

EMISSIONS- MINDERUNG IN KRAFTWERKEN 2018

EMISSION REDUCTION
IN POWER PLANTS



EMISSIONSMINDERUNG IN KRAFTWERKEN 2018

EMISSION REDUCTION IN
POWER PLANTS



Emissionsminderung in Kraftwerken 2018

Emission Reduction in Power Plants

Michael Beckmann.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2018
ISBN 978-3-934409-82-8

ISBN 978-3-934409-82-8 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH



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

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH • Freiberg 2018
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Janette Harms, B.A., Dipl.-Ing. Daniel Herrmann, Juliane Jentschke, M.A., Dr.-Ing. Andrea Ohle, Dipl.-Ing. Anne-Christin Schwieger, Sebastian Sotero, M.A., Dipl.-Ing. Tobias Widder
Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH | Dipl.-Des. (FH) Angela Flugrat, Antje Knepper, Dresden
Druck: Stoba-Druck GmbH, Lampertswalde
Icons auf Buchdeckel: © missbobbit | Fotolia.com, taktiker Werbeagentur GmbH

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 978-3-934409-83-5.

Kombination verschiedener SNCR-Technologien als kostengünstige Antwort auf verschärfte NO_x-Emissionsgrenzwerte für Kohlekraftwerke in der EU

Bernd von der Heide

1.	Einleitung	171
2.	SNCR-Anwendung für mit Kohle gefeuerte Kessel	172
3.	Neueste Entwicklungen und Erfolge in der praktischen Anwendung von SNCR-Technologien	173
4.	Alternativen zur Ertüchtigung der bestehenden SNCR-Anlage	176
5.	Ertüchtigung der SNCR-Anlage für zukünftige NO _x -Grenzwerte	178
6.	Zusammenfassung und Ausblick.....	181
7.	Quellen.....	181

1. Einleitung

Die EU-Mitgliedsstaaten haben die NO_x-Grenzwerte für Emissionen aus mit Braunkohle (175 mg/Nm³) und Steinkohle (150 mg/Nm³) gefeuerten Kraftwerken mit Wirkung ab 2020 neu festgelegt. Um diese verschärften Grenzwerte einzuhalten, müssen Lösungen gefunden werden, die sowohl technisch zuverlässig als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten vertretbar sind.

In diesem Beitrag werden Möglichkeiten vorgestellt, mit denen die bestehenden Schwierigkeiten für die Anwendung des SNCR-Verfahrens überwunden werden, um in unterschiedlichen mit Kohle gefeuerten Kesselanlagen die vom Gesetzgeber geforderten Vorgaben zu erfüllen.

Bei der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung oder gasförmig in die heißen Rauchgase eingedüst. Dadurch entstehen molekularer Stickstoff, Wasser und bei der Verwendung von Harnstoff auch Kohlenstoffdioxid. Für eine optimale NO_x-Abscheidung bei minimalem NH₃-Schlupf muss das jeweilige Reduktionsmittel im Grunde nur im richtigen Temperaturfenster, in dem eine NO_x-Abscheidung möglich ist, gleichmäßig in den Abgasen verteilt und gut durchmischt werden.

Der optimale Temperaturbereich, in dem eine hohe NO_x -Reduktion bei hohem Wirkungsgrad und niedrigem NH_3 -Schlupf erzielt wird, ist relativ schmal und hängt im Wesentlichen von der Rauchgaszusammensetzung ab (Abbildung 1). SO_2 verschiebt das wirksame Temperaturfenster z. B. in höhere Temperaturbereiche, CO verschiebt es nach unten. Für mit Kohle gefeuerte Kessel liegt das optimale Temperaturfenster zwischen ca. 960°C - 1.020°C .

