

Das SNCR-Verfahren: TWIN-NO_x. die Kombination der Reduktionsmittel Ammoniakwasser und Harnstofflösung in der praktischen Anwendung

Daniel von der Heide, Bernd von der Heide, Timo von der Heide

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH

1.	Einleitung	1
2.	Einflüsse auf das SNCR-Verfahren	2
2.1.	Kesselausführungen	2
2.2.	Konstruktion der Brennkammer und des Kessels	4
3.	Konzepte und Erfahrungen	4
3.1.	Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel.....	4
4.	Eindüsung von Harnstofflösung und/oder Ammoniakwasser.....	8
5.	Praktische Anwendung des TWIN-NO _x -Verfahrens	11
6.	Zusammenfassung und Ausblick	15
7.	Literatur.....	15

1. Einleitung

Die selektive nichtkatalytische Entstickung (SNCR) von Rauchgasen bestimmt für kleinere Verbrennungsanlagen, wie z. B. für Siedlungsabfälle auch für die zukünftig zu erwartenden Grenzwerte schon längst den Stand der Technik und wird in zunehmenden Maße auch in kohlegefeuerten Kraftwerkskesseln eingesetzt.

Als Reduktionsmittel wird entweder Harnstofflösung oder Ammoniakwasser eingesetzt. Beide Reduktionsmittel sind verfahrenstechnisch geeignet, jedoch haben beide besondere Eigenschaften, die man bei der Auswahl des jeweiligen Mittels gegeneinander abwägen sollte. Manchmal ist es sinnvoll, die spezifischen Vorteile, die beide Reduktionsmittel bieten, abwechselnd, gleichzeitig oder gemischt zu nutzen, um die verschärften NO_x-Grenzwerte gemäß der überarbeiteten BREF einhalten zu können.

2. Einflüsse auf das SNCR-Verfahren

Obwohl das SNCR-Verfahren theoretisch sehr einfach ist, und man eigentlich die Reduktionsmittel nur an der richtigen Stelle in die richtige Temperatur im Rauchgas eindüsen muss (**Abbildung 1**) ist die Umsetzung in die Praxis nicht so ganz so leicht wie es den Anschein hat. Insbesondere haben nachstehende Faktoren einen großen Einfluss auf die Wirksamkeit des Verfahrens:

- Die Konstruktion der Verbrennungsanlage
- Die Bauform der Brennkammer
- Die Anordnung der Brenner
- Die Betriebsbedingungen im Kessel, wie z. B. die Rauchgastemperaturen, Rauchgasverteilung, -strömungen, -geschwindigkeiten und -richtungen
- Die Art des Brennstoffs
- Die Reduktionsmittel – Harnstofflösung oder Ammoniakwasser
- Die geforderten Werte für NO_x -Reingaswerte, Ammoniakverlust und Ammoniak in der Flugasche.

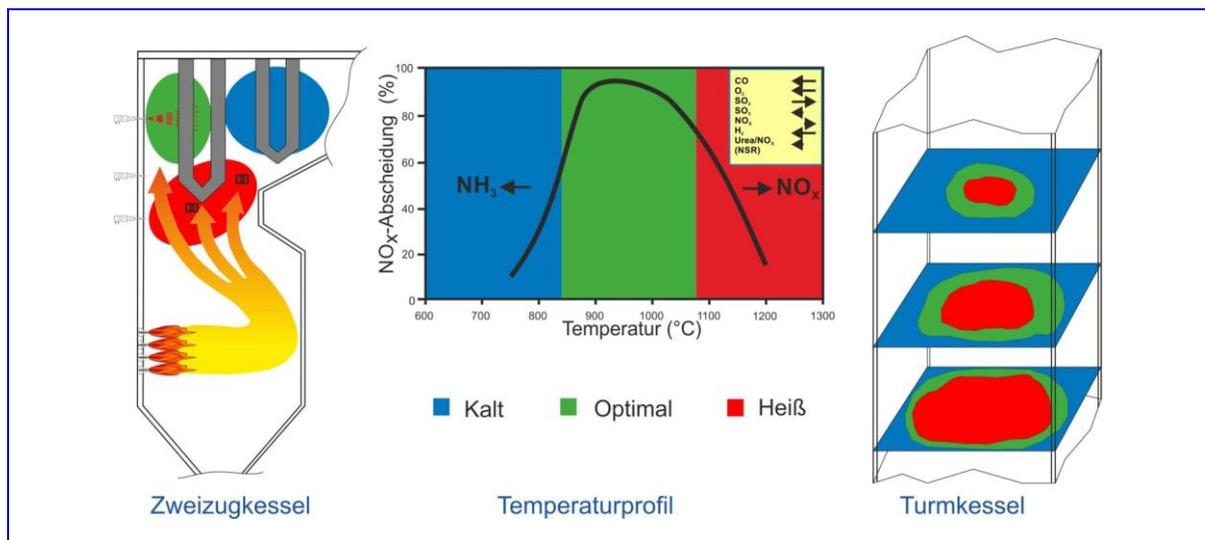


Abb. 1: NO_x -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur und typische Temperaturverteilungen in Turm- und Zweizugkessel

2.1. Kesselausführungen

Kessel mit Rostfeuerung, die für kleine bis mittlere Feuerungsanlagen verbreitet sind, sind ganz besonders gut für das SNCR-Verfahren geeignet, da der Raum oberhalb des Rostes im ersten Rauchgaszug ausreichend Platz für die Eindüsung von Reduktionsmitteln bietet und die Verweilzeit im optimalen Temperaturbereich lang genug ist, bevor das Rauchgas in die

Wärmetauscher eintritt. Daher lassen sich mit diesem Kesseltyp z. B. in Müllverbrennungsanlagen NO_x -Reingaswerte erreichen, die zum Teil deutlich unter 100 mg/Nm^3 liegen.

Eine typische Bauform bei kohlegefeuerten Kraftwerkskesseln ist der Turmkessel, bei dem die Wärmetauscher horizontal über dem Kessel angeordnet sind sowie Kessel mit zwei Rauchgaszügen, einer Nase und Schottenüberhitzern am Ende des ersten Zugs und weiteren Wärmetauschern im zweiten Zug. Die wesentlichen Unterschiede beider Bauformen, die sich auf das SNCR-Verfahren auswirken, werden im Folgenden kurz beschrieben.

