



KRAFTWERKSTECHNIK 2014

Strategien, Anlagentechnik
und Betrieb



KRAFTWERKSTECHNIK 2014

Strategien, Anlagentechnik
und Betrieb



Kraftwerkstechnik 2014

Strategien, Anlagentechnik und Betrieb

Michael Beckmann, Antonio Hurtado.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2014
ISBN 978-3-934409-62-0

ISBN 978-3-934409-62-0 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH

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

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH • Freiberg 2014
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Eric Mildner, Juliane Mildner,
Josephine Pretsch, Anja Schulze
Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH: Angela Flugrat, Stephan Rose,
Marcel Sabiers, Dresden
Druck: Mediengruppe Universal Grafische Betriebe München GmbH, München
Icons auf Buchdeckel: © missbobbit – Fotolia.com, taktiker Werbeagentur GmbH
Fotos auf Buchdeckel: © malija – 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 978-3-934409-64-4

Maßgeschneiderte SNCR-Anlagen zur Einhaltung künftiger Emissionsstandards in unterschiedlichen Verbrennungsanlagen

Bernd von der Heide

1.	Einleitung	945
2.	Voraussetzungen für die Funktion von SNCR-Verfahren.....	946
2.1.	Kesselausführungen.....	946
3.	Lösungsmöglichkeiten.....	948
3.1.	Umbau der Kesselanlagen für SNCR-freundlichen Betrieb oder Einschränkung der Kesselleistung	948
3.2.	Anpassung der SNCR-Technik an die vorhandenen Kessel und deren Betriebsweise.....	949
3.2.1.	Kühlung der Rauchgase mit zusätzlichem Wasser	949
3.2.2.	Kühlung der Rauchgase mit einer Eindüsebene für Wasser.....	950
3.3.	Selektive Kühlung der Rauchgase	951
4.	TWIN-NO _x [®] -Verfahren – Kombination von Harnstofflösung und Ammoniakwasser	952
4.1.	Optimierung von SNCR und Feuerung durch aufeinander abgestimmte Maßnahmen	955
5.	Zusammenfassung und Ausblick.....	958
6.	Quellen.....	959

1. Einleitung

Nachdem sich SNCR-Verfahren für die NO_x-Abscheidung im Rauchgas von Verbrennungsanlagen für Abfall, Ersatzbrennstoffe und Biomasse weitgehend durchgesetzt haben und NO_x-Reingaswerte < 100 mg/Nm³ bei einem NH₃-Schlupf < 10 mg/Nm³ sicher eingehalten werden können, hat sich das SNCR-Verfahren für diese relativ kleinen Anlagen insbesondere unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten längst als die z. Z. *beste verfügbare Technik* zur NO_x-Abscheidung etabliert.

Vor diesem Hintergrund untersuchen immer mehr Energieversorgungsunternehmen (EVU), ob das SNCR-Verfahren auch in ihren Großkesseln anwendbar ist. Obwohl die Technik in den letzten Jahren deutlich vorangetrieben wurde, besteht noch immer erheblicher Entwicklungsbedarf, um die Forderungen des Gesetzgebers zu erfüllen.

Dieser Beitrag beschreibt, dass das SNCR-Verfahren auch für große Kessel eine attraktive Alternative bietet, insbesondere wenn die Ergebnisse und Erfahrungen, die inzwischen in kleinen Anlagen gesammelt wurden, ausgewertet, angewendet und weiterentwickelt werden, um die hohen Anforderungen der Betreiber von größeren Kraftwerkskesseln zu erfüllen.

2. Voraussetzungen für die Funktion von SNCR-Verfahren

Zur NO_x -Abscheidung mit SNCR-Verfahren werden Ammoniak abspaltende Reduktionsmittel wie Ammoniakwasser oder Harnstofflösung – in seltenen Fällen auch gasförmiges Ammoniak – in die heißen Rauchgase eingedüst. Entgegen der weit verbreiteten Auffassung 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 relativ klein ist und die genaue Lage dieses *Fensters* von der Rauchgaszusammensetzung abhängt, sind die Temperaturverteilung, 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 und werden im Wesentlichen beeinflusst durch:

- die Bauform der Kessel und Feuerung/Brennkammer
- die Anordnung der Wärmetauscher
- die Konzeption der Brenner und ggf. Mühlen
- die Betriebsbedingungen im Kessel
- die Art des Brennstoffs

2.1. Kesselausführungen

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 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.

Für diese Kessel werden SNCR-Anlagen nach den speziellen Anforderungen der

Betreiber ausgelegt und gebaut. Hierfür ist die Entwicklung in den letzten Jahren so weit fortgeschritten, dass NO_x -Reingaswerte $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ inzwischen Standard geworden sind.

In Verbrennungsanlagen, in denen nur geringe NO_x -Abscheidegrade oder moderate NO_x -Reingaswerte einzuhalten sind, genügt oft eine Eindüsebene. Anlagen für höchste Anforderungen werden dagegen mit drei Eindüsebenen und akustischer Temperaturmessung ausgerüstet, damit das Reduktionsmittel mit jeder einzelnen Lanze immer in den optimalen Temperaturbereich eingebracht werden kann (Abbildung 1).

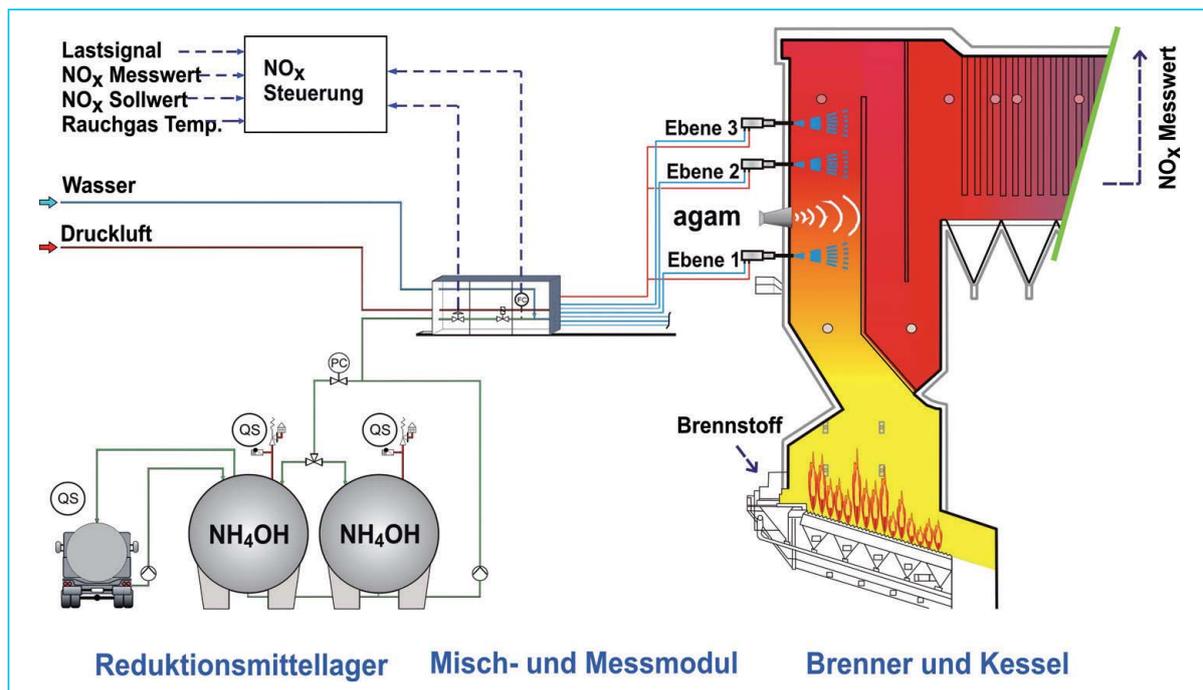


Abb. 1: SNCR-Anlage ausgelegt für höchste Anforderungen

Im Kraftwerksbereich sind zwar auch erhebliche Fortschritte erzielt worden, jedoch sind die Probleme, die von den Anbietern von SNCR-Anlagen gelöst werden müssen, schon allein wegen der Größe deutlich komplexer.