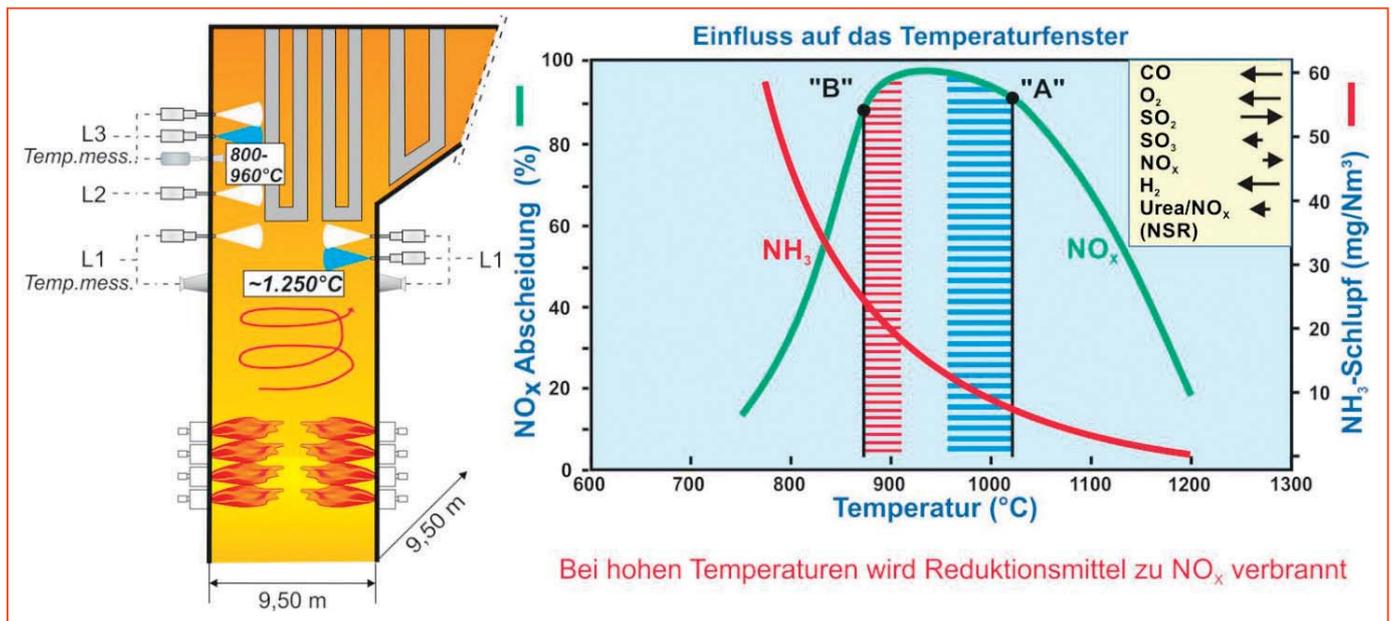


Abb. 1: NO_x -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Grundsätzlich können für die NO_x -Abscheidung in Verbrennungsanlagen sowohl Harnstofflösung als auch Ammoniakwasser verwendet werden. Je nach Anwendungsfall haben beide Reduktionsmittel spezifische Vor- und Nachteile.

2. SNCR-Anwendung für mit Kohle gefeuerte Kessel

Für kleinere Verbrennungsanlagen – wie z. B. mit Rostfeuerung ausgerüstete Abfallverbrennungsanlagen – hat die SNCR-Technik inzwischen ein hohes Niveau erreicht, sodass NO_x -Reingaswerte $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ (tr., bez. auf Betriebs- O_2) und auch Werte, die deutlich darunterliegen, bei einem NH_3 -Schlupf $< 10 \text{ mg/Nm}^3$ dauerhaft einzuhalten sind. Für diese Art Feuerungsanlagen bestimmt das SNCR-Verfahren schon seit vielen Jahren den Stand der Technik [1].

So weit ist die Entwicklung bei mit Kohle gefeuerten Kraftwerkskesseln noch nicht. 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. bei Rostfeuerungen der Fall ist. In den meisten Fällen sind die Temperaturen in den von Einbauten freien Bereichen, insbesondere bei Vollast, zu heiß (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 Temperaturschiefen, die aufgrund der unter-

schiedlichen 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.

