive Alternative ist, wenn man die bisher gesammelten Erkenntnisse und Erfahrungen umsetzt und weiterentwickelt.

1. Technik für zukünftige Anforderungen

In Abfallverbrennungsanlagen führt z.B. die ständig wechselnde Zusammensetzung des Abfalls zu schnellen und starken Änderungen von Heizwert und Zündverhalten des Brennstoffs, wodurch die Wärmefreisetzung und damit die Temperaturen in der Feuerung bei gleicher Kessellast stark schwanken und zu Temperaturschieflagen von 150 K und häufig auch darüber führen.

Bei Kesseln, die mit homogenen Brennstoffen wie Kohle oder Öl gefeuert werden, treten ähnliche Schieflagen auf. Die Ursachen liegen hier aber zumeist in der Brennstoffzuführung

zu den Brennern, der Anordnung der Brenner, den Brennern selbst oder der Luftzuführung und -verteilung in der Brennkammer.

Unabhängig vom Brennstoff wandert das Temperaturfenster aufgrund des zunehmenden Verschmutzungsgrades der Heizflächen mit dem Verlauf der Reisezeit im Feuerungsraum weiter nach oben bzw. in Richtung der Rauchgasströmung.

Für NO_x -Abscheidegrade von mehr als 70 % und/oder NO_x -Reingaswerte $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ bei einem NH_3 -Schlupf von $< 10 \text{ mg/Nm}^3$, muss unter allen vorherrschenden Betriebsbedingungen über den gesamten Querschnitt von jeder Lanze aus in das ideale $\text{NO}_x / \text{NH}_3$ -optimierte Temperaturfenster eingedüst werden, das nur etwa 50 K umfasst und in Abbildung 1 besonders hervorgehoben ist.

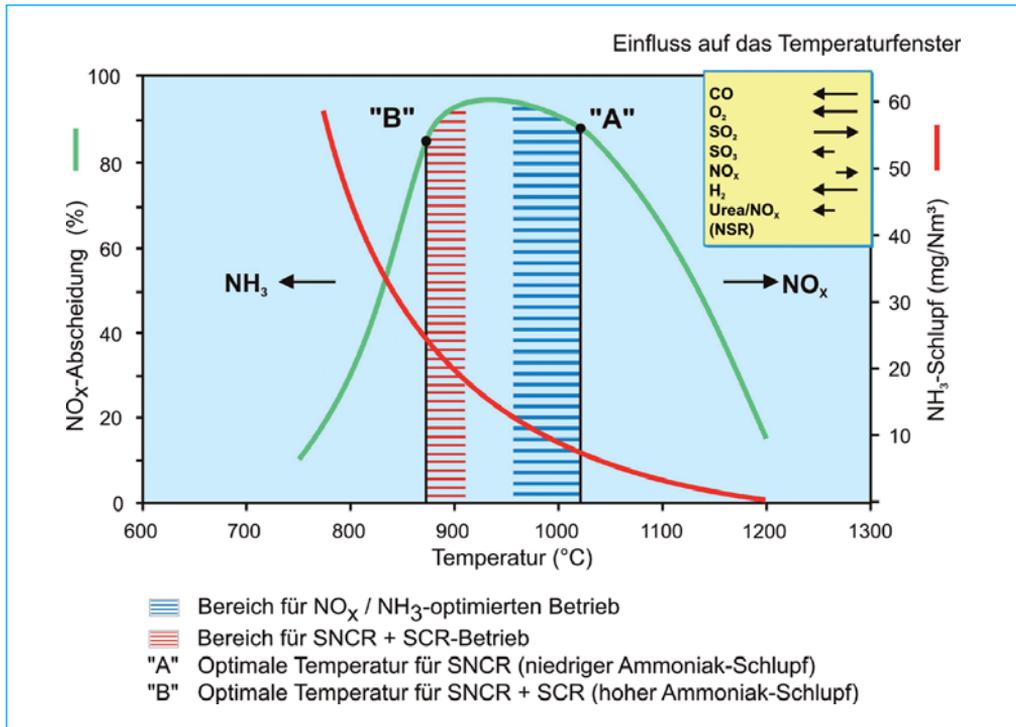


Abb. 1: NO_x -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

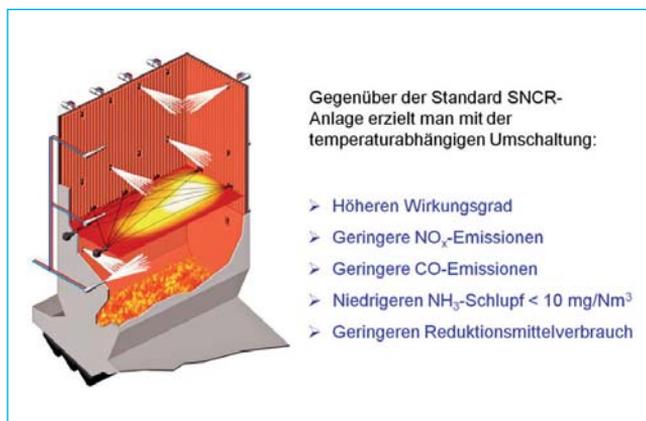


Abb. 2:

Einzelzellenumschaltung in Abhängigkeit von der Rauchgastemperatur

Diese Fahrweise ist im Normalbetrieb einer Verbrennungsanlage mit der herkömmlichen Konzeption aber nicht verlässlich zu realisieren. Hierfür haben sich Anlagen bewährt, die mit einer akustischen Temperaturmessung ausgerüstet sind und in denen jede einzelne Eindüslanze abhängig von den Temperaturen in den Eindüsstellen umgeschaltet wird, so dass immer in die richtige Temperatur eingedüst wird (Abbildung 2).

2. Betriebsergebnisse in einem mit Kohle gefeuerten Kessel (200 MW_{el})

An einem mit Kohle gefeuerten Kessel mit einer Leistung von etwa 200 MW_{el} (Abbildung 3) wurden 2008 Versuche mit Harnstofflösung durchgeführt, deren Ergebnisse die Grundlagen für den Bau einer mit Ammoniakwasser betriebenen großtechnischen SNCR-Anlage geliefert haben, die 2010 an den Betreiber übergeben wurde.