Zumeist sind die Temperaturen in den von Einbauten freien Bereichen, insbesondere bei Vollast, zu hoch (Abbildung 2), sodass die Reduktionsmittel zu 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 abzuschätzen bzw. zu messen (Abbildung 3). 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 hoch sind.

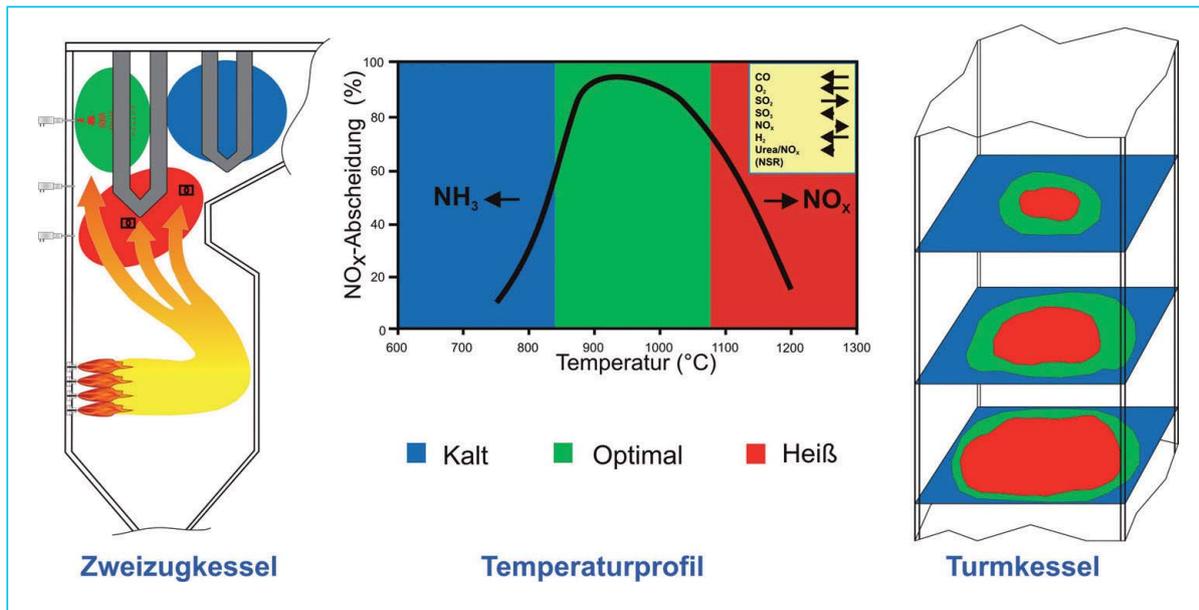


Abb. 2: Auswirkung der Kesselbauweise auf die Temperaturverteilung

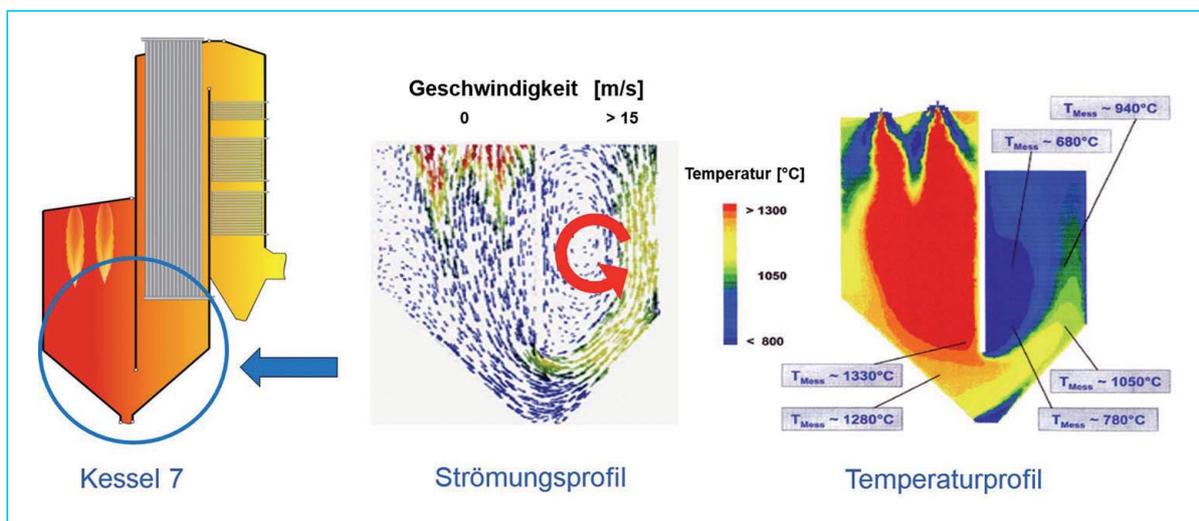


Abb. 3: Strömungs- und Temperaturprofil in einem Kessel für Flüssigabfälle

3. Lösungsmöglichkeiten

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

3.1. Umbau der Kesselanlagen für SNCR-freundlichen Betrieb oder Einschränkung der Kesselleistung

Wenn im freien Raum, d. h. dem Bereich ohne Einbauten, die Rauchgastemperaturen zu hoch sind, muss in dem für die 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. Im Gegensatz dazu kann in neuen Kesseln mit vertretbarem Aufwand aus-

reichend Platz zur Verfügung gestellt werden, wenn dies bereits bei der Planung eines Projekts berücksichtigt wird (Abbildung 4).

Wenn ein Umbau nicht möglich ist und besonders wenn mehrere Kesselanlagen parallel betrieben werden, wäre es unter Umständen ein gangbarer Weg, die Maximallast der Kessel so weit zu beschränken, dass die Rauchgastemperaturen am Austritt der Feuerung noch innerhalb des für die NO_x-Abscheidung geeigneten Temperaturfensters liegen.