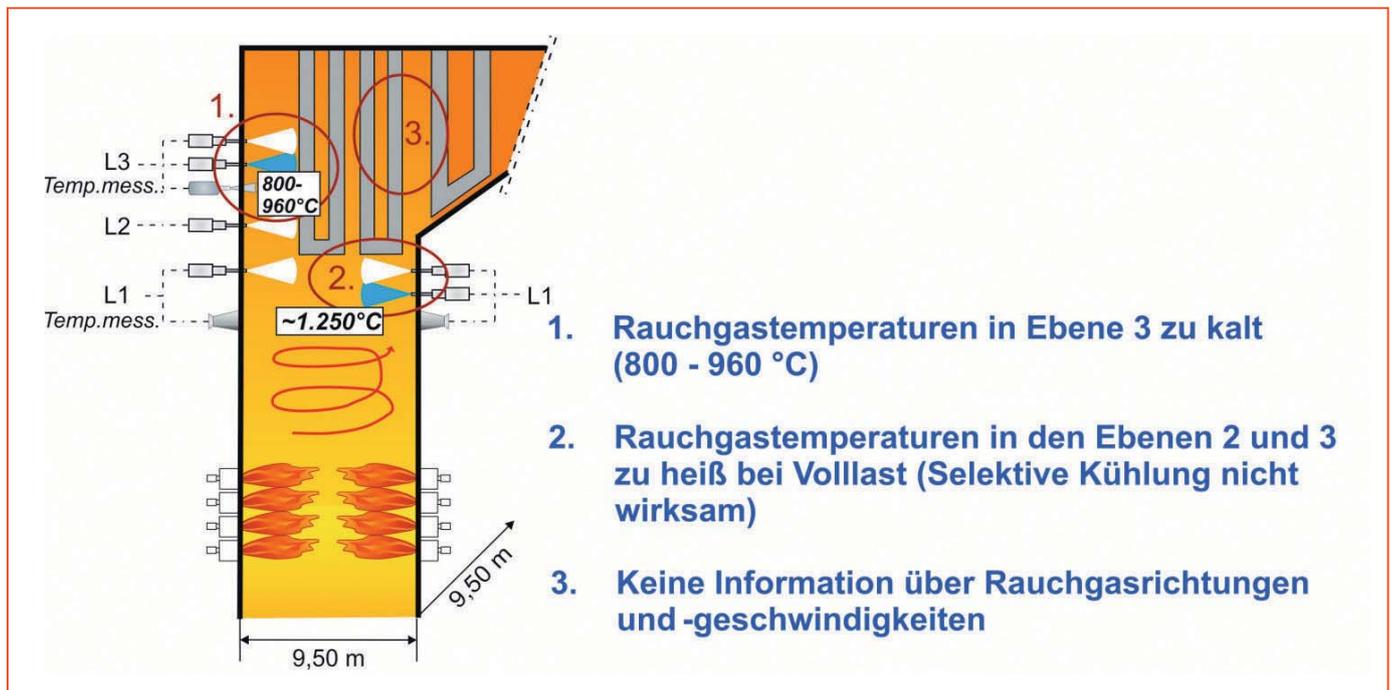


Abb. 2: SNCR für kohlegefeuerten Kessel – Kritische Bereiche

3. Neueste Entwicklungen und Erfolge in der praktischen Anwendung von SNCR-Technologien

In früheren Beiträgen wurde bereits darüber berichtet, wie die z. Z. gültigen NO_x -Grenzwerte $< 200 \text{ mg/Nm}^3$ (tr. bez. auf Betriebs- O_2) bei mit Steinkohle gefeuerten Kesseln mit einer Leistung von $225 \text{ MW}_{\text{el}}$ eingehalten werden [2]. Alle Kessel hatten gemeinsam, dass Harnstofflösung als Reduktionsmittel eingesetzt wurde.