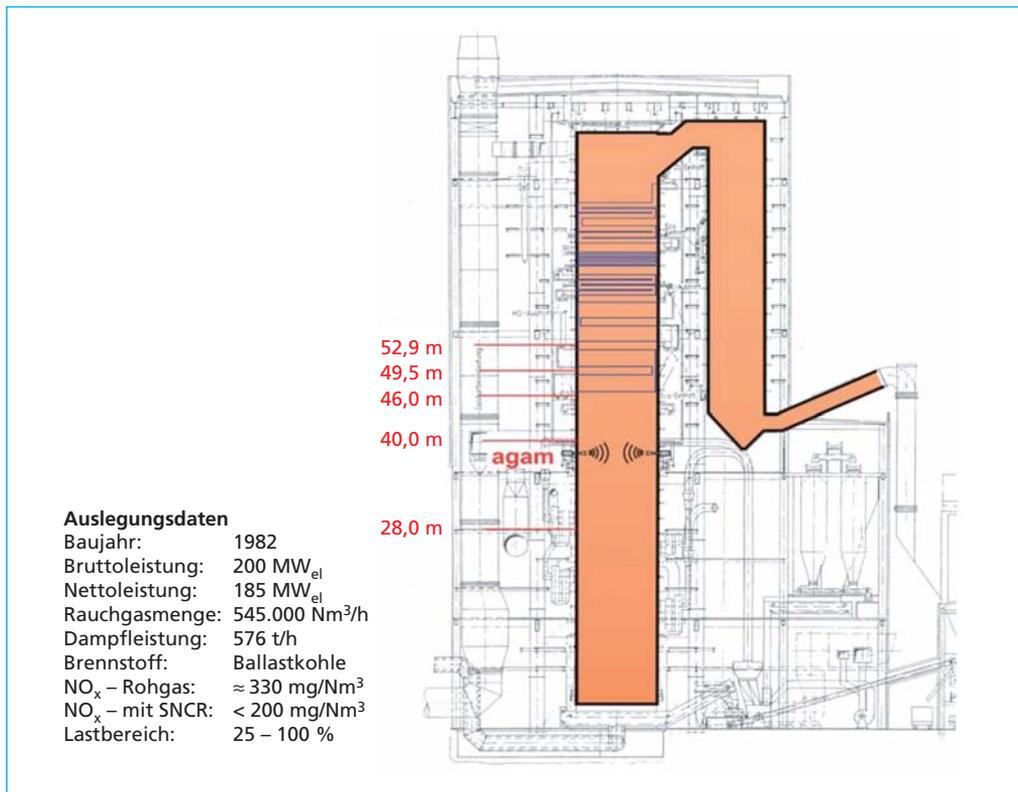


Abb. 3: Daten eines kohlegefeuerten Kessels mit etwa 200 MW_{el} in Deutschland

Das vereinfachte Verfahrensfliessbild (Abbildung 4) zeigt die Funktion und den Lieferumfang der SNCR-Anlage wie sie geplant und gebaut wurde.

Wegen großer Temperaturunterschiede zwischen Schwachlast (25 %) und Vollast sowie den extremen Temperaturschiefen sind über eine Höhe von etwa 25 m fünf Eindüsebenen mit insgesamt 60 Eindüslanzen angeordnet. Die Ebenen sind so aufgeteilt, dass die rechte und linke Kesselseite unabhängig voneinander geregelt werden können. Darüber hinaus kann jede Eindüslanze einzeln oder in Gruppen abhängig von den mit der akustischen Temperaturmessung (agam) ermittelten Temperaturen zu- oder abgeschaltet werden. Abbildung 5 zeigt jeweils eins der zwei Misch- und Messmodule und der zehn Verteilermodule.

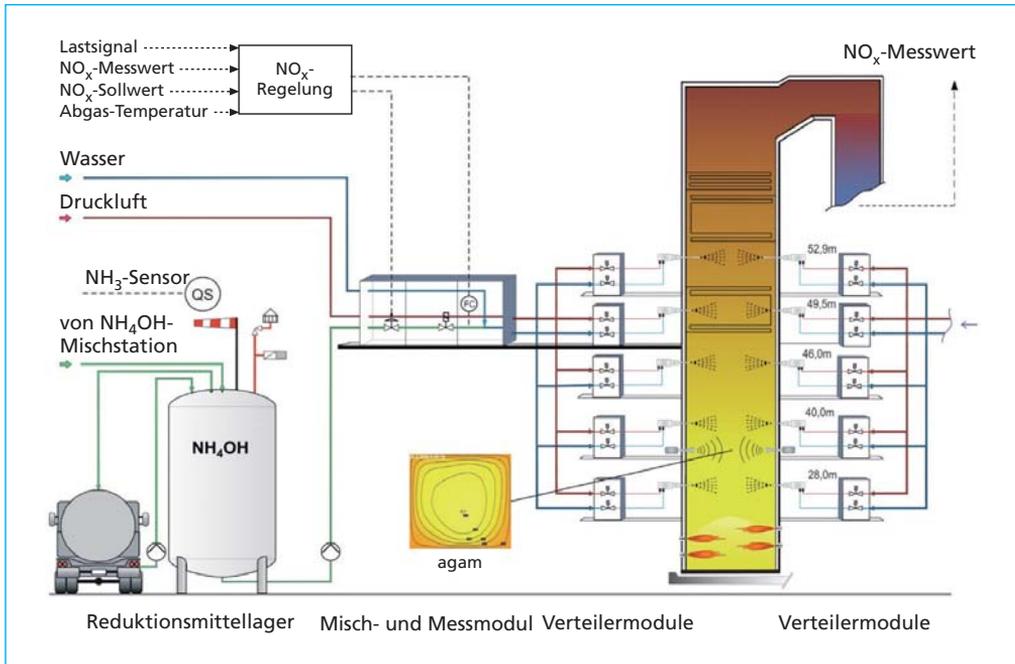


Abb. 4: Verfahrensfliessbild SNCR mit agam – Kohlekessel 200 MW_{el}, 5 Eindüsebenen