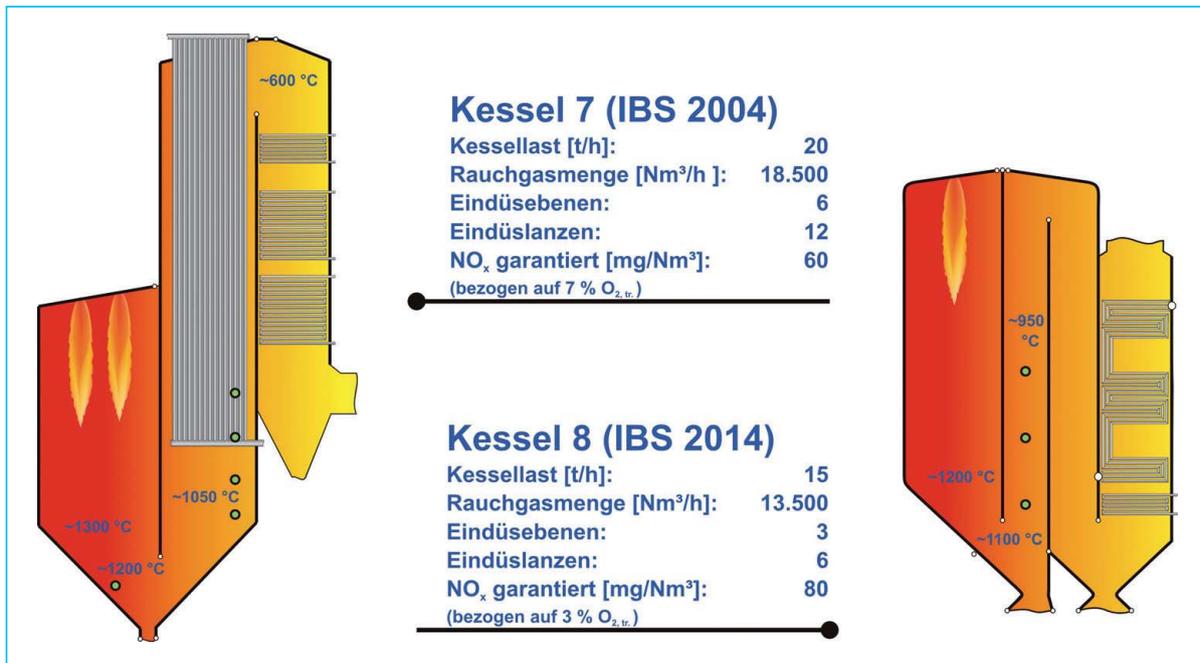


Abb. 4: SNCR für Flüssigabfälle – Auslegungsdaten und Kesselbauweise

3.2. Anpassung der SNCR-Technik an die vorhandenen Kessel und deren Betriebsweise

Zunächst sollte angestrebt werden, die SNCR-Anlagen an die Betriebsbedingungen der vorhandenen Kesselanlagen anzupassen und nicht umgekehrt die Kessel an die SNCR.

Sofern genügend Platz für die Eindüsung der Reduktionsmittel und ausreichend Verweilzeit für die Reaktionen vorhanden ist, 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. Dieses Verfahren mit den entsprechenden Betriebsergebnissen bei unterschiedlichen Feuerungsanlagen wurde mehrfach vorgestellt, sodass hier nicht im Einzelnen darauf eingegangen werden soll.

3.2.1. Kühlung der Rauchgase mit zusätzlichem Wasser

Entwicklungsbedarf besteht heute im Wesentlichen für Feuerungsanlagen, in de-

nen die Rauchgastemperaturen in den zugänglichen Bereichen zu heiß für das SNCR-Verfahren sind. Das Ziel ist hier, die notwendigen Betriebsbedingungen zu schaffen, d. h. die Rauchgase so weit abzukühlen, dass eine 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 in seltenen Fällen Sinn hat:

- Das Tropfenspektrum und damit die Tropfengröße und die Eindringtiefe werden 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.

In Dreizugkesseln gehört die Regelung der Wassermenge abhängig von der Kessellast bzw. Temperatur 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.

3.2.2. Kühlung der Rauchgase mit einer Eindüsebene für Wasser

Bei größeren Kesseln, in denen die Reduktionsmittel praktisch immer quer zur Rauchgasströmung eingebracht werden, hat sich die Installation einer zusätzlichen Eindüsebene, 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 Temperaturschieflagen unter Umständen Bereiche gekühlt werden, in denen die Rauchgastemperaturen optimal sind, was dann zu einem erhöhten NH_3 -Schlupf führen kann.

Die Methode ist vorzugsweise für Verbrennungsanlagen geeignet, die nur sehr selten in Temperaturbereichen betrieben werden, in denen eine Zusatzkühlung der Rauchgase notwendig ist oder in denen ein gleichmäßiges Temperaturprofil vorliegt. Durch Zu- bzw. Abschalten der Kühlung mit Wasser kann in vielen Fällen eine Eindüsebene für Reduktionsmittel entfallen. In der in Abbildung 5 gezeigten Anlage, die nur sehr selten unter Vollast betrieben wird, konnte man so auf die Nachrüstung eines Katalysators verzichten. Abbildung 6 zeigt, dass allein durch Zugabe des Kühlwassers eine Reduzierung des NO_x -Reingaswertes von 280 mg/Nm^3 auf 180 mg/Nm^3 erreicht wurde. Die Rohgaswerte (NO_x ohne SNCR) betragen ca. 400 mg/Nm^3 .