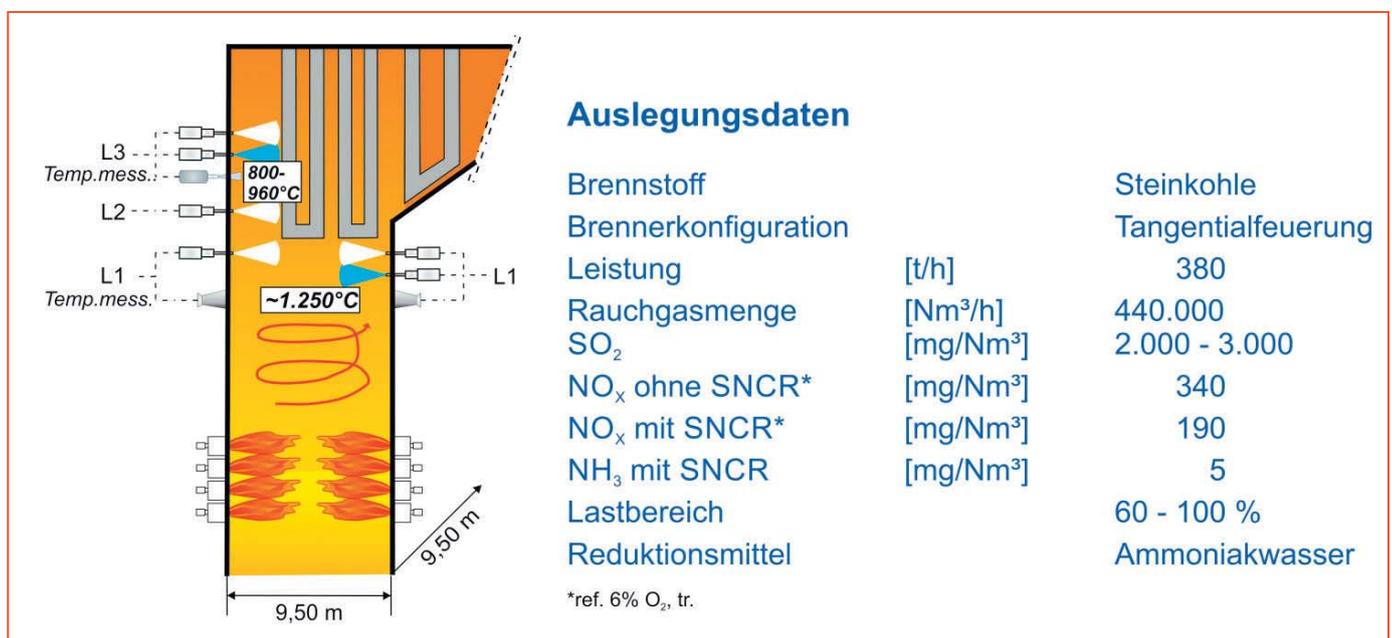


Abb. 3: SNCR für kohlegefeuerten Kessel – Auslegungsdaten

In einem Heizkraftwerk in Polen wurde 2017 eine SNCR-Anlage in einem Kessel mit einer Dampfleistung von 380 t/h an M & S in Auftrag gegeben und Anfang 2018 in Betrieb genommen. Die Auslegungsdaten sind Abbildung 3 zu entnehmen.

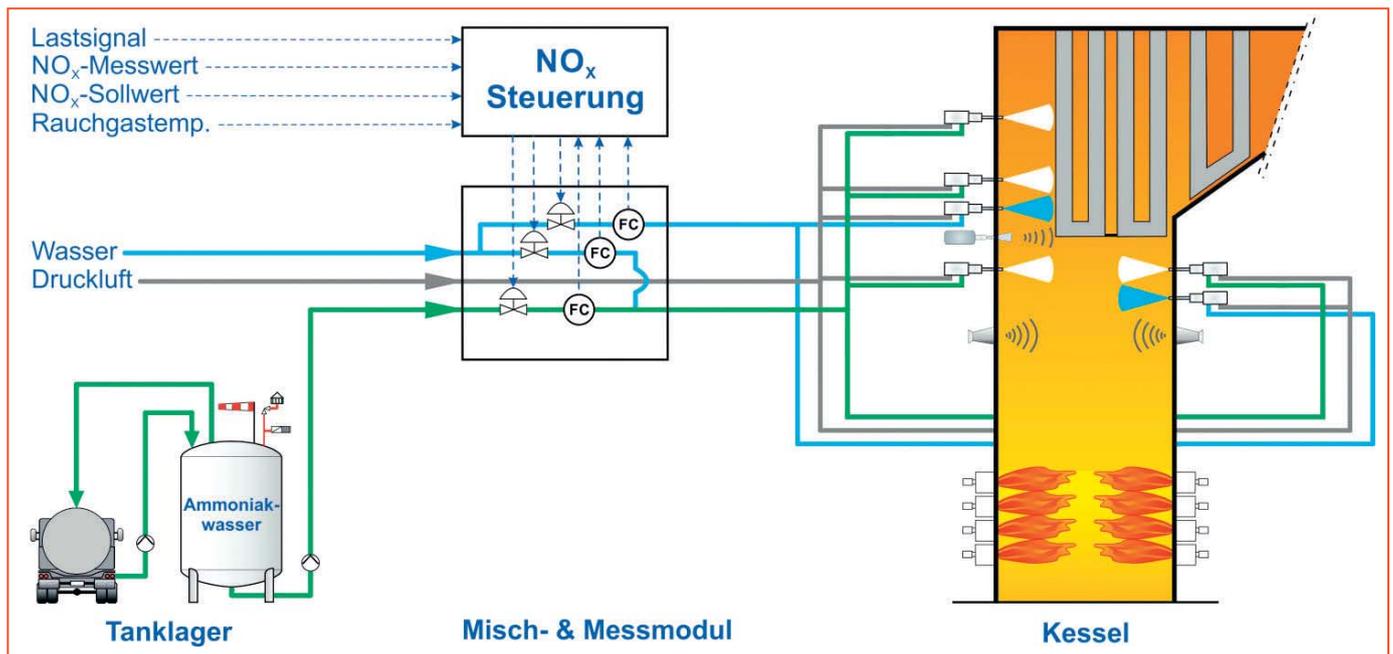


Abb. 4: SNCR-Anlage mit Selektiver Kühlung – Reduktionsmittel Ammoniakwasser

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 Kunden trotz erheblicher Bedenken seitens M & S Ammoniakwasser vorgeschrieben (Abbildung 4).