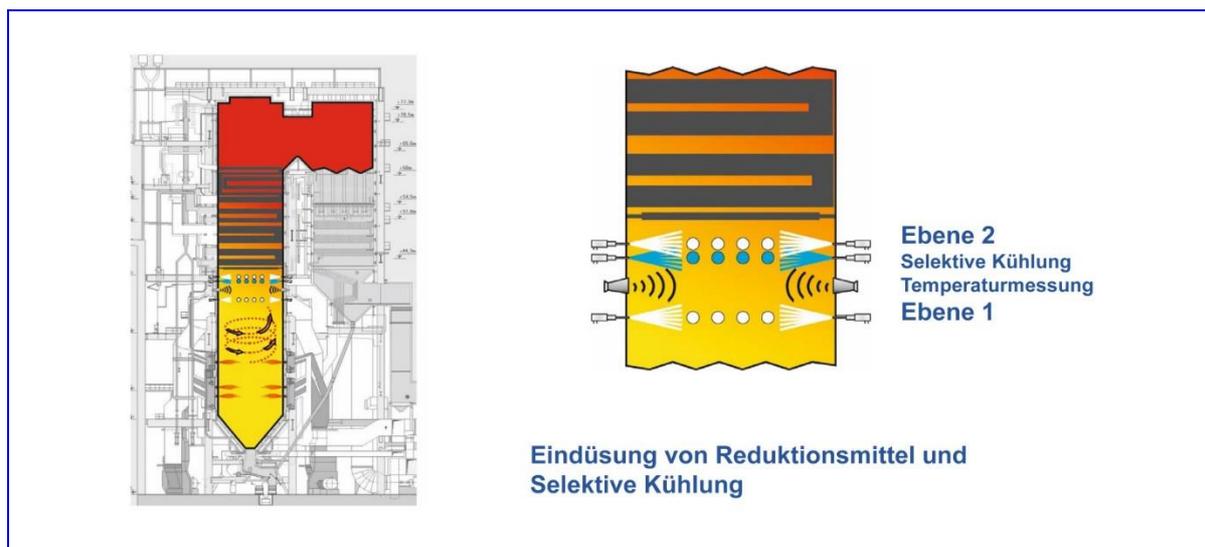


Abb. 2: Eindüskonzept für mit Braunkohle gefeuerte Turmkessel

Im Zweizugkessel wird die vertikale Rauchgasströmung mittels der so genannten „Nase“ zur Frontseite geleitet. Hier wird es dann durch die Schottenüberhitzer in horizontale Strömungsrichtung umgelenkt. Bei Vollast befindet sich die optimale Temperatur für das SNCR-Verfahren zumeist in Höhe oder sogar innerhalb der Überhitzer (grün markiert in **Abbildung 1**).

In Turmkesseln dagegen ist die Situation, insbesondere bei der Verbrennung von Braunkohle, weniger problematisch als in Zweizugkesseln, da die Reduktionsmittel in den meisten Fällen von allen vier Seiten eingedüst werden können und die Rauchgastemperaturen am Austritt der Feuerung zumeist noch für die Anwendung des SNCR-Verfahrens geeignet sind oder mit vertretbarem Aufwand abgekühlt werden können (**Abbildung 1**). Die heißen Rauchgase strömen von den Brennern durch die Wärmetauscher nach oben. Im Zentrum herrschen üblicherweise die höchsten Temperaturen, die zu den Kesselwänden hin abnehmen. Die Temperaturdifferenzen nehmen im Verlauf der Rauchgasströmung weiter zu, so dass sich in den verschiedenen Kesselquerschnitten drei verschiedene Temperaturbereiche bilden, von denen nur einer optimal für das SNCR-Verfahren ist. In der Nähe der Kesselwände ist die

kälteste Temperatur, wo die Gefahr besteht, dass sich Ammoniakschlupf bildet. Im Zentrum ist es über den gesamten Lastbereich zu heiß, so dass Ammoniak zu NO_x verbrennt.

2.2. Konstruktion der Brennkammer und des Kessels

Der NO_x -Gehalt im Rauchgas, die Temperaturschieflagen und Rauchgasgeschwindigkeiten zu hängen zu einem großen Teil von der Kombination und Konfiguration der Brenner, des Brennstoffs und der Luftzufuhr zu den Brennern sowie von Größe und Dimensionierung des Kessels ab. Die Anordnung der Brenner hat einen wesentlichen Einfluss auf die Rauchgasströmung. Brenner, die in den Ecken angeordnet sind, verursachen z. B. eine Drehbewegung des Rauchgases, wodurch die Temperaturschieflagen deutlich niedriger sind als bei Front- oder Boxerfeuerungen.

Mit feuerungstechnischen Maßnahmen, den sogenannten Primärmaßnahmen, kann man die NO_x -Bildung schon während des Verbrennungsprozesses weitgehend unterdrücken. Jede Maßnahme sollte sorgfältig dahingehend untersucht werden, welche Einflüsse diese auf den Betrieb der Verbrennungsanlage hat. Insbesondere können folgende Betriebseigenschaften beeinträchtigt werden:

- Stabilität der Flammen
- Flexibilität im Brennstoffband
- Ausbrand
- Korrosionen in der Brennkammer
- Wirkungsgrad
- NO_x -Abscheidung
- Kosten

In der praktischen Anwendung müssen Kompromisse zwischen der technischen Machbarkeit und den Auswirkungen auf die Kosten und das Betriebsverhalten gefunden werden.

3. Konzepte und Erfahrungen

3.1. Mit Kohlestaub gefeuerter Kessel

Ein noch heute zukunftsweisendes Konzept wurde nach intensiven Versuchen 2008 für das Modellkraftwerk Völklingen geplant, installiert und in Betrieb genommen. Signifikante Temperaturschwankungen zwischen Niedriglast und Volllast sowie extreme Temperaturschieflagen erforderten die Installation von fünf Ebenen mit je 12 Eindüslanzen zwischen 26 und 51,8 m.

Jede der 60 Eindüslanzen kann einzeln aktiviert und deaktiviert werden, um sicherzustellen, dass die Eindüsung des Reduktionsmittels immer in den optimalen Temperaturbereich des Rauchgases erfolgt.

Im Kraftwerk Jaworzno in Polen wurden insgesamt sechs baugleiche kohlegefeuerte Kessel des Typs OP 650 mit einer Leistung von 225 MW_{el} mit SNCR nachgerüstet. Die Inbetriebnahme erfolgte in den Jahren 2012 bis 2016. Im Kraftwerk Rybnik wurden drei Kessel des gleichen Typs mit SNCR-Anlagen ausgerüstet und in den Jahren 2017 und 2018 in Betrieb genommen.