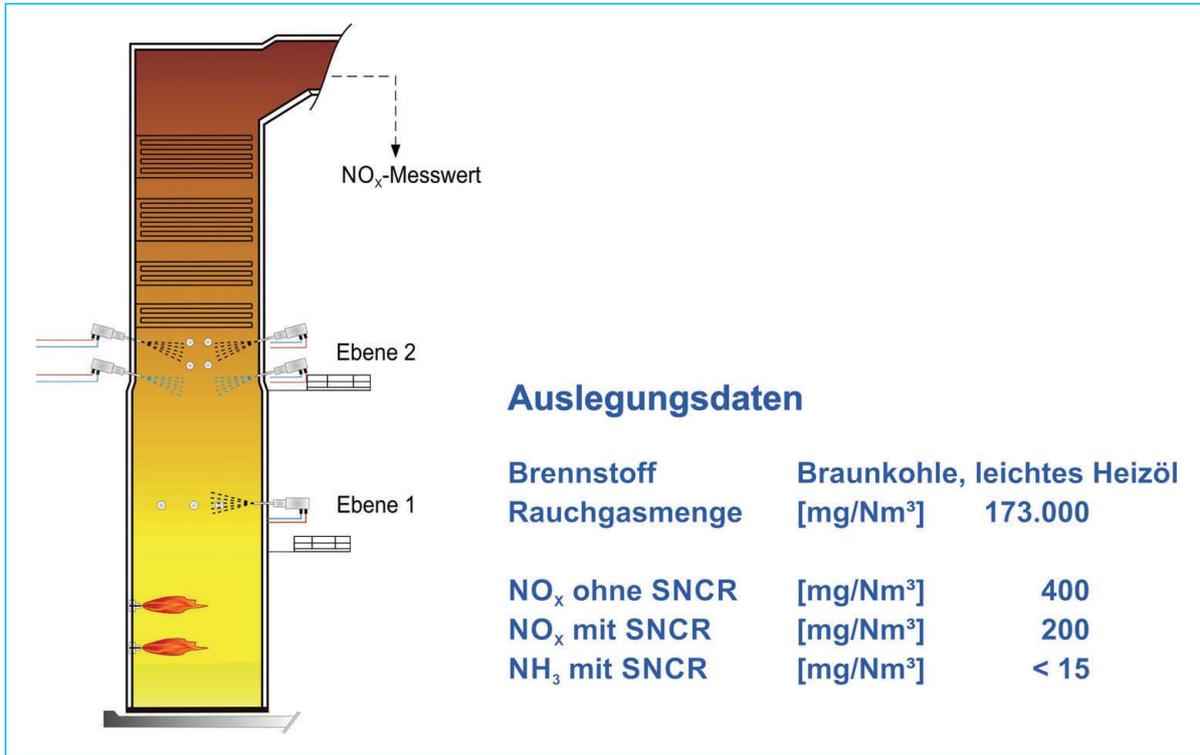


Abb. 5: Kohlegefeuerter Kessel mit Rauchgaskühlung

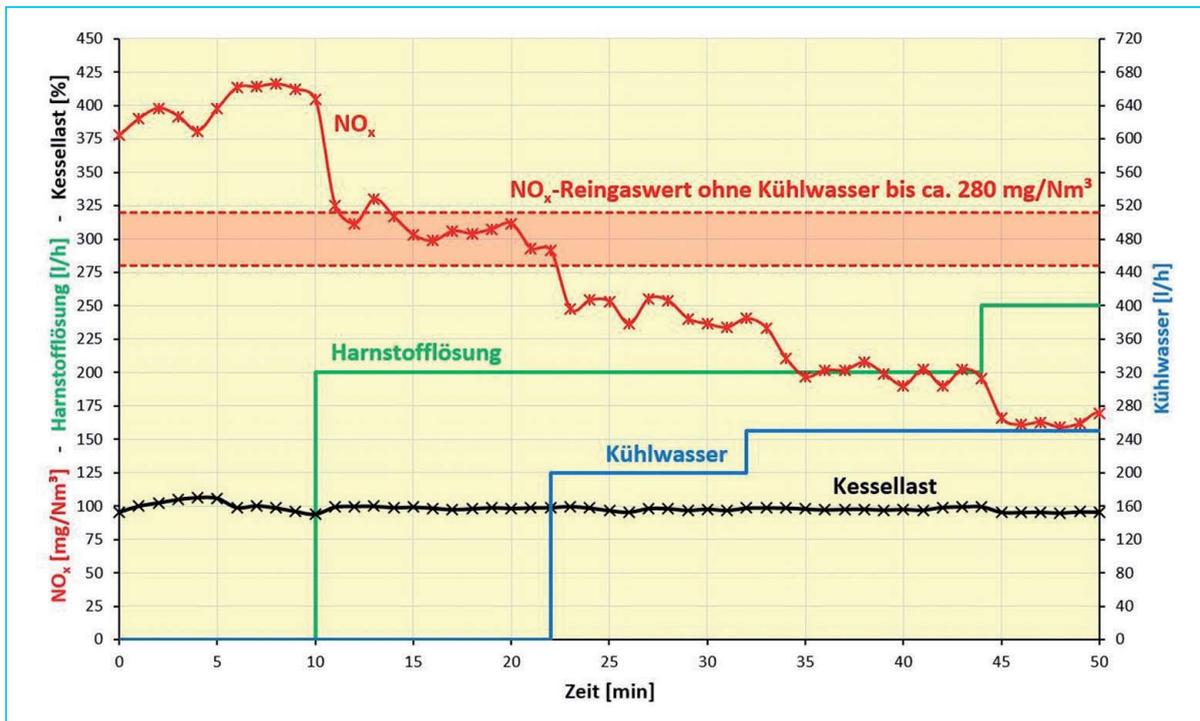


Abb. 6: Erhöhung der NO_x-Abscheidung durch Rauchgaskühlung mit Zusatzwasser

3.3. Selektive Kühlung der Rauchgase

Die konsequente Weiterentwicklung der oben beschriebenen Alternativen der Rauchgaskühlung ist die *selektive Kühlung*. Ähnlich wie das oben beschriebene Verfahren wird auch hier eine zusätzliche Eindüsebene für Kühlwasser unterhalb der oberen

Eindüsebene installiert. Damit die Temperaturschiefen berücksichtigt und nur die Zonen gekühlt werden, die zu heiß sind, wird bei Bedarf nur eine einzelne bzw. eine Gruppe von Kühllanzen abhängig vom Temperaturprofil aktiviert.

Dieses Konzept bietet wesentliche Vorteile für Kesselanlagen, die bei wechselnden Lasten betrieben werden und mit einer SNCR-Anlage ausgerüstet sind, in der die einzelnen Lanzen basierend auf einer kontinuierlichen Messung des Temperaturprofils, wie z. B. einer akustischen Temperaturmessung (agam), umgeschaltet werden (Abbildung 7).

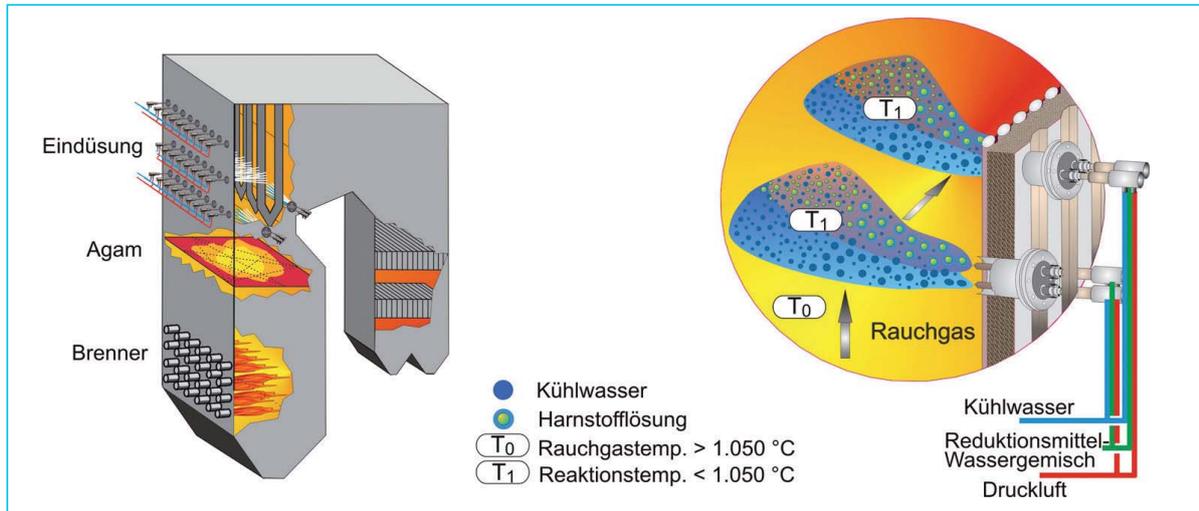


Abb. 7: Selektive Rauchgaskühlung für kohlegefeuerte Kessel

4. TWIN-NO_x[®]-Verfahren – Kombination von Harnstofflösung und Ammoniakwasser

Bei der Suche nach verfahrenstechnischen Verbesserungen im MKV Fenne wurden unter gleichen Betriebsbedingungen in einem Kurzversuch die Reduktionsmittel Harnstoff und Ammoniak gegenübergestellt (Abbildung 8).