Anfang Februar bis Anfang März 2018 wurden während des 14-tägigen Probebetriebs folgende Ergebnisse nachgewiesen:

- Der NO_x-Mittelwert von 193,5 mg/Nm³ lag zwar knapp über dem garantierten Wert von 190 mg/Nm³, jedoch deutlich unter dem gesetzlichen Grenzwert von 200 mg/Nm³.
- Der NH₃-Schlupf lag mit 6,99 mg/Nm³ bzw. 11,48 mg/Nm³ über dem Garantiewert von 5 mg/Nm³. Grund dafür war die Überdosierung von Ammoniakwasser, um den NO_x-Wert von 190 mg/Nm³ einzuhalten.
- Die höhere NH₃-Konzentration in der Flugasche war Folge des erhöhten Ammoniakschlupfes im Rauchgas.
- Alle anderen Garantiewerte, insbesondere Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, wurden problemlos eingehalten.

Die Gründe für das nur zum Teil befriedigende Ergebnis liegen im Wesentlichen in der Wahl des Reduktionsmittels Ammoniakwasser und dass die optimalen Rauchgastemperaturen an den Eindüsstellen bei Volllastbetrieb nur in Teilströmen der Rauchgase erreicht werden. In Abbildung 5 wurden hierzu die drei Bereiche, die zu kalt, optimal oder zu heiß für die NO_x-Abscheidung sind, farblich markiert.

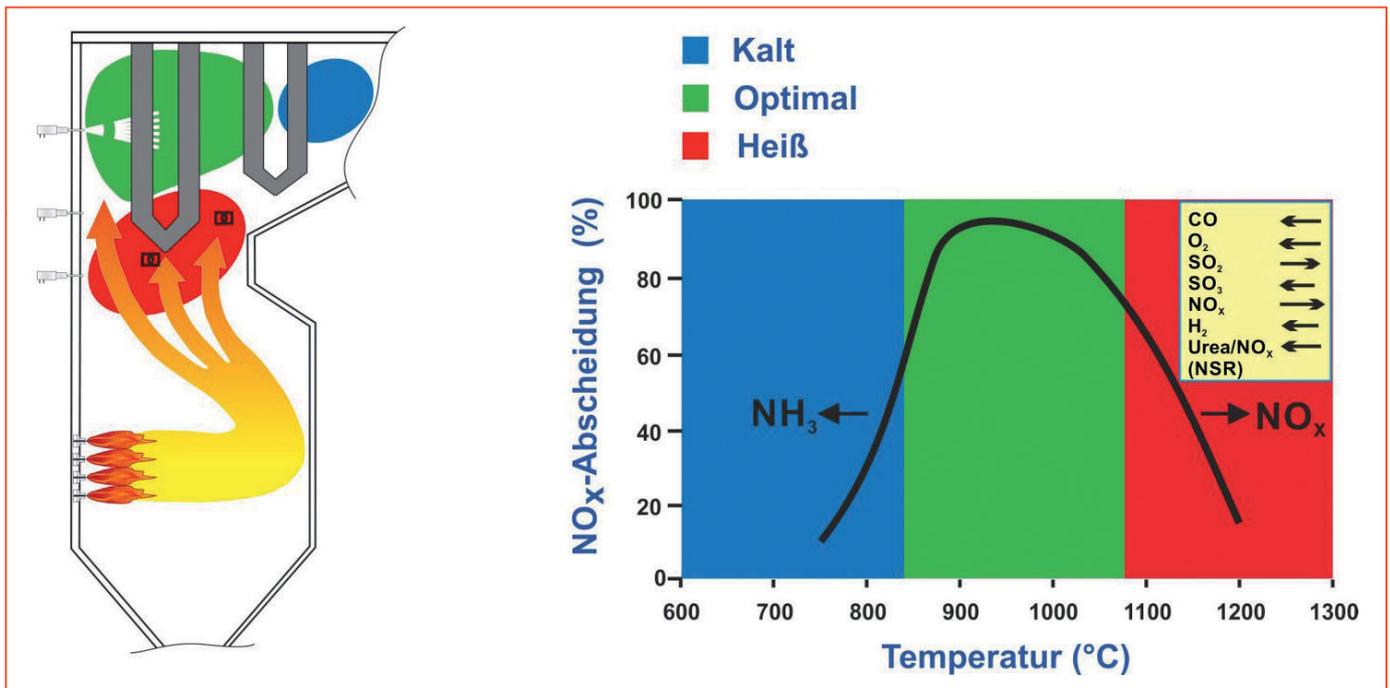


Abb. 5: Typische Temperaturverteilung in einem mit Kohle gefeuerten Zweizugkessel