Abb. 5: Misch- und Messmodul, Verteilermodul

Die garantierten NO_x -Reingaswerte $< 200 \text{ mg/Nm}^3$ und NH_3 -Schlupf $< 10 \text{ mg/Nm}^3$ wurden in allen Lastbereichen zwischen 25 und 100 % bei NO_x -Rohgaswerten bis zu 330 mg/Nm^3 erreicht (Abbildung 6), so dass die SNCR-Anlage 2010 vom Betreiber nach erfolgreichen Abnahmetests übernommen wurde. Im Rahmen einer wissenschaftlichen Arbeit wurde

ein dreidimensionales Temperaturmodell entwickelt, um die Rauchgastemperaturen per online-cfd zu ermitteln und in Zeitabständen von 15 – 20 Sekunden in die Regelung einzuspeisen. Mit Hilfe neuronaler Netze erhoffte man sich eine effektivere Regelung sowie insgesamt eine Verbesserung der Leistung der SNCR-Anlage.

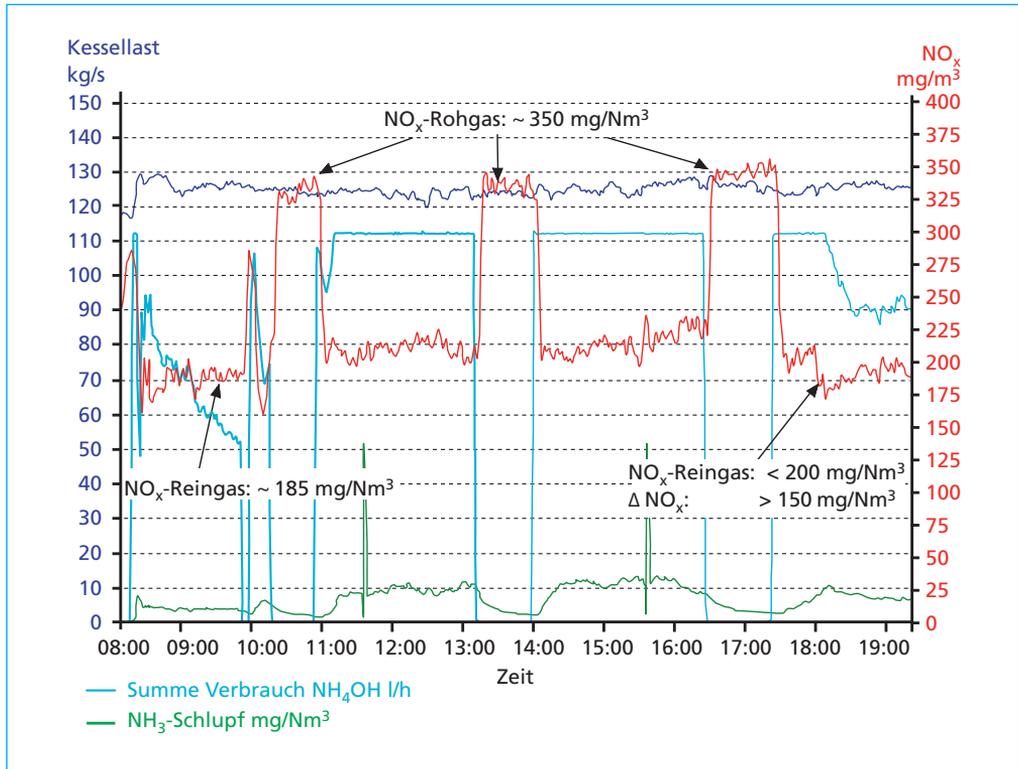


Abb. 6: Kohlegefeuerter Kessel mit 200 MW_{el} – Betrieb mit agam bei Teillast (80 %)

Die Betriebsergebnisse der SNCR-Anlage wurden nach der Übergabe über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr mit einer automatischen Datenerfassung dokumentiert, so dass belastbare Vergleiche der beiden unterschiedlichen Regelsysteme durchgeführt werden konnten (Abbildung 7). Die Vergleiche zeigen eindeutig, dass mit der online-cfd geführten Regelung die Entstickungsgrade, die mit dem ursprünglichen Konzept erreicht werden, nicht möglich sind.

Inzwischen wurde auch in Polen und Tschechien in verschiedenen Großversuchen nachgewiesen, dass mit dem SNCR-Verfahren die zurzeit gültigen Grenzwerte für $\text{NO}_x < 200 \text{ mg/Nm}^3$ sowohl für braunkohle- als auch für steinkohlegefeuerte Kessel sicher eingehalten werden können. Am Standort Jaworzno, Polen, wurde eine kommerzielle SNCR-Anlage mit Harnstofflösung als Reduktionsmittel in Kombination mit aufwändigen Primärmaßnahmen der Firma Fortum installiert. Der Kessel wird mit Steinkohle gefeuert und hat eine Leistung von 225 MW_{el} (Abbildung 8). Die SNCR-Anlage wurde im April 2012 an den Betreiber übergeben, nachdem in umfangreichen Tests nachgewiesen werden konnte, dass der NO_x -Grenzwert $< 200 \text{ mg/Nm}^3$ in allen Lastbereichen sicher eingehalten wird. Die SNCR für den zweiten baugleichen Kessel wird voraussichtlich im August 2012 in Betrieb genommen. Zur besseren Kontrolle der Schiefen werden die Rauchgastemperaturen auf zwei Ebenen mit agam ermittelt (Abbildung 9).