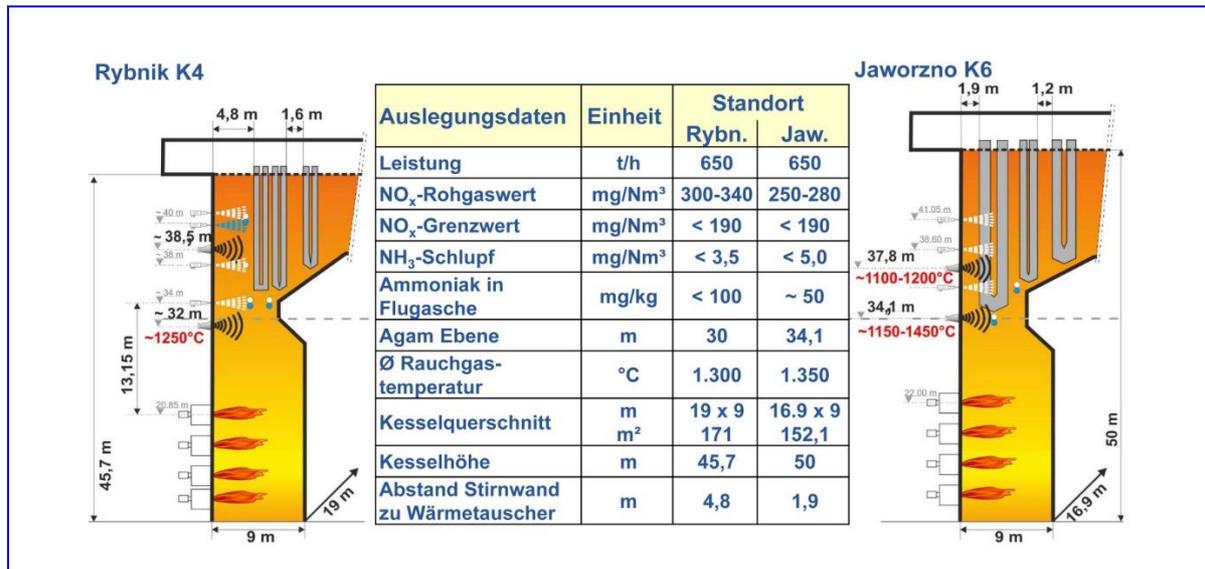


Abb. 3: Auslegungsdaten eines kohlegefeuerten Kessels mit Frontfeuerung in Polen

Die SNCR-Anlagen wurden in allen der o. g. Kessel mit drei Eindüsebenen ausgerüstet, mit denen, eine schnellere Reaktion auf Lastwechsel möglich ist. Wegen der extrem großen Temperaturschiefen, die zu Beginn der Planungsphase der SNCR-Anlage an beiden Standorten gemessen wurden, wurden jeweils akustische Temperaturmesssysteme mit zwei Ebenen installiert. Die zweite Ebene wird für eine noch präzisere Temperaturmessung der Rauchgastemperaturen in der Nähe der obere Eindüslanzen eingesetzt sowie zur Ermittlung des Temperaturgradienten zwischen den zwei Messebenen (**Abbildung 3**).

Trotz der extremen Schwierigkeiten wurden in allen Lastfällen die garantierten NO_x-Grenzwerte erreicht. **Abbildung 4** zeigt, dass im Teillastbetrieb von 130 MW trotz hoher NO_x-Rohgaswerte von über 400 mg/Nm³ die NO_x-Grenzwerte mit nahezu 150 mg/Nm³ sogar deutlich unterschritten werden.

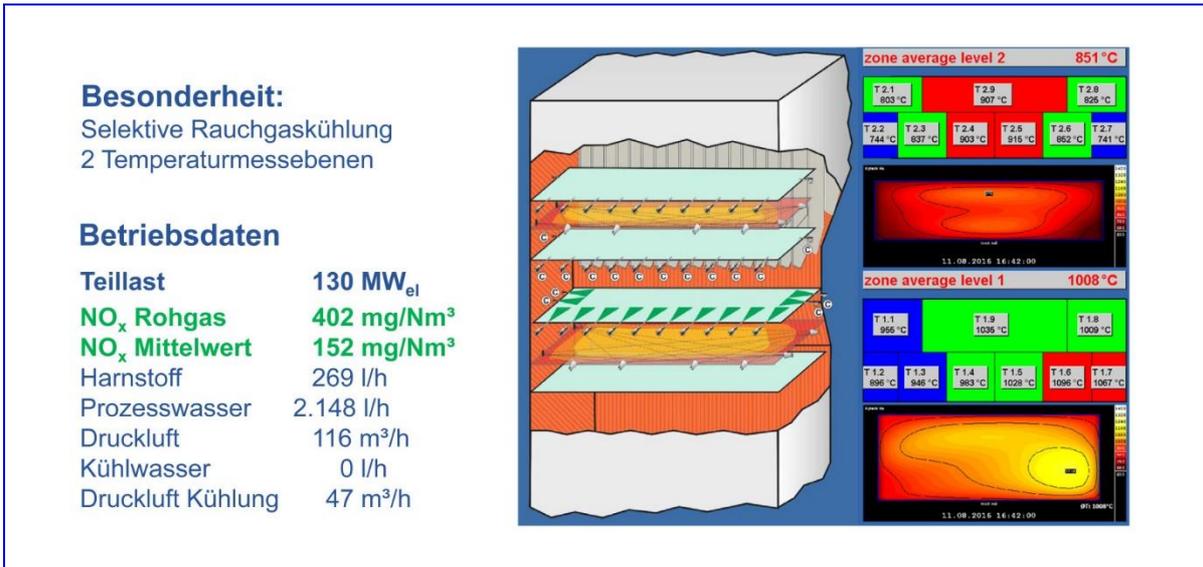


Abb. 4: Kohlegefeuerter Kessel (225 MWel) in Polen – Teillast

Hervorzuheben ist, dass zwischen der rechten und der linken Seite der Brennkammern Temperaturschieflagen von bis zu 200 K auftreten, was vor allem folgende Ursachen hat:

- Jede Kohlemühle versorgt sechs Brenner mit Kohle und Primärluft. Aufgrund unterschiedlicher Kohleablagerungen und Druckverluste in den Zuführungsleitungen für Kohle und Luft ist es praktisch ausgeschlossen, die Kohle und Luft zu den Brennern gleichmäßig zu verteilen und so eine ausgeglichene Verbrennung aller Brenner zum selben Zeitpunkt zu erreichen (**Abbildung 5**). Dies führt zu großen Schwankungen bei der Temperaturverteilung im Kessel.