- Während der Auslegungsphase, in der die Positionen für die Eindüslanzen festgelegt wurden, lagen die erwarteten Temperaturen in Ebene 3 (34 m) aufgrund der Ergebnisse aus Computermodellierungen (CFD) bei ca. 1.100 °C (Abbildung 6), sodass es notwendig erschien, selektive Kühllanzen zusätzlich vorzusehen, um die Rauchgase auf die für das SNCR-Verfahren optimale Temperatur von ca. 1.000 °C abzukühlen. Die Selektive Kühlung ist ein patentiertes Verfahren, mit dem die Rauchgase lokal und zeitlich begrenzt an den Stellen, an denen die Rauchgastemperaturen zu heiß sind, auf die wirksame Temperatur abgekühlt werden [3]. Der wesentliche Vorteil ist, dass auch bei hohen Kesselasten und Rauchgastemperaturen über den gesamten Lastbereich in den von Einbauten freien Raum am Ende der Feuerung eingedüst werden kann und aufwendige Umbauten der Überhitzer nicht erforderlich sind (Abbildung 7).

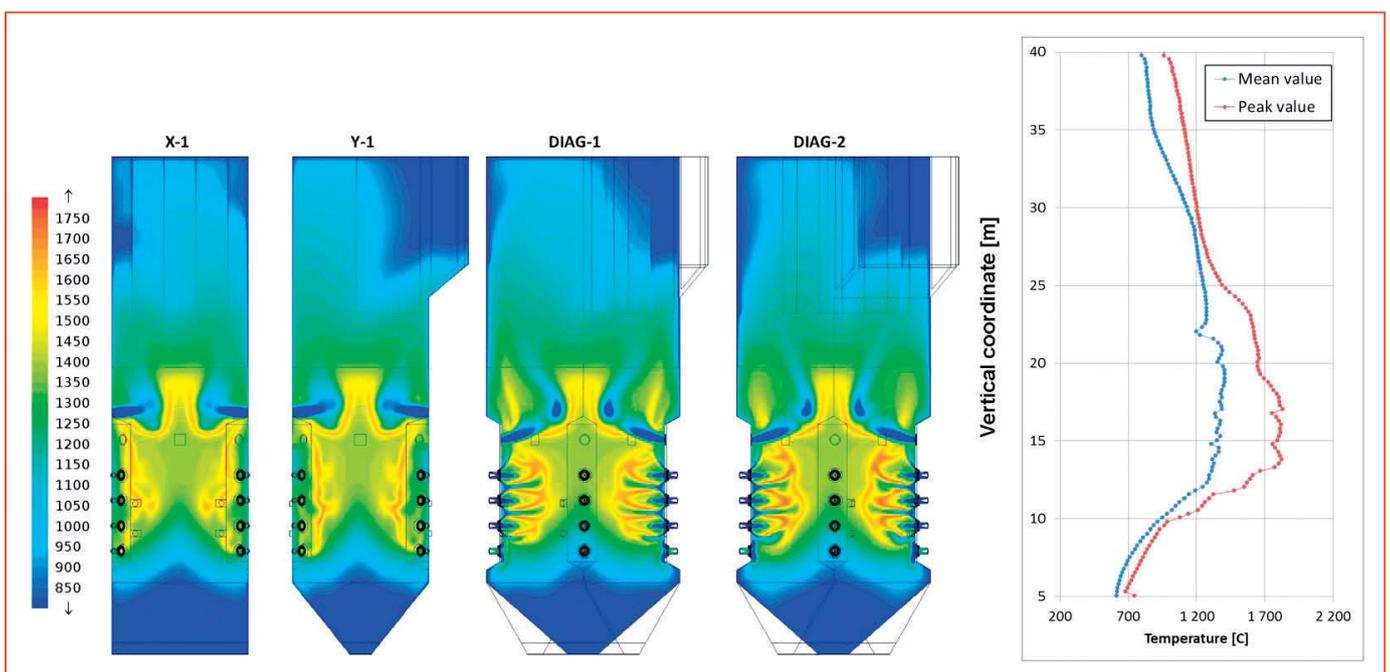


Abb. 6: CFD-Modellierung für mit Kohle gefeuerten Kessel OP-380

- Während der Inbetriebnahme wurde jedoch festgestellt, dass die tatsächliche Rauchgastemperatur in der dritten Eindüsebene bei Volllast nur knapp über 900 °C betrug. Ein erhöhter Ammoniak schlupf konnte daher nicht vermieden werden.
- Da die darunterliegende zweite Ebene zu heiß für die Eindüsung von Ammoniak ist, ist die Schlussfolgerung, dass die optimalen Temperaturen für Ammoniakwasser zwischen den beiden Ebenen bei ca. 32 m liegen müssen.
- Die Kühlung der Rauchgase in der ersten Eindüsebene unter den Schottenüberhitzern ist bei Volllast nicht wirksam, da die Rauchgastemperaturen hier außerhalb des Bereichs liegen, in dem die Selektive Kühlung mit einem vertretbaren Verbrauch an Kühlwasser angewendet werden kann. Die Rauchgase, die an der Rückseite des Kessels in die Schottenwärmetauscher eintreten, konnten daher nicht für die NO_x-Reduzierung genutzt werden.
- Mit der Tangentialfeuerung werden die Rauchgase in eine Drehbewegung versetzt. Es ist deshalb sehr schwer, die Rauchgasrichtungen und -geschwindigkeiten in den Schottenüberhitzern verlässlich vorauszusehen. Die niedrigen Rauchgastemperaturen in der dritten Eindüsebene deuten stark darauf hin, dass die Rauchgase zwischen der Vorderwand und den Schottenüberhitzern langsamer strömen als erwartet und daher stärker abkühlen. Dadurch wird mit dem in der dritten Ebene eingedüsten Reduktionsmittel nicht genügend Rauchgas bzw. NO_x-Fracht erreicht, um eine zufriedenstellende NO_x-Gesamtabscheidung sicherzustellen.