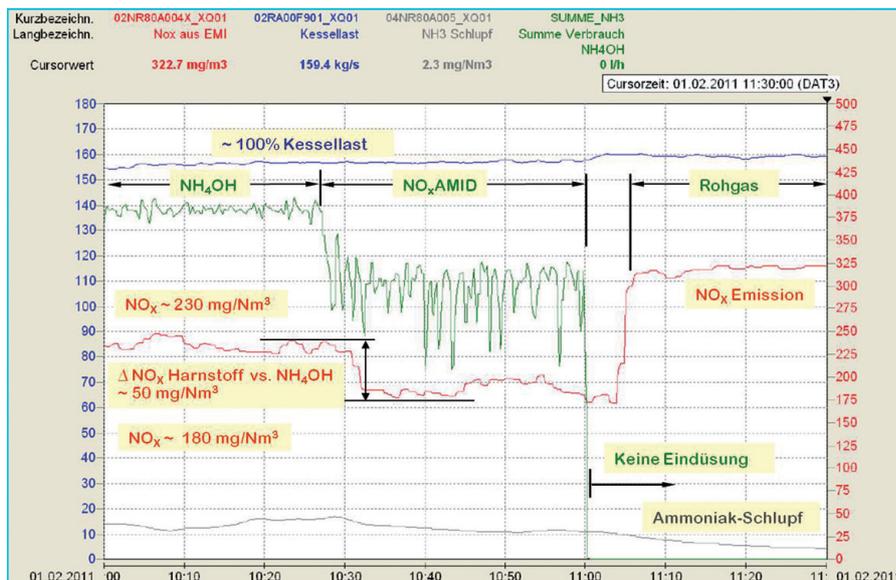


Abb. 8: Betriebsergebnisse – Wechselweise Eindüsung von Ammoniakwasser und Harnstofflösung (NO_xAMID)

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigten, dass unmittelbar nach der Eindüsung von Harnstofflösung die NO_x -Abscheidung anstieg und der Verbrauch von Reduktionsmittel sank. Schon auf den ersten Blick wurde also deutlich, dass bei dieser Kesselbauweise unter Vollast mit Harnstofflösung bessere Ergebnisse als mit Ammoniakwasser zu erzielen sind.

Grundsätzlich wurde mit den Versuchen auch bestätigt, dass schwer flüchtige, auf Harnstoff basierende Reduktionsmittel (NO_xAMID) erst am Ende der Tropfen-Flugbahn freigesetzt werden, während leicht flüchtige Reduktionsmittel (NH_3) in der Nähe der Düsen und nahe den Kesselwänden verdampfen (Abbildung 9). Zusätzliche Tests zeigten darüber hinaus, dass das Verfahren weiter verbessert werden kann, indem die Reduktionsmittel in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen gewechselt werden.

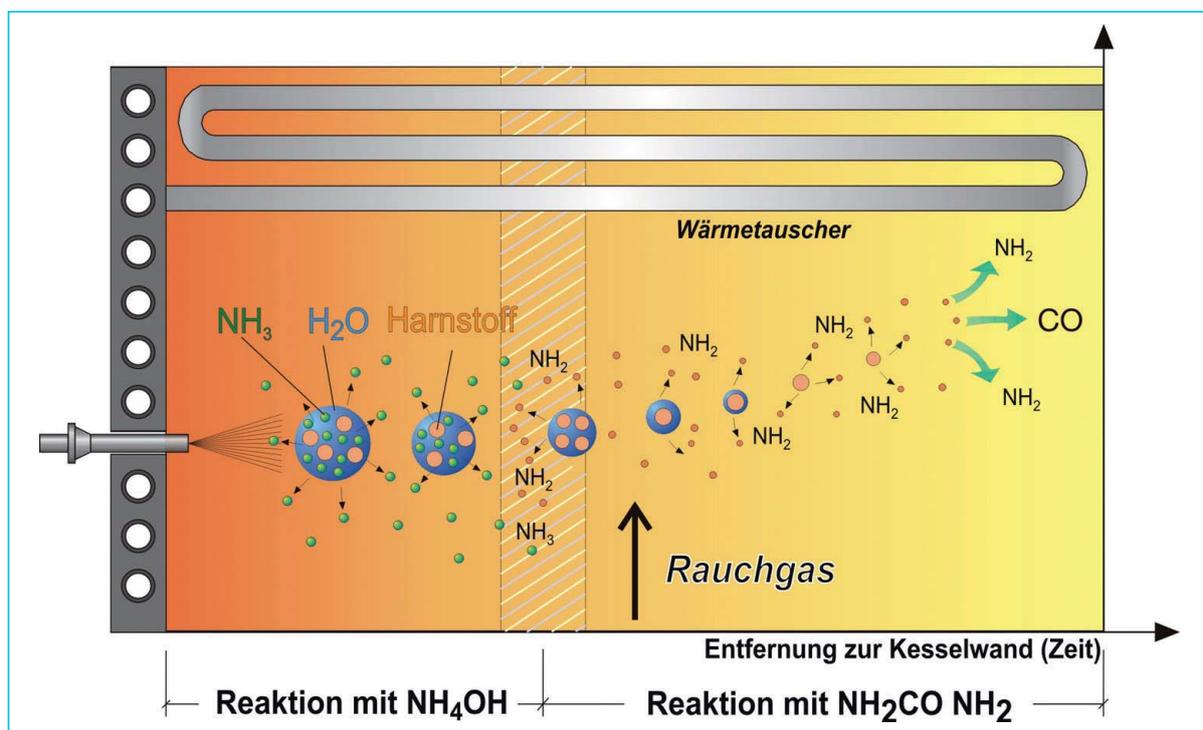


Abb. 9: TWIN- NO_x [®] - Mischen von Ammoniakwasser und Harnstofflösung

Optimal lassen sich die positiven Effekte beider Mittel nutzen, wenn beide Reduktionsmittel gleichzeitig eingedüst werden und das Mischungsverhältnis je nach den Betriebsbedingungen den Erfordernissen angepasst wird.

Das neue Verfahren, das aus diesen Erfahrungen heraus entwickelt wurde, ist unter dem Markennamen TWIN- NO_x [®] registriert.

Abbildung 10 zeigt ein typisches Verfahrensfießbild einer SNCR-Anlage für einen mit Leichtöl gefeuerten Kessel. Die Anlage wurde ursprünglich für den Betrieb mit Ammoniakwasser gebaut. Als sich zeigte, dass bei Vollast die garantierten NO_x -Reingaswerte $< 180 \text{ mg/Nm}^3$ wegen zu hoher Temperaturen in der Brennkammer nicht erreicht werden konnten, wurde die Anlage für den zusätzlichen Betrieb mit Harnstofflösung umgerüstet. Betriebsdaten des ersten kommerziellen Einsatzes des TWIN- NO_x [®]-Verfahrens im Jahr 2010 sind Abbildung 11 zu entnehmen.