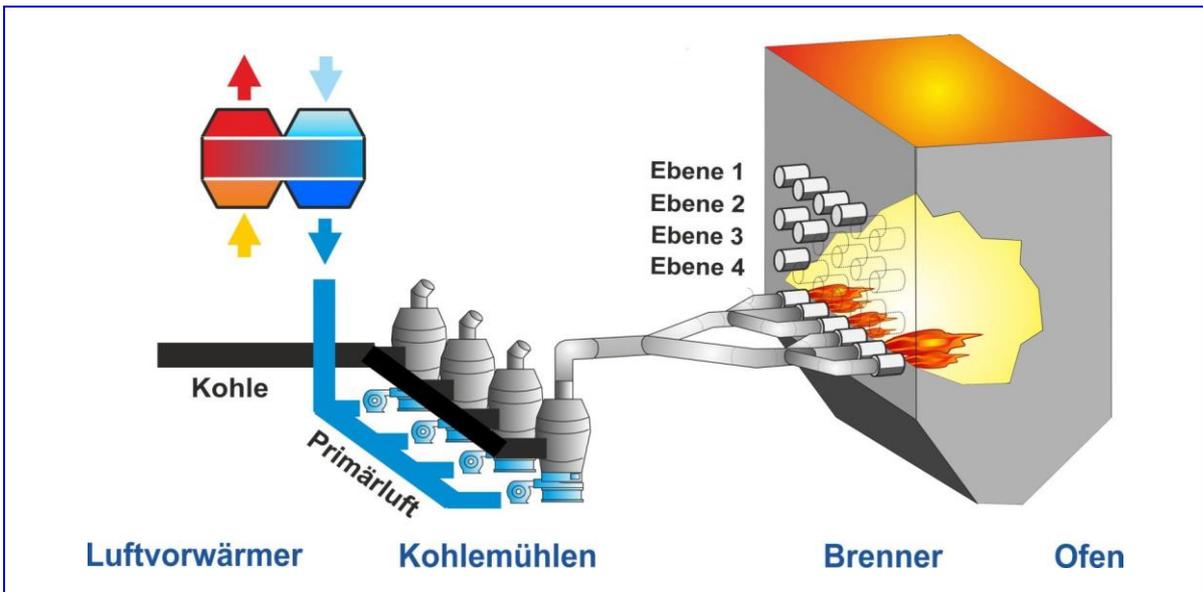


Abb. 5: Unregelmäßige Verbrennung ausgelöst durch ungleichmäßige Kohle- und Luftverteilung

- Die Brenner sind an der Vorderseite des Kessels angebracht, so dass der Rauchgasstrom vertikal zum Eintritt in die Wärmetauscher geleitet wird. Wegen der relativ kurzen Verweilzeit können Temperaturschieflagen nicht ausgeglichen werden und die Temperaturen am Eingang zu den Wärmetauschern in der Nähe der Nase sind unter Vollast mit bis zu 1.400 °C viel zu hoch.

In Verbindung mit Primärmaßnahmen werden die geforderten NO_x-Grenzwerte bei allen neun Kesseln von < 200 mg/Nm³ unter allen Betriebsbedingungen eingehalten. Die mittlere NH₃-Belastung in der Flugasche betrug z. B. im Zeitraum vom 01.01.2013 bis 30.07.2013 54 mg/kg nach Kessel.



Abb. 6: Auswirkung der Reinigung auf die Rauchgastemperaturen (140 MW_{el})

Einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Wirkungsweise von SNCR-Anlagen haben die Ablagerungen von Asche oder Schlacke auf den Kesselrohren. **Abbildung 6** zeigt die Temperaturen zwischen zwei Reinigungsintervallen. Es ist bemerkenswert, dass durch den verminderten Wärmeübergang vom Rauchgas in die Überhitzer, die Rauchgastemperatur in der oberen Messebene im Mittel um bis zu 1.362 °C angestiegen ist.

Abbildung 7 zeigt eine Temperaturdifferenz zwischen den beiden Messebenen von nur 3 °C. Das bedeutet, dass die Flächen der Überhitzer wegen der extrem starken Verschmutzung keine Wärme mehr an die Überhitzer abgegeben werden kann. Die Stärke und schnelle Zunahme der Ablagerungen bzw. Wächten in wenigen Tagen legt den Schluss nahe, dass durch die Mitverbrennung von Biomasse der Ascheerweichungspunkt unter die Rauchgastemperatur gesenkt wird.

Neben den zu hohen Temperaturen an den Eindüsstellen steigen auch der Druckverlust und die Geschwindigkeit der Rauchgasströmungen, die sich einen anderen Weg außerhalb der Überhitzer suchen müssen. Aufgrund der höheren Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen wird die Verweilzeit der Reduktionsmittel verkürzt, wodurch der NO_x-Abscheidegrad sinkt und der NH₃-Schlupf steigt. Um trotzdem die NO_x-Reingaswerte einhalten zu können, werden entsprechende Alternativen entwickelt, wie selektive Kühlung, Einzellanzenumschaltung, Eindüsung von der Rückwand mit wassergekühlten Lanzen und TWIN-NO_x.

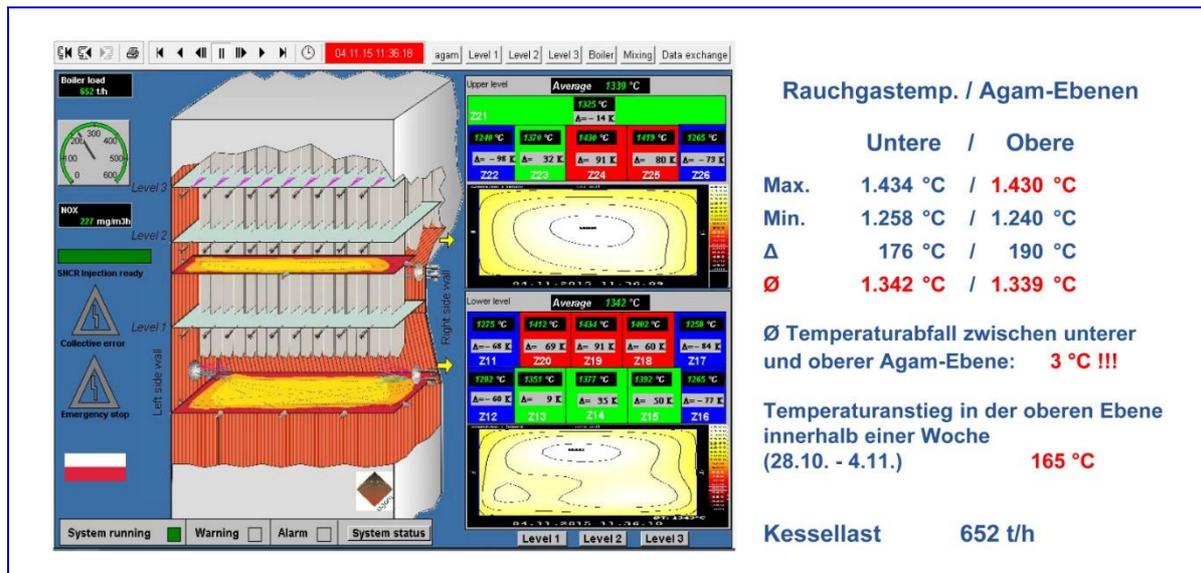


Abb. 7: Jaworzno SNCR – Kessel 3 vor der Reinigung am 04.11.2015

4. Eindüsung von Harnstofflösung und/oder Ammoniakwasser

Der wesentliche Unterschied, der zwischen den beiden Reduktionsmitteln Ammoniakwasser und Harnstoff besteht, ist auf **Abbildung 8** stark vereinfacht dargestellt. Der in Wasser gelöste Harnstoff kann sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser, welches die Harnstoffteilchen umgibt, komplett verdampft ist. Mit der Größe der Wassertropfen und der daraus resultierenden Eindringtiefe kann die Stelle im Rauchgas, wo die Reaktionen stattfinden sollen, im Voraus festgelegt werden. Wenn der Wassertropfen groß genug ist und weit genug getragen wird, erlaubt dies z. B. die Eindüsung in eine für die NO_x-Abscheidung zu heiße Stelle und ermöglicht die Reaktion an einer kälteren Stelle im Rauchgas. Die Masse des Verdünnungswassers, das bei Harnstofflösung zusätzlich als Trägermedium verwendet wird, stellt mit relativ geringem Energieaufwand eine hohe Eindringtiefe sicher und kann ggf. das Rauchgas auf die gewünschte Temperatur abkühlen. Da Harnstoff sehr korrosiv ist, muss unbedingt vermieden werden, dass Harnstofflösung auf die Kesselrohre trifft.