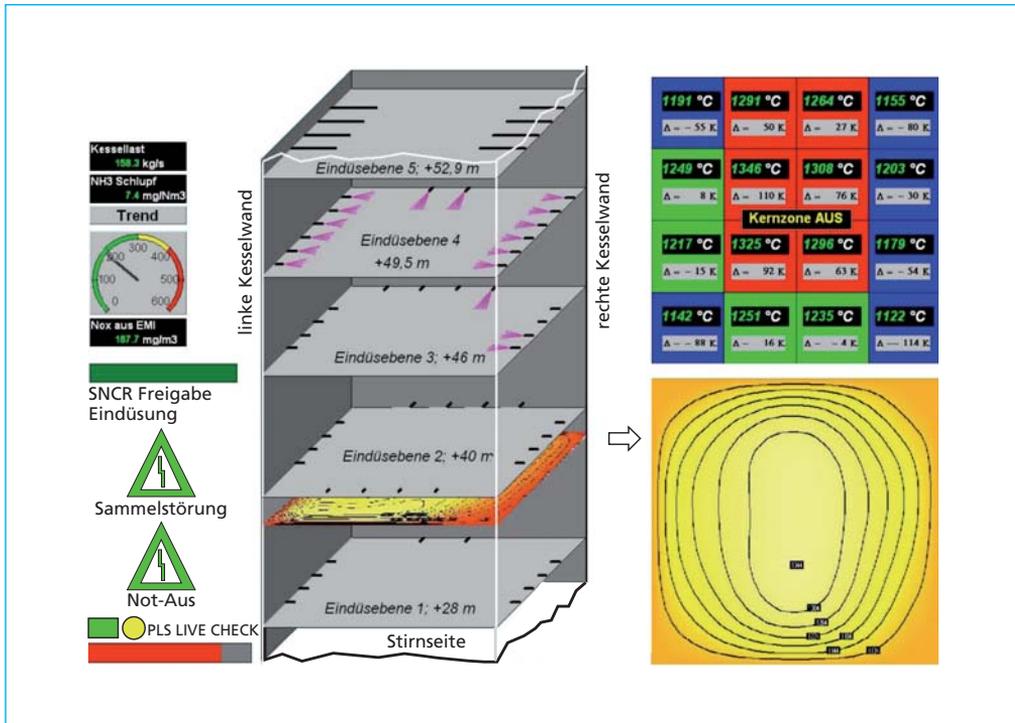


Abb. 7: Kohlegefeuertes Kessel 200 MW_{el} – aktive Eindüslanzen und Betriebsergebnisse