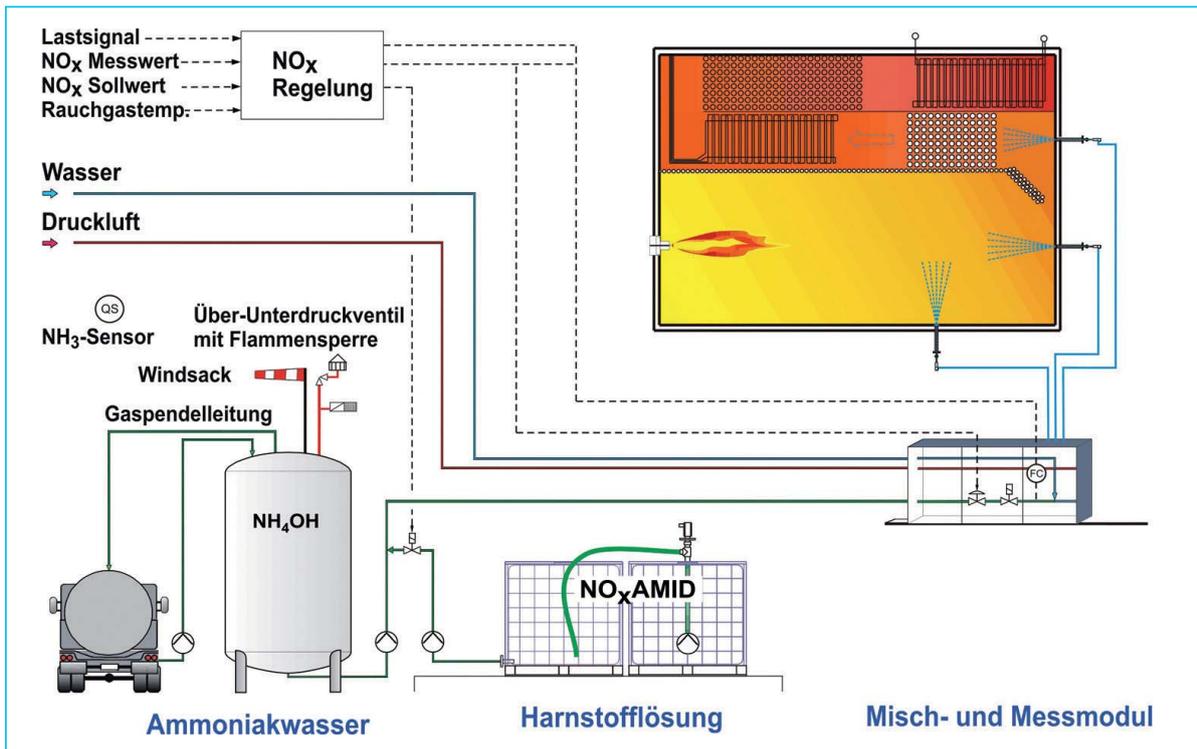


Abb. 10: TWIN-NO_x[®] - Verfahrensfließbild für einen mit Leichtöl gefeuerten Kessel

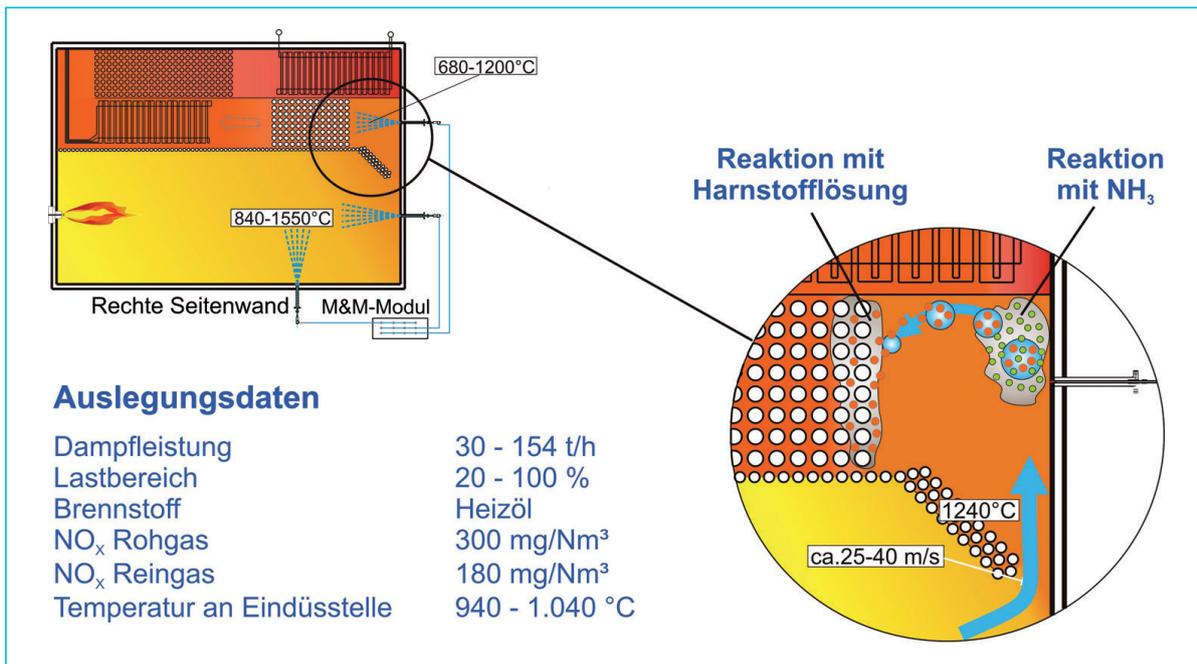


Abb. 11: Reaktionszonen von Harnstoff und Ammoniakwasser

An einem kohlegefeuerten Kessel (Abbildung 12) wurde 2009 eine mit Ammoniakwasser betriebene SNCR-Anlage nachgerüstet. Die gültigen NO_x-Grenzwerte von 300 mg/Nm³ werden in allen Lastbereichen seit der Inbetriebnahme nicht nur eingehalten, sondern sogar deutlich unterschritten. Für die Zukunft ist jedoch bereits geplant, Kohle mit höheren Stickstoffgehalten zu verbrennen, was wiederum zu deutlich höheren NO_x-Rohgaswerten führen würde. Darüber hinaus wird damit gerechnet, dass ab 2015 die NO_x-Grenzwerte von 400 mg/Nm³ auf

200 mg/Nm³ gesenkt werden. Diese Werte sind mit dem jetzigen Konzept nicht mit allen Kohlequalitäten über den gesamten Lastbereich einzuhalten. Abhängig von der Kessellast, den Brennern in Betrieb und den Zyklen der Rußbläser treten häufig Temperaturverteilungen und Strömungszustände auf, die kaum reproduzierbar sind. Um die Gegebenheiten des Kessels im Eindüskonzept angemessen berücksichtigen zu können, werden seit Frühjahr 2014 Temperaturmessungen mit Absaugpyrometern durchgeführt. Darüber hinaus werden mit dem TWIN-NO_x[®]-Verfahren Versuche bei schwierigen Betriebszuständen gefahren, um belastbare Informationen zu bekommen, ob und ggf. wie die SNCR-Anlage so ertüchtigt werden kann, dass NO_x-Reingaswerte < 200 mg/Nm³ sicher eingehalten werden.

Die bisherigen Ergebnisse sind vielversprechend: Mit Harnstoff bzw. der Mischung aus Harnstoff und Ammoniakwasser sind auch bei kritischen Betriebszuständen die NO_x-Reduktionen um ca. 50 mg/Nm³ höher als mit Ammoniakwasser allein.