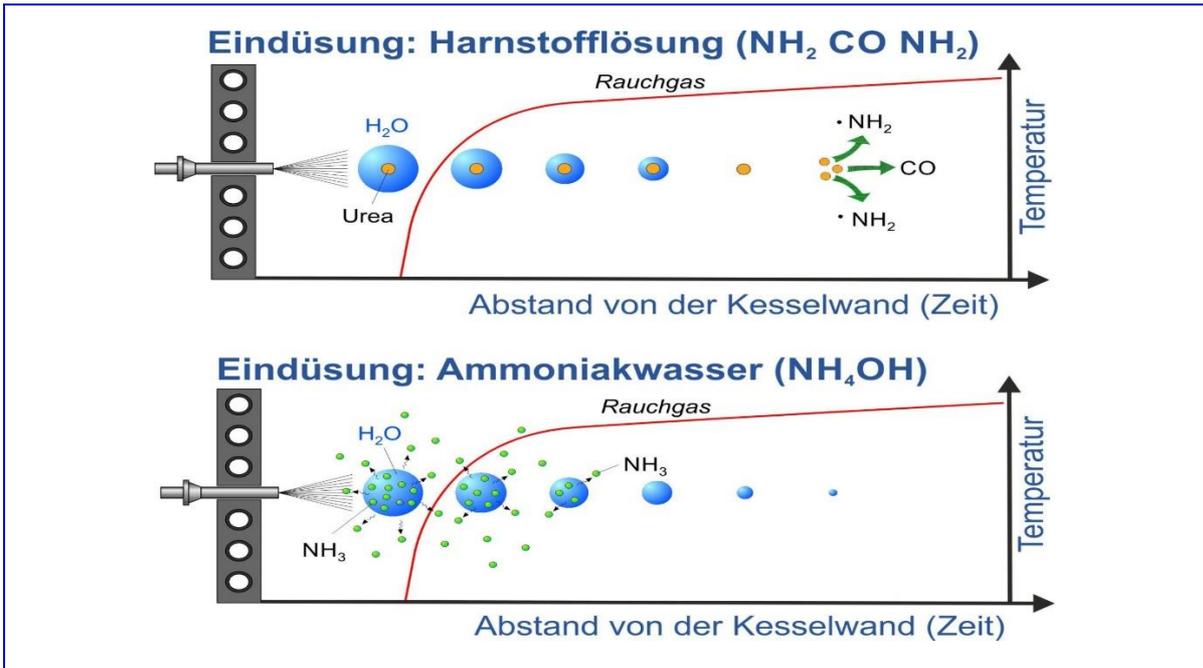


Abb. 8: NO_x -Abscheidung mit Harnstoff im Vergleich zu Ammoniakwasser

In Anlagen dagegen, in denen Ammoniakwasser eingesetzt wird, dampft das Ammoniak unmittelbar nach Eintritt in den Kessel in die Rauchgase aus und kann, da es nicht erst zersetzt werden muss, unmittelbar mit dem NO_x reagieren. Diese Reaktionen finden hauptsächlich nahe der kälteren Kesselwände statt. Damit die optimale Eindringtiefe erzielt wird, muss der notwendige Impuls, wegen der gegenüber einem Wassertropfen geringeren Masse, durch höheren Energieaufwand erzeugt werden.

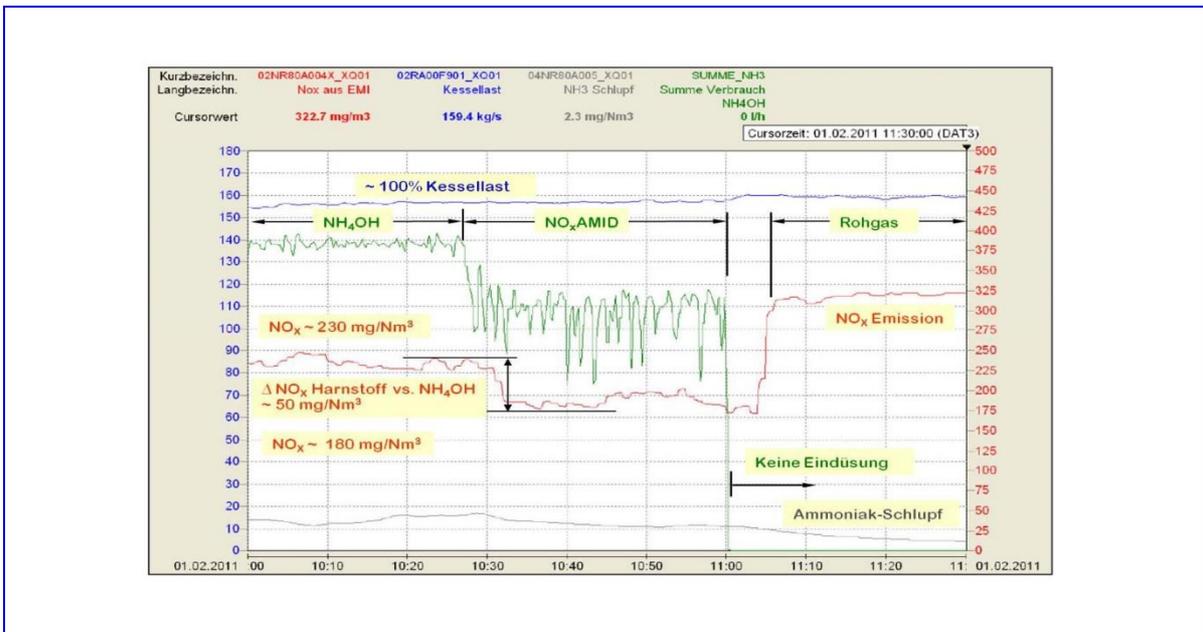


Abb. 9: Betriebsergebnisse – Ammoniakwasser vs. Harnstofflösung

Um die Wirksamkeit beider Reduktionsmittel zu vergleichen, wurden in mehreren Anlagen die mit Ammoniakwasser betrieben werden, zusätzliche Tests mit Harnstofflösung durchgeführt.