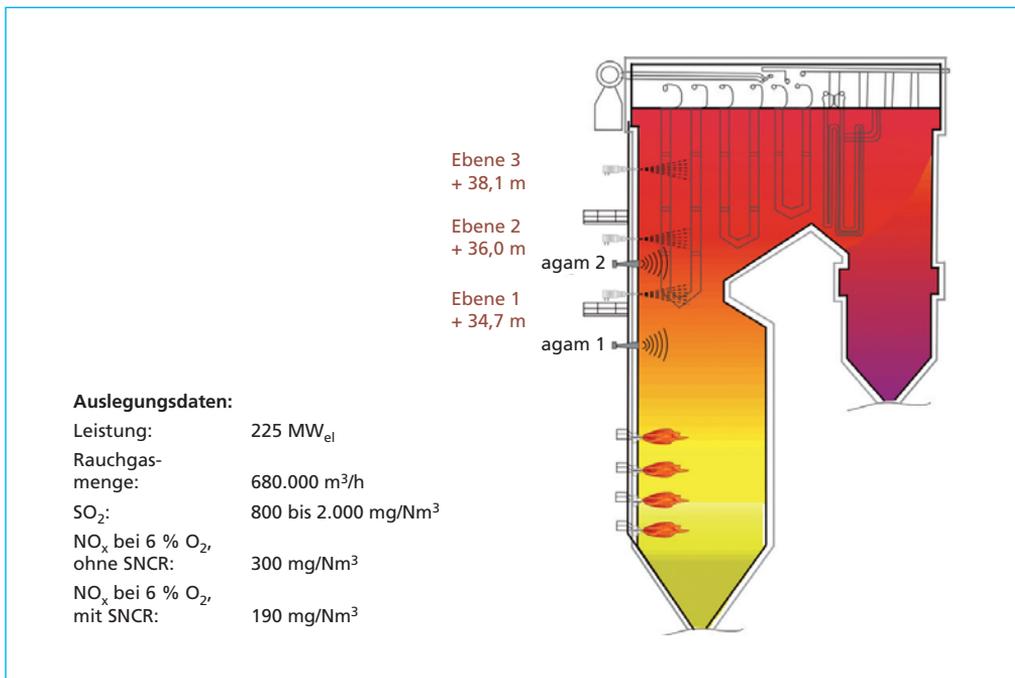


Abb. 8: Daten eines kohlegefeuerten Kessels mit etwa 225 MW_{el} in Polen

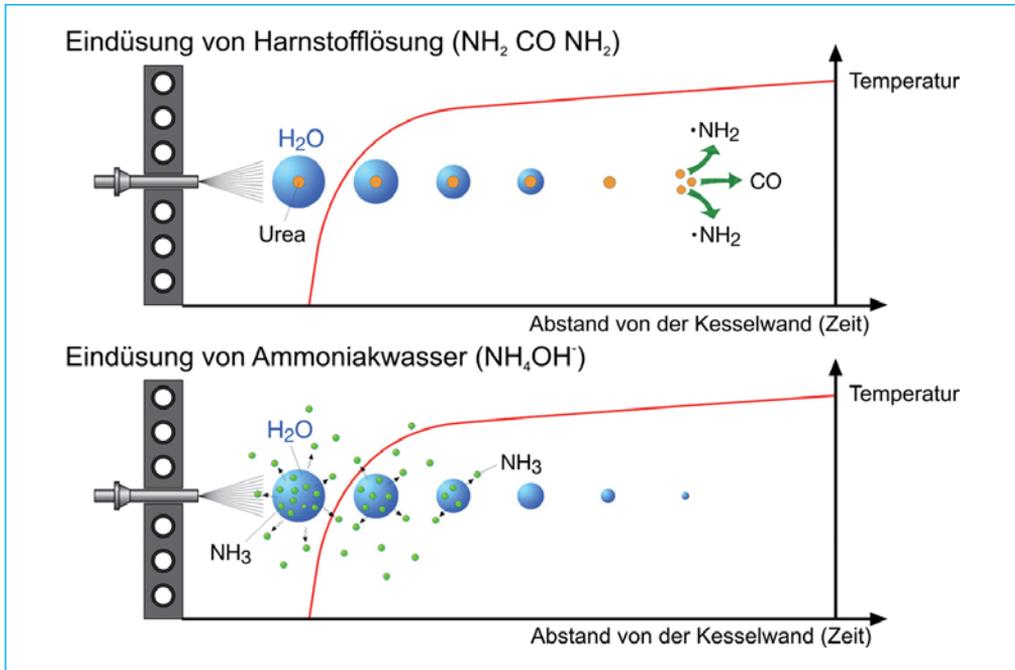


Abb. 10: NO_x-Abscheidung mit Harnstoff im Vergleich zu Ammoniakwasser

Bei den Versuchen kam wegen der einfacheren Handhabung Harnstofflösung zum Einsatz, während in der kommerziellen Anlage Ammoniakwasser vorgeschrieben war. Um die Wirksamkeit beider Reduktionsmittel zu vergleichen, wurden zusätzliche Tests mit Harnstofflösung in der kommerziellen Anlage durchgeführt.

Unmittelbar nach der Umschaltung von Ammoniakwasser auf Harnstofflösung verbesserte sich die NO_x-Abscheidung um rund 50 mg/Nm³ deutlich, wogegen der Verbrauch an Reduktionsmitteln geringer wurde. Dies war zumindest ein klares Indiz dafür, dass für diesen speziellen Anwendungsfall Harnstofflösung in das optimale Temperaturfenster eingedüst wurde und bei Vollast das effektivere Reduktionsmittel ist. Allerdings waren die Bedenken, wegen des höheren Risikos von Korrosion, wenn Harnstoff auf die Wärmetauscher trifft, noch nicht ausgeräumt. Daher wurden noch weitere Überlegungen zur Verbesserung des Verfahrens angestellt, die zur Entwicklung des unter dem Markennamen TWIN-NO_x registrierten Verfahrens führten.

Mit dem TWIN-NO_x-Verfahren werden die unterschiedlichen Reaktionsverhalten von Harnstofflösung und Ammoniakwasser gezielt angewendet. Beide Reduktionsmittel werden abwechselnd oder auch als Mischung in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen eingesetzt. Die jeweiligen Vorteile können so je nach Bedarf alternativ oder kombiniert genutzt werden, um den wirksamen Temperaturbereich für die NO_x-Abscheidung zu erweitern oder zu verschieben (Abbildung 11) und somit die Leistungsfähigkeit des SNCR-Verfahrens deutlich zu verbessern. Das Prinzip des TWIN-NO_x-Verfahrens wird nachstehend beschrieben:

Bei der alternativen Anwendung z.B. wird zunächst Ammoniakwasser in die heißen Rauchgase eingedüst. Steigt nun die Temperatur in der Eindüsstelle durch Erhöhung der Kessellast, Rußblasen oder andere Betriebseinflüsse, so führt das dazu, dass Ammoniak zunehmend zu NO_x verbrannt wird. Hierdurch sinkt der NO_x-Abscheidegrad, während der Verbrauch an Reduktionsmitteln steigt.

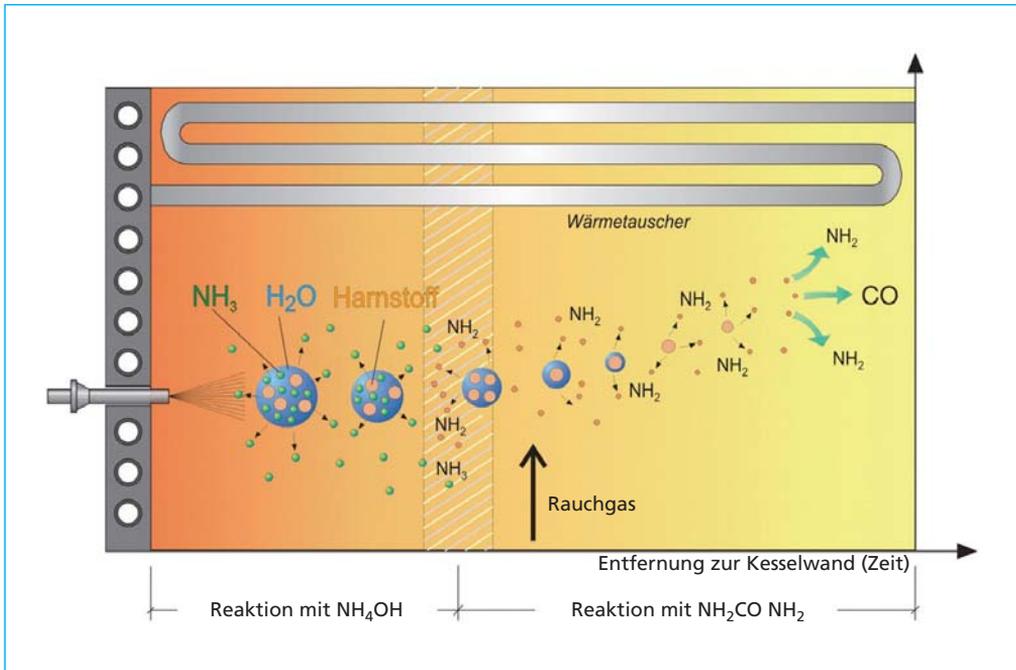


Abb. 11: NO_x -Abscheidung mit Ammoniak/Harnstoff-Gemisch

Die Umschaltung auf die Eindüsung mit Harnstofflösung wirkt dem entgegen: Wegen Verdampfung des Wassers und der sich anschließenden Zersetzung des Harnstoffs zu reaktionsfähigen Radikalen verzögern sich die Reaktionen zur NO_x -Abscheidung und finden dadurch an einer kälteren, d.h. für die NO_x -Abscheidung besseren Stelle im Rauchgasweg statt. Das wirksame Temperaturfenster wird also faktisch nach oben erweitert, ohne dass die Eindüspositionen durch Umschalten der Eindüslanzen verändert werden müssen.