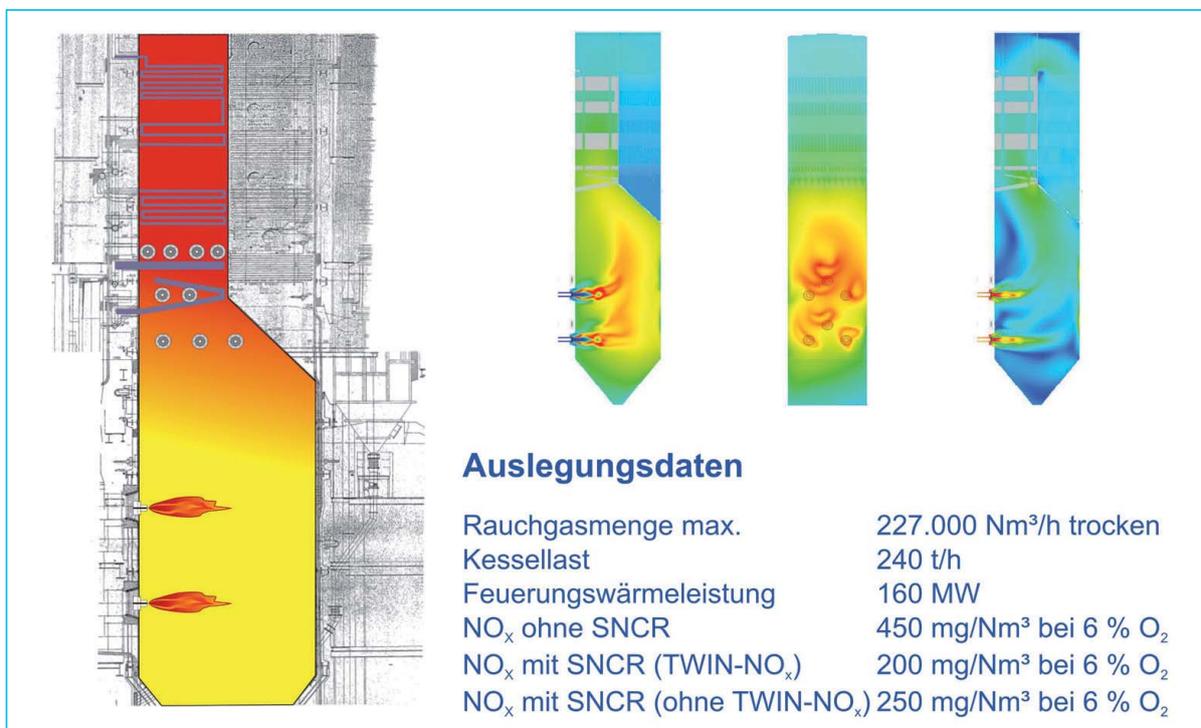


Abb. 12: TWIN-NO_x[®]-Verfahren – Temperaturprofil und Strömungsverhältnisse in kohlegefeuerten Kessel

4.1. Optimierung von SNCR und Feuerung durch aufeinander abgestimmte Maßnahmen

Obwohl der Prozess weitgehend in der Feuerung stattfindet, wo die Verbrennung noch nicht abgeschlossen ist, werden SNCR-Anlagen als Sekundärmaßnahmen zur NO_x-Abscheidung betrachtet und können im Endergebnis nur so gut sein, wie es die Feuerung zulässt.

Deshalb sollte es auch das Ziel von Primärmaßnahmen sein, optimale Bedingungen für die SNCR-Technik zu schaffen. Dazu gehört im Wesentlichen, die NO_x-Bildung schon während des Verbrennungsprozesses weitgehend zu unterdrücken sowie möglichst homogene Rauchgasströmungen und gleichmäßige Temperaturverteilungen zu schaffen. In der Kombination mit dem SNCR-Verfahren sind NO_x-

Reingaswerte zu erzielen, die mit einer Maßnahme allein nicht möglich wären.

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 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 sowie der Nebenprodukte aus der Rauchgasreinigung durch NH_3 sowie Belastung des Abwassers aus der Rauchgasreinigung durch NH_3 .

Wie Versuchsergebnisse in verschiedenen Kraftwerken in Polen am gleichen Kesseltyp (OP 650) belegen, hat die Anordnung der Brenner offensichtlich einen entscheidenden Einfluss auf die Wirksamkeit des SNCR-Verfahrens (Abbildung 13). 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.

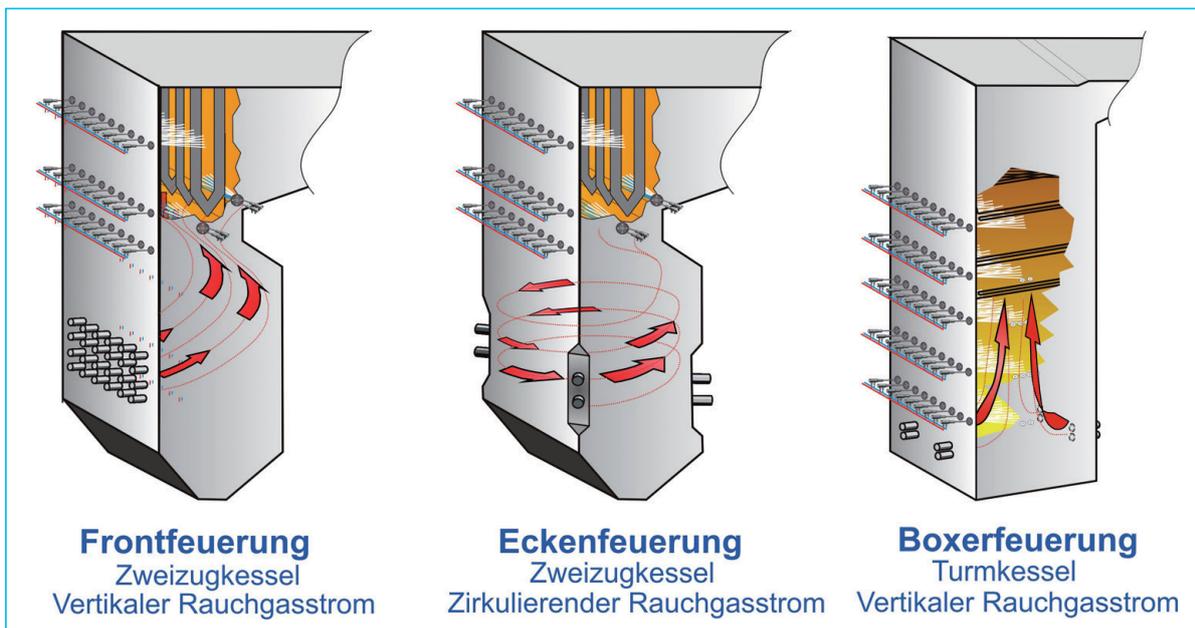


Abb. 13: Auswirkungen der Brenneranordnung auf die Rauchgasströmung

Mit Computersimulationen kann man heute die für das Verfahren maßgeblichen Betriebsbedingungen wie Temperatur- und Strömungsverhältnisse, aber auch die Verteilung der Komponenten im Rauchgas, wie NO_x , CO , CO_2 usw., relativ genau darstellen. Die sich daraus ergebenden Möglichkeiten müssten nur noch konsequenter genutzt werden.

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 (Abbildung 14).