In einem mit Steinkohle gefeuerten Kessel mit einer Leistung von ca. 200 MW_{el} verbesserte sich die NO_x-Abscheidung z. B. unmittelbar nach der Umschaltung von Ammoniakwasser auf Harnstofflösung um rund 50 mg/Nm³ (**Abbildung 9**), wobei der Verbrauch an Reduktionsmitteln nahezu konstant blieb. Dies ist ein klares Indiz dafür, dass für diesen speziellen Anwendungsfall Harnstofflösung 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 Reduktionsmittel Harnstofflösung und Ammoniakwasser 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 10**).

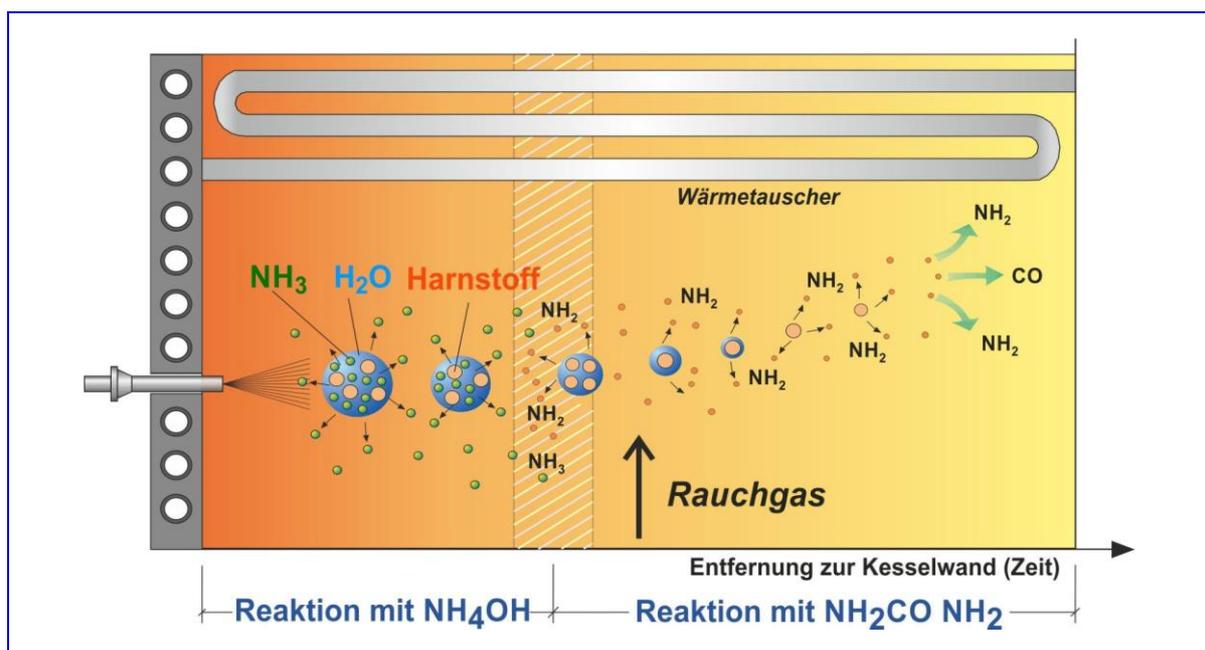


Abb. 10: NO_x-Abscheidung mit Ammoniak/Harnstoff-Gemisch

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

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 Eindüsenpositionen durch Umschalten der Eindüslanzen verändert werden müssen.

Im Schwachlast und Teillastbereich sind die Rauchgastemperaturen niedriger, sodass Ammoniakwasser eingesetzt werden kann.

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 Eindüsenstellen und/oder der Kessellast eingestellt. Das Temperaturprofil wird z. B. mit optischen oder akustischen Temperaturmesssystemen ermittelt. 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 Vollast 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 Ammoniakwasser in den leicht zugänglichen Bereichen, wo die Gefahr besteht, die Einbauten zu beschädigen, eingedüst wird. Es bietet sich auch 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.

5. Praktische Anwendung des TWIN- NO_x -Verfahrens

2011 wurde die erste kommerzielle Anlage mit dem TWIN- NO_x -Prozess für einen mit Öl gefeuerten Kessel mit einer Dampfleistung von ca. 150 t/h in Betrieb gesetzt, die entweder mit Harnstofflösung, Ammoniakwasser oder einer Mischung aus beiden Reduktionsmitteln

betrieben werden kann. In **Abbildung 11** sind die Kesseldaten und die Reaktionszonen der beiden Reduktionsmittel zu sehen. In **Abbildung 12** ist das Verfahrenskonzept dargestellt.

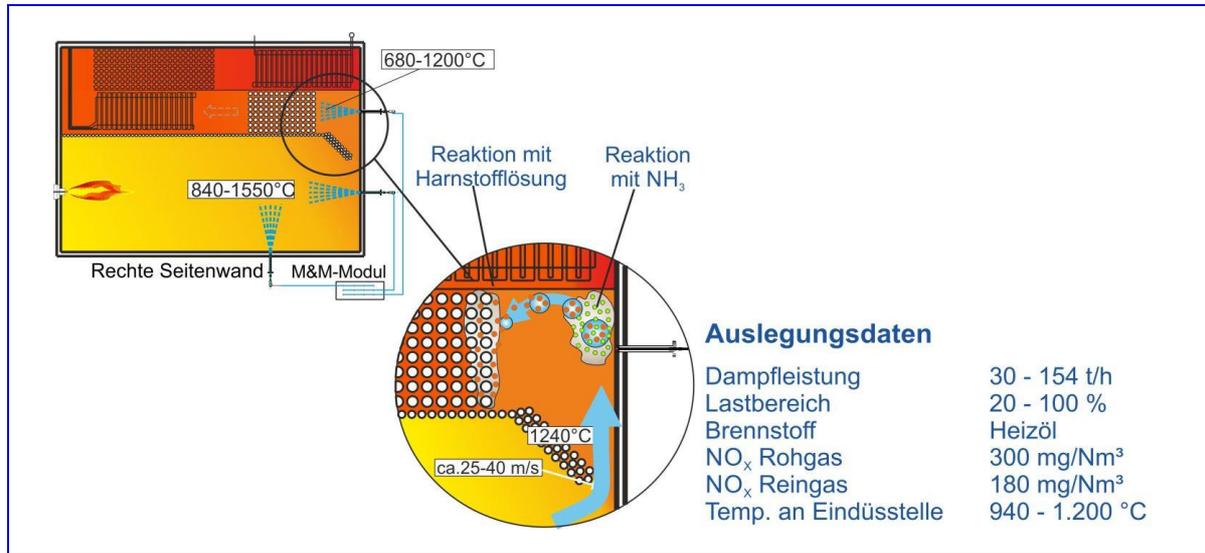


Abb. 11: Reaktionszonen von Harnstoff und Ammoniakwasser in einem Flammrohrkessel

In einem Heizkraftwerk in Polen wurden 2017 zwei SNCR-Anlagen für zwei Kessel mit einer Dampfleistung von je 380 t/h in Auftrag gegeben.