Im Schwachlastbereich sind die Rauchgastemperaturen an den Eindüsstellen häufig relativ niedrig. Hier ist Ammoniakwasser, das unmittelbar nach Eintritt in die Rauchgase reagiert, in vielen Fällen vorteilhaft. Durch Umschalten einzelner Eindüslanzen in Abhängigkeit von den Temperaturen in den Eindüsstellen, kann der Effekt zusätzlich verstärkt werden: Damit kann sowohl die NO_x -Abscheidung erhöht als auch der NH_3 -Schlupf und der Reduktionsmittelverbrauch gesenkt werden.

Neben der wechselweisen Eindüsung von Ammoniakwasser oder Harnstoff können beide Reduktionsmittel als Mischung eingedüst werden. Das Verhältnis der Reduktionsmittel Harnstoff und Ammoniakwasser wird entsprechend den betrieblichen Anforderungen angemischt und kann in geeigneten Behältern gelagert werden.

Für viele Anwendungen ist es sinnvoll, die beiden Ströme von Ammoniakwasser und Harnstofflösung im laufenden Betrieb zu mischen. Das Mischungsverhältnis wird abhängig von den Temperaturen an den Eindüsstellen und/oder der Kessellast eingestellt. Das Temperaturprofil wird z.B. mit der akustische Temperaturmessung (agam) oder anderen Temperaturmesssystemen ermittelt. Besonders bei ölgefeuerten Kesseln reicht häufig schon die Kessellast bzw. die Ölmenge aus, um belastbare Rückschlüsse auf die Rauchgastemperaturen ziehen zu können.

Bei vielen Kesselanlagen liegt das wirksame Temperaturfenster bei Volllast häufig in schwer zugänglichen engen Zwischenräumen im Bereich der Wärmetauscher. Bei der

Verwendung von Harnstoff als Reduktionsmittel kann hierbei nicht immer ausgeschlossen werden, dass Wassertropfen mit Harnstoffpartikeln auf die Kesselrohre auftreffen und zu Korrosionsschäden führen. Diese Gefahr kann erheblich eingeschränkt werden, indem Harnstofflösung mit Ammoniakwasser verdünnt wird und Harnstoff nur unter den extremen Betriebsbedingungen eingesetzt wird, in denen mit Ammoniakwasser allein nicht die gewünschte Wirkung erzielt werden kann. Dies ist z.B. häufig am Ende der Reisezeit, bei Vollast oder vor den Rußblasezyklen der Fall. Umgekehrt bietet es sich an, Ammoniakwasser einzusetzen, wenn die Rauchgastemperaturen zu kalt für Harnstofflösung sind und mit Ammoniakwasser bessere Ergebnisse erzielt werden können.

Die Mischung der beiden Reduktionsmittel kann man z.B. auch so nutzen, dass im kälteren Randbereich Ammoniak reagiert und der Harnstoffanteil im heißeren Zentrum wirksam ist. Mit den unterschiedlichen Mischungsverhältnissen kann man ggf. auch die Eindringtiefen variieren, was durch die Regelung der Wassermenge noch verstärkt werden kann. Die Umschaltung von einem Reduktionsmittel auf das andere bzw. die Regelung des Mischungsverhältnisses beider Reduktionsmittel erfolgt zumeist während des Betriebes automatisch.

4. Praktische Anwendung des TWIN-NO_x-Verfahrens

Für Kraftwerke haben sich zwei typische Kesselkonstruktionen bewährt. Das sind zum einen Kessel mit zwei Rauchgaszügen und einer *Nase* als Einschnürung vor den Schottenüberhitzern am Ende der Feuerung, und zum anderen Turmkessel. Neben der Bauart der Kessel haben die Brennstoffe und die unterschiedlichen Brenner- und Mühlenkonfigurationen wesentliche Auswirkungen auf die Temperaturverteilung und die Rauchgasströmung und damit auf die Effizienz der SNCR-Verfahren.

Zweizugkessel sind in der Regel von drei Seiten zugänglich. In Turmkesseln (Abbildung 12) dagegen kann in den meisten Fällen von allen vier Seiten eingedüst werden. Die heißen Rauchgase strömen bei dieser Kesselbauart von den Brennern vertikal durch die Wärmetauscher. Im Zentrum herrschen üblicherweise die höchsten Temperaturen, die zu den Kesselwänden hin abnehmen. Die Temperaturdifferenzen nehmen im Verlauf der