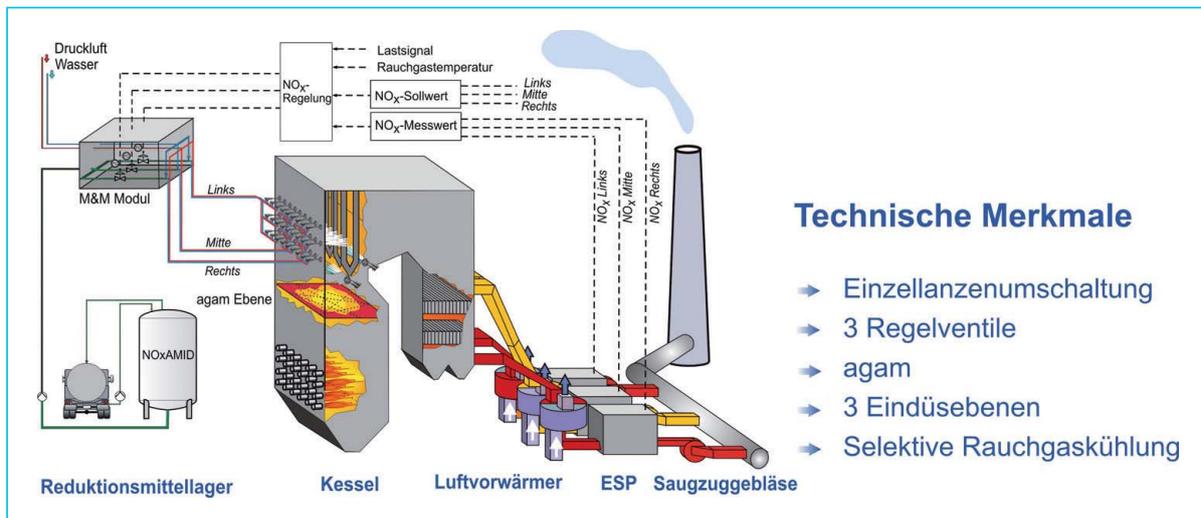


Abb. 14: Jaworzno III, Polen – Verfahrensfließbild

Für die Eindüsung des Reduktionsmittels Harnstofflösung wurden drei Eindüseebenen mit Einzellanzenumschaltung vorgesehen, mit denen auf Lastwechsel bzw. Temperaturänderungen reagiert werden kann. Wegen der extrem großen Temperaturschiefen bis ca. 200 K, die zu Beginn der Planungsphase der SNCR-Anlage gemessen wurden, wurde ein akustisches Temperatursmesssystem (agam) mit zwei Ebenen installiert. Die zweite Ebene wird für eine noch präzisere Temperaturmessung der Rauchgastemperaturen in der Nähe der Eindüslanzen eingesetzt sowie zur Ermittlung des Temperaturgradienten zwischen den zwei agam-Ebenen.

Die SNCR-Anlage wurde im März 2012 erfolgreich in Betrieb genommen und wenig später dem Betreiber übergeben. Der kommerzielle Betrieb läuft seitdem reibungslos und sehr zur Zufriedenheit des Betreibers. Ein zweiter Kessel wurde im September 2012 übergeben und ein dritter im November 2013. Der vierte Kessel wird voraussichtlich Ende 2014 übergeben (Abbildung 15).



Abb. 15: Jaworzno III, Polen – Zeitlicher Ablauf der SNCR Inbetriebnahmen

Da sich bei der Inbetriebnahme des ersten Kessels herausstellte, dass die Rauchgastemperaturen unter Volllast höher waren als erwartet, wurde die obere Eindüsebene im zweiten Kessel etwas weiter nach oben verschoben, wo die Temperaturen niedriger sind. Obwohl im ersten Kessel alle Garantiewerte erreicht wurden, wurden in enger Zusammenarbeit mit dem Hersteller der Brenner die Ergebnisse analysiert, weitere Optimierungsmöglichkeiten entwickelt und Schritt für Schritt angewendet.

Außerdem wurden beträchtliche Schwankungen und Schiefagen der NO_x -Rohgaskonzentration gemessen. Um die Leistung der SNCR-Anlage zu optimieren, wurden drei NO_x -Regelventile installiert. Hierdurch konnte ein niedrigerer Ammoniakchlupf sowohl im Rauchgas wie auch in der Asche erzielt und der Verbrauch von Ammoniakwasser gesenkt werden.

In Verbindung mit Primärmaßnahmen werden die geforderten NO_x -Grenzwerte bei allen drei Kesseln von $< 200 \text{ mg/Nm}^3$ unter allen Betriebsbedingungen eingehalten (Abbildung 16). Die mittlere NH_3 -Belastung in der Flugasche betrug z. B. im Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 30. Juli 2013 54 mg/kg nach Kessel.

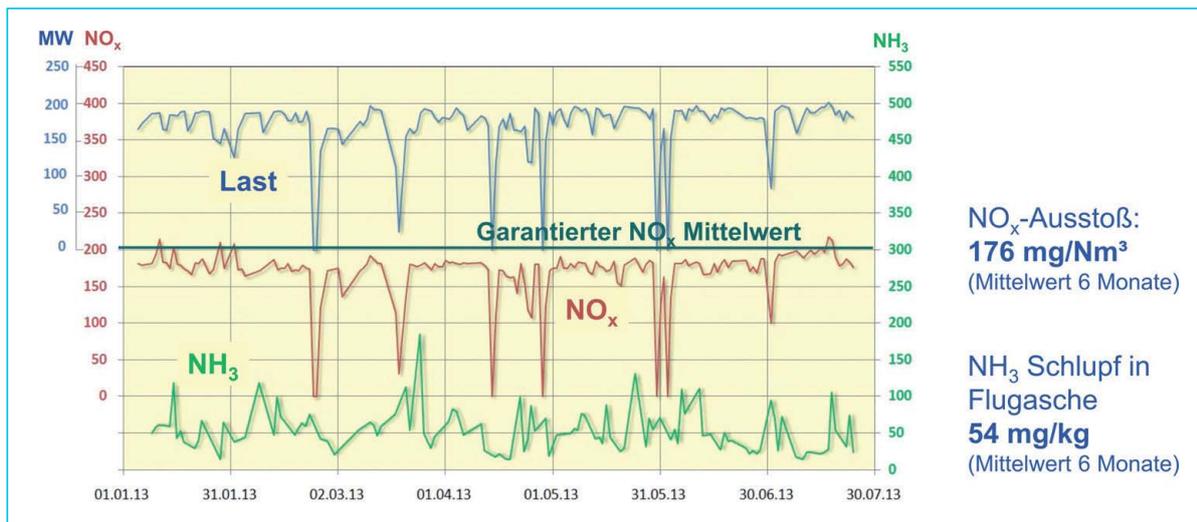


Abb. 16: Jaworzno III, Polen – Langzeitergebnisse

5. 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 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 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. Die neue Zielrichtung sind Anlagen für Kessel mit Leistungen von ca. $300 \text{ MW}_{\text{el}}$ bis $500 \text{ MW}_{\text{el}}$.

Hierzu sei angemerkt, dass Entwicklungsschritte schneller zu realisieren wären, wenn Betreiber, Hersteller von Kessel- und Feuerungs- und SNCR-Anlagen in Zukunft noch enger und konstruktiver zusammenarbeiten würden, als es heute der Fall ist.

Weniger hilfreich sind die z. T. überzogenen Garantiebedingungen vieler Betreiber, die häufig mit extrem hohen Vertragsstrafen belegt und deshalb kaum zu akzeptieren sind. Es wäre für alle beteiligten Firmen und insbesondere die Betreiber besser, zunächst in repräsentativen Kraftwerken Versuche durchzuführen, um Planungssicherheit zu erhalten, anstatt parallel mehrere Prototypen zu bauen, die alle mit den gleichen Kinderkrankheiten behaftet sind. Ferner wäre es wünschenswert, wenn die Richtlinien bei EU-Ausschreibungen die technisch besten Lösungen höher gewichten würden als die Einhaltung von Regularien bei niedrigstem Preis.

6. Quellen

- [1] von der Heide, Bernd: Advanced SNCR Technology for Power Plants, Power-Gen International, Las Vegas, December 13-15, 2011.
- [2] von der Heide, Bernd: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NOx-Verfahren in: Michael Beckmann, Antonio Hurgado (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2012, S. 623-635.
- [3] Moorman, F.; von der Heide, B.; Stubenhöfer, C.: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR in: Thomé-Kosmiensky, Michael Beckmann (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2013, S. 683-702.