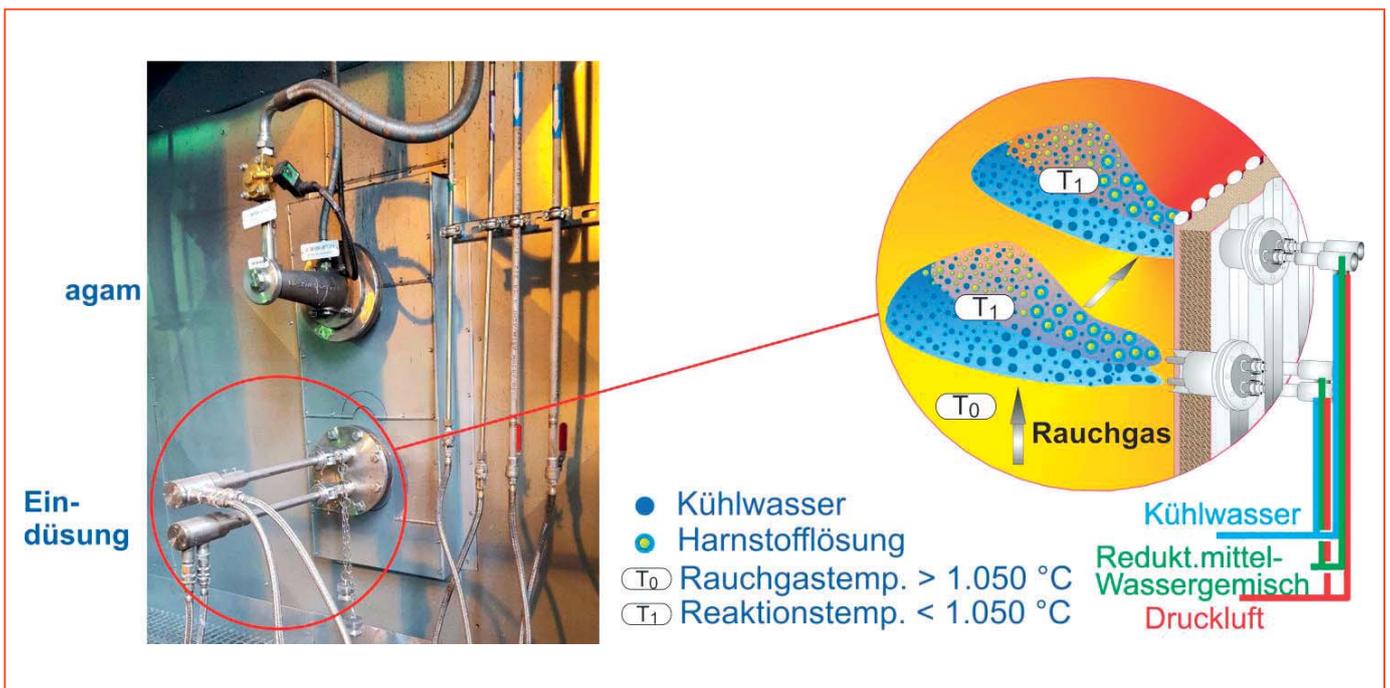


Abb. 7: Prinzip der Selektiven Kühlung

4. Alternativen zur Ertüchtigung der bestehenden SNCR-Anlage

Unter den gegebenen Umständen bieten sich drei Optionen an, die allein oder in Kombination angewendet werden können, um die Wirksamkeit der SNCR-

Anlage in Bezug auf NO_x-Abscheidung, NH₃-Schlupf im Rauchgas und der Flugasche sowie dem Reduktionsmittelverbrauch deutlich zu verbessern.

- **Verschiebung der dritten Ebene stromaufwärts in Richtung der zweiten Ebene**

Wenn die dritte Ebene in Richtung der zweiten Ebene auf ca. 32,5 m in einen höheren Temperaturbereich verlegt wird, ist eine NO_x-Reduktion bei höheren Temperaturen im optimalen Temperaturfenster möglich. Da für diese Änderung ein längerer Kesselstillstand und aufwendige Umbaumaßnahmen am Druckteil des Kessels erforderlich sind, wurde diese Alternative für den ersten in Betrieb genommenen Kessel zunächst nicht berücksichtigt und andere Optionen wurden untersucht. Für den zweiten Kessel, der noch nicht nachgerüstet ist, wird die dritte Eindüsebene in Richtung Brennkammer verlegt.

- **Eindüsung von Harnstofflösung anstatt Ammoniakwasser**

Als während der Optimierungsphase offensichtlich wurde, dass es sehr schwierig ist, die garantierten Ergebnisse mit Ammoniakwasser zu erreichen, wurden kurze Versuche mit Harnstofflösung durchgeführt. Wie erwartet und an einer ähnlichen, fast