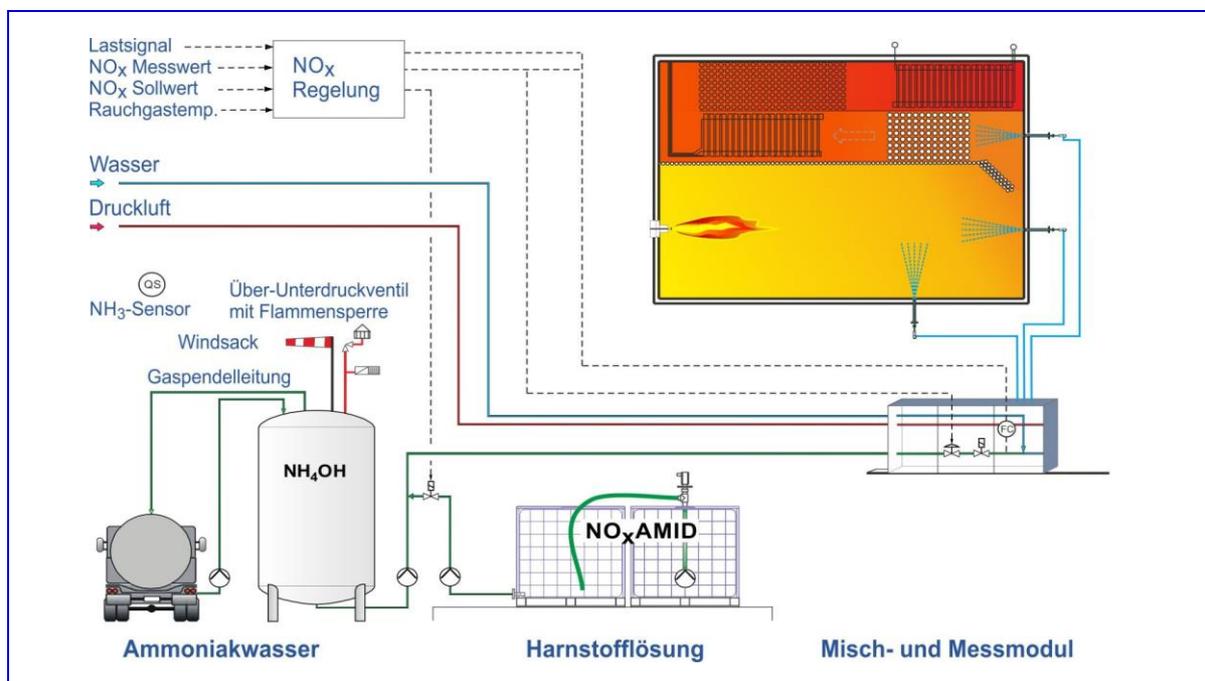


Abb. 12: Fließschema TWIN-NO_x-Verfahren für einen ölgefeuerten Kessel

Gegenüber einer SNCR-Anlage gleichen Typs und ähnlicher Leistung, die mit Harnstofflösung als Reduktionsmittel seit 2015 erfolgreich betrieben wird, wurde für die o. g. Anlage vom Betreiber trotz erheblicher Vorbehalte seitens M&S Ammoniakwasser als Reduktionsmittel vorgeschrieben (**Abbildung 13**).

Während des 14-tägigen Probetriebs konnten die zugesicherten Eigenschaften nur zum Teil nachgewiesen werden, weshalb Ertüchtigungsmaßnahmen erforderlich wurden.

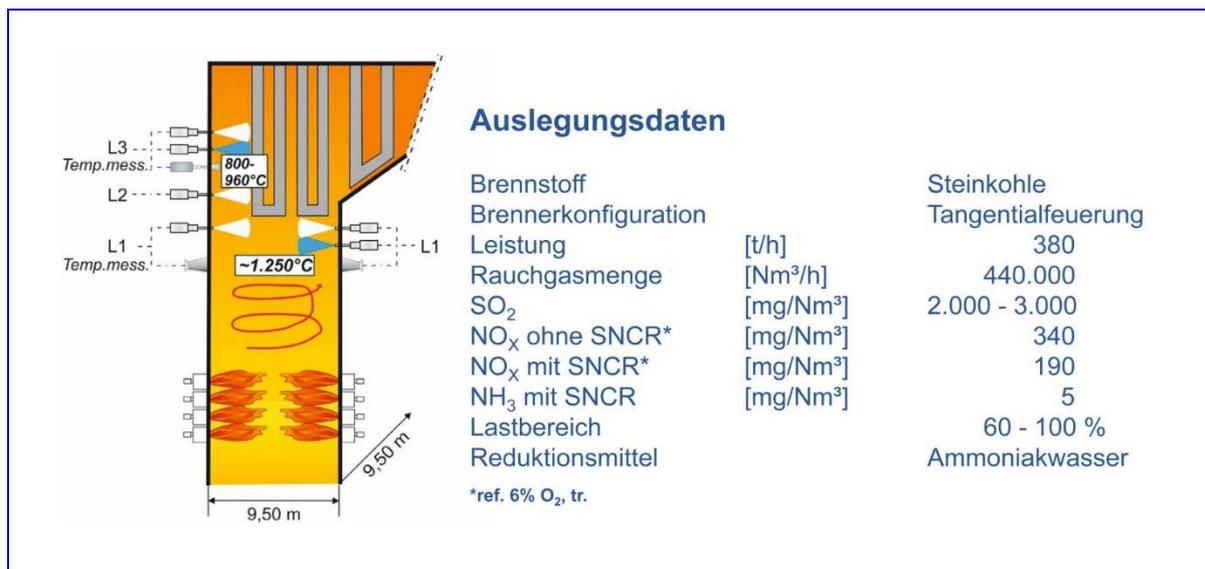


Abb. 13: SNCR für kohlegefeuerten Kessel - Auslegungsdaten

Die Gründe für die nur zum Teil befriedigenden Ergebnisse liegen im Wesentlichen in der Wahl des Reduktionsmittels Ammoniakwasser und der Rauchgastemperaturen, die an für die Eindüsung des Reduktionsmittels zugänglichen Stellen deutlich höher sind als aufgrund der cfd-Modellierung zu erwarten waren.

Die Kühlung der Rauchgase in der 1. Eindüsebene unter den Schottenüberhitzern ist bei Vollast nicht wirksam, da die Rauchgastemperaturen hier mit bis zu 1300 °C außerhalb des Bereichs liegen, um die selektive Kühlung mit einem vertretbaren Verbrauch an Kühlwasser einzusetzen. Die Rauchgase, die an der Rückseite des Kessels in die Schottenwärmetauscher eintreten, konnten daher nicht für die NO_x-Reduzierung genutzt werden.