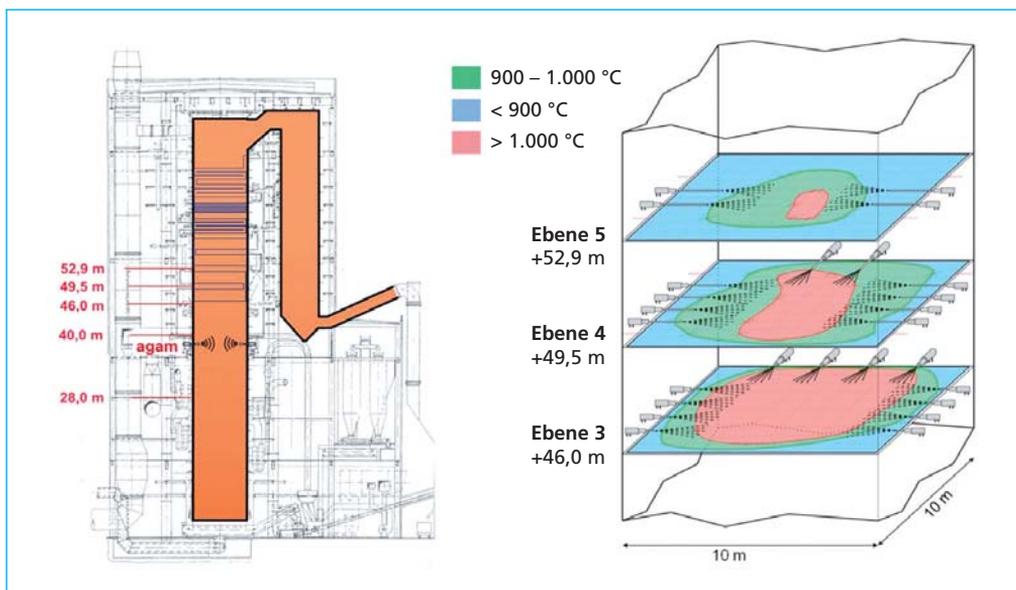


Abb. 12: Typische Temperaturverteilung – kohlegefeuerter Kessel mit 200 MW_{el}

Rauchgasströmung weiter zu, so dass in den verschiedenen Querschnitten drei verschiedene Temperaturbereiche entstehen, von denen nur der auf Abbildung 12 grün markierte Bereich optimal für das SNCR-Verfahren geeignet ist. In der Nähe der Kesselwände befindet sich die kälteste Temperatur, wo die Gefahr besteht, dass sich Ammoniakslupf bildet. Im Zentrum ist es dagegen über den gesamten Lastbereich zu heiß, so dass Ammoniak zu NO_x verbrennen würde.

Es muss deshalb sichergestellt werden, die Reduktionsmittel in die richtige Stelle einzubringen und zu verteilen. In dem in Kapitel 2 beschriebenen Kessel wurde in übereinander liegende Ebenen eingedüst. Dazu wurden verschieden lange Lanzen und Düsen mit unterschiedlichen Tropfengrößen und Eindringtiefen verwendet. Trotzdem ist eine optimale Verteilung sehr schwierig zu realisieren. Die Temperaturwechsel im Rauchgas sind sehr stark abhängig von den Ablagerungen der Flugasche, dem Reinigungszyklus der Rußbläser und den im Einsatz befindlichen Brennern und deshalb schwer abzuschätzen. Wenn mehr als drei Eindüsebenen installiert sind, ist eine zweite agam-Messebene empfehlenswert. Damit können die Temperaturgradienten zwischen den Eindüsebenen zuverlässiger ermittelt und die Wirkung der SNCR-Anlage merklich verbessert werden.

2011 wurde die erste kommerzielle Anlage mit dem TWIN- NO_x -Prozess für einen mit Öl gefeuerten Kessel in Betrieb gesetzt, die entweder mit Harnstofflösung, Ammoniakwasser oder einer Mischung aus beiden Reduktionsmitteln betrieben werden kann. In Abbildung 13 sind die Kesseldaten und die Reaktionszonen der beiden Reduktionsmittel zu sehen. In Abbildung 14 ist das Verfahrenskonzept dargestellt.

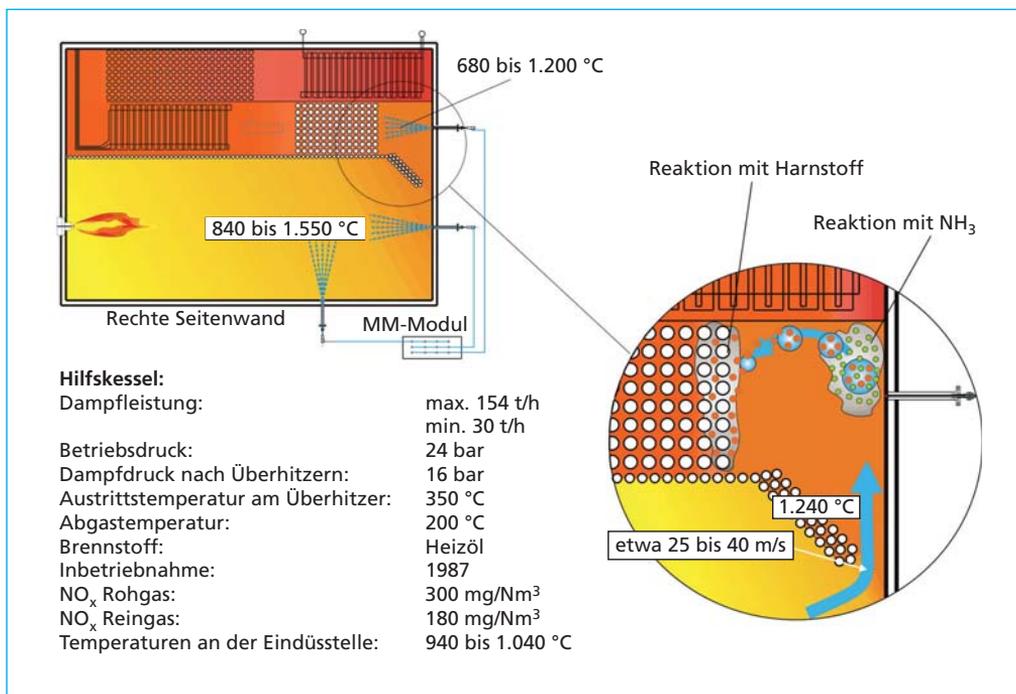


Abb. 13: Reaktionszonen von Harnstoff und Ammoniakwasser in einem Flammrohrkessel

Zusammengefasst wird mit dem Konzept ein breiterer Temperatur- und Lastbereich abgedeckt. Dazu kommen noch ein besserer Wirkungsgrad, höhere Abscheidegrade in kritischen Lastfällen, niedriger Ammoniakslupf im Teillastbereich und geringerer Verbrauch an Reduktionsmitteln.