Erschwerend kam noch hinzu, dass mit der Tangentialfeuerung die Rauchgase in eine Drehbewegung versetzt werden, weshalb es kaum möglich ist, die Rauchgasgeschwindigkeiten und -richtungen vor und in den Schottenüberhitzern verlässlich für alle Betriebszustände abzuschätzen.

Da die Rauchgase am Feuerungsausstritt im Volllastbereich zu heiß sind, wurde als Maßnahme mit dem höchsten Verbesserungspotential die Eindüsung durch zusätzliche Lanzen von der Rückseite des Kessels über der Nase, wo die Rauchgase bereits abgekühlt sind, umgesetzt.

Mit diesen zusätzlichen Lanzen konnte wie erwartet eine signifikante Verbesserung erzielt werden, da jetzt zusätzlich die Rauchgase erreicht werden, die sonst für die NO_x-Abscheidung nicht genutzt werden können.

Allein mit der Eindüsung von Ammoniakwasser in der Kesselrückseite wurden abhängig von den Betriebsbedingungen, wie z. B. den betriebenen Kohlemühlen, NO_x-Abscheidungen von 40 – 60 mg/Nm³ erreicht, sodass mit diesem Konzept das Gesamtergebnis entsprechend verbessert wurde und die garantierten Werte in fast allen Lastfällen erreicht werden. Im Volllastbetrieb mit den oberen Brennern im Betrieb, verschmutztem Kessel, ungünstiger Luftzufuhr und stickstoffreicher Kohle konnten die Garantiewerte nicht immer eingehalten werden.

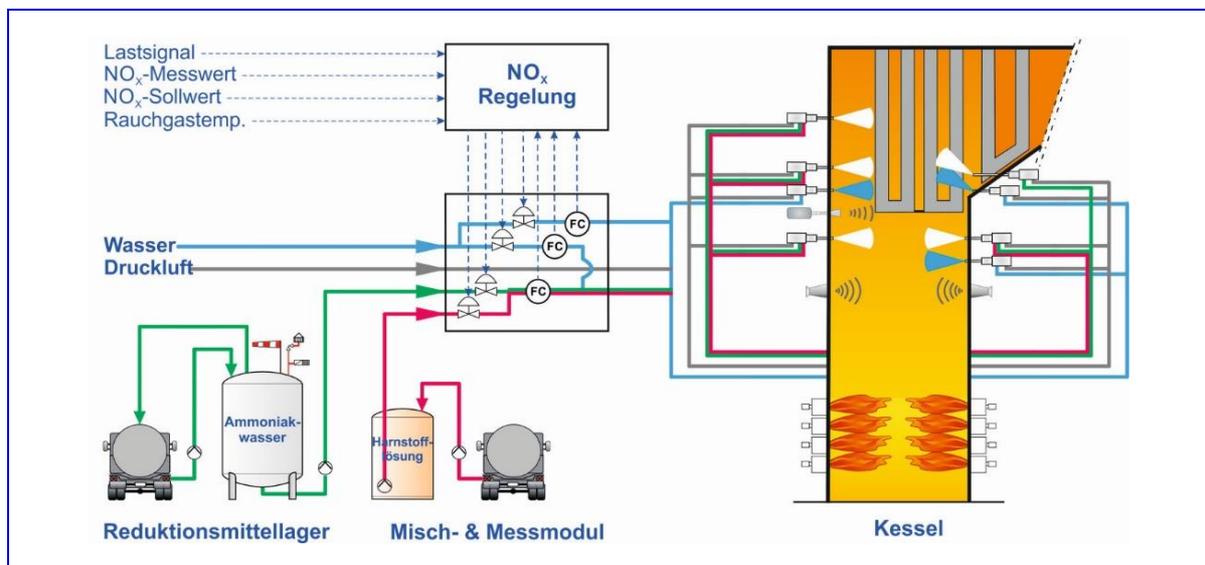


Abb. 14: SNCR-Anlage TWIN-NO_x - Kombination von Ammoniakwasser und Harnstoff als Reduktionsmittel

Als zusätzliche Optimierungsmaßnahme wurde die Anlage deshalb auf den Betrieb mit Ammoniakwasser von der Rückseite und Harnstofflösung von der Frontseite umgerüstet (**Abbildung 14**). Im konkreten Fall bedeutet dies, insbesondere bei Volllast bzw. hohen Rauchgastemperaturen, von der Frontseite Harnstofflösung einzudüsen, mit der höhere Abscheidegrade als mit Ammoniakwasser allein erreicht werden. Im Teillastbetrieb können wahlweise sowohl Harnstofflösung und/oder Ammoniakwasser eingesetzt werden. Für die Eindüsung von der Kesselrückseite ist Harnstofflösung nicht geeignet, da wegen der geringen Abstände zwischen den Schottenüberhitzern nicht sichergestellt werden kann, dass noch nicht

verdampfte Tropfen Harnstofflösung auf die Überhitzerrohre treffen, was relativ schnell zu Korrosionsschäden führen würde und somit keine ernstzunehmende Option ist.

Inzwischen haben beide Anlagen Anfang 2000 den Probetrieb unter Einhaltung der garantierten NO_x- und NH₃ Grenzwerte erfolgreich abgeschlossen.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse der hier beschriebenen SNCR-Anlagen belegen, dass mit SNCR-Anlagen auch in größeren Kesseln die vorgeschriebenen NO_x-Grenzwerte eingehalten werden können.

Die bisherigen Erfolge mit neueren Techniken wie TWIN-NO_x, selektiver Rauchgaskühlung und zielgerichteter Kombination mit Primärmaßnahmen weisen darauf hin, dass das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft worden ist. Es ist zu erwarten, dass das Verfahren noch weiter verbessert werden kann, so dass die Grenzwerte der neuen BREF sicher eingehalten werden können.

Z. Z. werden fünf mit Braunkohle gefeuerte Kessel in der Türkei mit SNCR-Anlagen nachgerüstet, von denen zumindest einer voraussichtlich noch 2020 in Betrieb genommen wird.

7. Literatur

- [1] von der Heide, B.: "Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik?" In: Thomé-Kosmiensky, Michael Beckmann (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2008, S. 275 – 293
- [2] von der Heide B., Langer P.: "Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des SNCR-Verfahrens" In: Thomé-Kosmiensky, Michael Beckmann (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 7. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2010, S. 729 – 753
- [3] von der Heide, B.: "Advanced SNCR Technology for Power Plants", Power-Gen International, Las Vegas, 13 – 15. Dezember 2011
- [4] von der Heide, Bernd: "SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO_x-Verfahren" In: Michael Beckmann, Antonio Hurgado (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2012, S. 623 – 635
- [5] 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