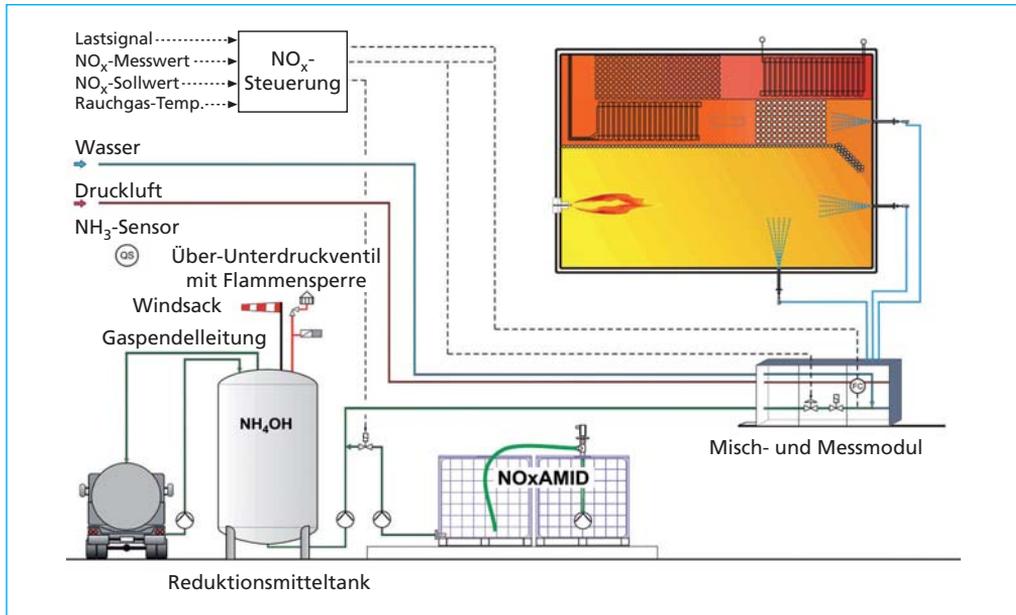


Abb. 14: Fließschema TWIN-NO_x-Verfahren für einen ölgefeuerten Kessel

5. Ammoniakslupf

Ammoniak (NH₃) bildet mit den SO₃- und HCl-Frachten im Rauchgas unter Umständen Ammoniumsalze, die unter bestimmten Voraussetzungen Einfluss auf die Funktion und Verfügbarkeit der nachgeschalteten Anlagenteile haben können.

Ammoniumhydrogensulfat lagert sich zum größten Teil an der Flugasche an und wird im Filter abgeschieden. Wenn das Anlagenkonzept stimmt und der Ammoniakslupf möglichst niedrig ist, hält sich auch die Belastung der Flugasche und der Nebenprodukte aus der Rauchgasreinigung im akzeptablen Rahmen. Inwieweit die Flugasche durch Ammoniak belastet wird, hängt stark von der Aschequalität ab. Generell ist festzustellen, dass Flugasche, deren Eluat sauer reagiert, viel Ammoniak aufnimmt und Flugasche, deren Eluat alkalisch reagiert, deutlich weniger.

Die Verwertbarkeit des Gipses aus der Rauchgasentschwefelungsanlage wird durch Ammoniak nicht eingeschränkt. Das Ammoniak wird mit den Chloriden gleichzeitig aus dem Vakuumfilter ausgewaschen, so dass hierfür keine zusätzlichen Maßnahmen getroffen werden müssen. Nach Analysen in einem polnischen Kraftwerk lag die Ammoniakbelastung des Gipses bei allen genommenen Proben unter der Nachweisgrenze.

6. Perspektiven für die Zukunft

Allein mit der SNCR-Technologie werden heute schon Ergebnisse erzielt, die sich durchaus mit der katalytischen Entstickung vergleichen lassen – und das zu einem Bruchteil der Kosten. Für kleinere Feuerungen, wie z.B. Abfallverbrennungsanlagen, definiert das SNCR-Verfahren schon seit Jahren den Stand der Technik.

In Kombination mit feuerungstechnischen Maßnahmen können die NO_x -Grenzwerte auch in schwierigen Anwendungen eingehalten werden. Für neue Großkessel werden bereits Überlegungen angestellt, ob man diese nicht von vorneherein SNCR-gerecht planen und bauen sollte. Dazu müsste z.B. an den Stellen in der Feuerung oder im Kessel, wo geeignete Temperaturen herrschen, genügend Platz für die Eindüsung von Reduktionsmitteln geschaffen werden.

Mit dem neuen TWIN- NO_x -Verfahren könnten weitere Potentiale zur Verbesserung der SNCR-Technik ausgeschöpft werden, so dass sich eine wirtschaftliche Alternative für Anlagen anbietet, für die bisher nur die SCR-Technik geeignet erschien.

7. Literatur

- [1] Chvalina, J.; Seitz, A.; von der Heide, B.: Langjährige Erfahrungen mit nichtkatalytischer Entstickung in kohlegefeuerten Kesseln in der Tschechischen Republik. VGB-Tagung, Düsseldorf, 17. April 1997
- [2] von der Heide, B.; Bärnthaler, K.; Barok, I.: Nichtkatalytische Entstickung von Rauchgasen aus zwei Kesseln mit Schmelzkammerfeuerung im Kraftwerk Vojany, Slowakische Republik. VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt 2000, Leipzig, 4.-5.4.2000
- [3] Kaufmann, K. et. al.: The Combustion of Different Fuels in a 180 MW_{th} Circulating Fluidized Bed Steam Generator in Świecie (Poland). Power-Gen Europe, Milano, 28.-30. Juni 2005
- [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, Bernd: – SNCR Process – Best Available Technology for NO_x Reduction in Waste to Energy Plants. Power-Gen Europe, Milan, June 3-5, 2008
- [6] von der Heide, B.; Langer, P.: Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des SNCR-Verfahrens. In: Thomé-Kozmiensky, Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 7. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010, S. 729-753
- [7] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Coal Fired Boilers – 200 MW in Germany and 225 MW in Poland. Power-Gen Europe, Amsterdam, 8.-10. Juni 2010
- [8] von der Heide, B.: Zukunftsweisende NO_x -Reduzierung mit dem SNCR-Verfahren in Großfeuerungsanlagen. VDI-Fachkonferenz, Düsseldorf, 1.-2. Dezember 2010
- [9] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants. Power-Gen International, Las Vegas, 13.-15. Dezember 2011
- [10] von der Heide, B.: Möglichkeiten und Grenzen der SNCR-Verfahren. In: Thomé-Kozmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 9. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, S. 601-627
- [11] Firma Bonnenberg + Drescher GmbH: diverse Unterlagen. Aldenhoven

Das im Beitrag erwähnte TWIN- NO_x -Verfahren ist ein durch Meldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH geschütztes Markenzeichen.