baugleichen Anlage in Polen bereits nachgewiesen, wurden mit Harnstofflösung deutlich bessere Ergebnisse erzielt als mit Ammoniakwasser. Wie aus Tabelle 1 ersichtlich, konnten alle Garantien für NO_x, NH₃ und Reduktionsmittelverbrauch durch die Eindüsung von Harnstofflösung von der Vorderwand in der zweiten Ebene, in der die Rauchgase für Ammoniakwasser zu heiß sind, erreicht werden.

Tab. 1: Testergebnisse mit Ammoniakwasser und Harnstofflösung

Datum	Kessel- last [t/h]	NO _x Rohgas [mg/Nm ³]	NO _x Reingas [mg/Nm ³]	NH ₃ Schlupf		NH ₄ OH [l/h]	Harn- stoff [l/h]	Anzahl d. Lanzen / Eindüsebene	Reduktions- mittel
				Links [mg/Nm ³]	rechts [mg/Nm ³]				
18.01.18	375	338,5	180	> 15	> 15	424	-	7 Lanzen / 3. Ebene	Ammoniak- wasser
19.01.18	219	317	194,4	0,4	12	250	-	9 Lanzen / 2. Ebene	Ammoniak- wasser
24.01.18	372	327	212,5	2,6	6,7	424	-	7 Lanzen / 2. Ebene	Ammoniak- wasser
17.01.18	378	307,5	265	1,5	2	400	-	5 Lanzen / 2.Ebene	Ammoniak- wasser
17.01.18	378	314,5	188	> 15	1,58	-	366	5 Lanzen / 2.Ebene	Harnstoff- lösung
18.01.18	377	341	272	5	2,9	424	-	7 Lanzen / 2.Ebene	Ammoniak- wasser
18.01.18	377	340	181	5	2,9	-	394	7 Lanzen / 2. Ebene	Harnstoff- lösung

- **Eindüsung durch zusätzliche Lanzen von der Rückseite**

Die Maßnahme mit dem höchsten Verbesserungspotenzial ist die Eindüsung durch zusätzliche Lanzen von der Rückseite des Kessels über die Nase bei ca. 30,1 m (Abbildung 8).

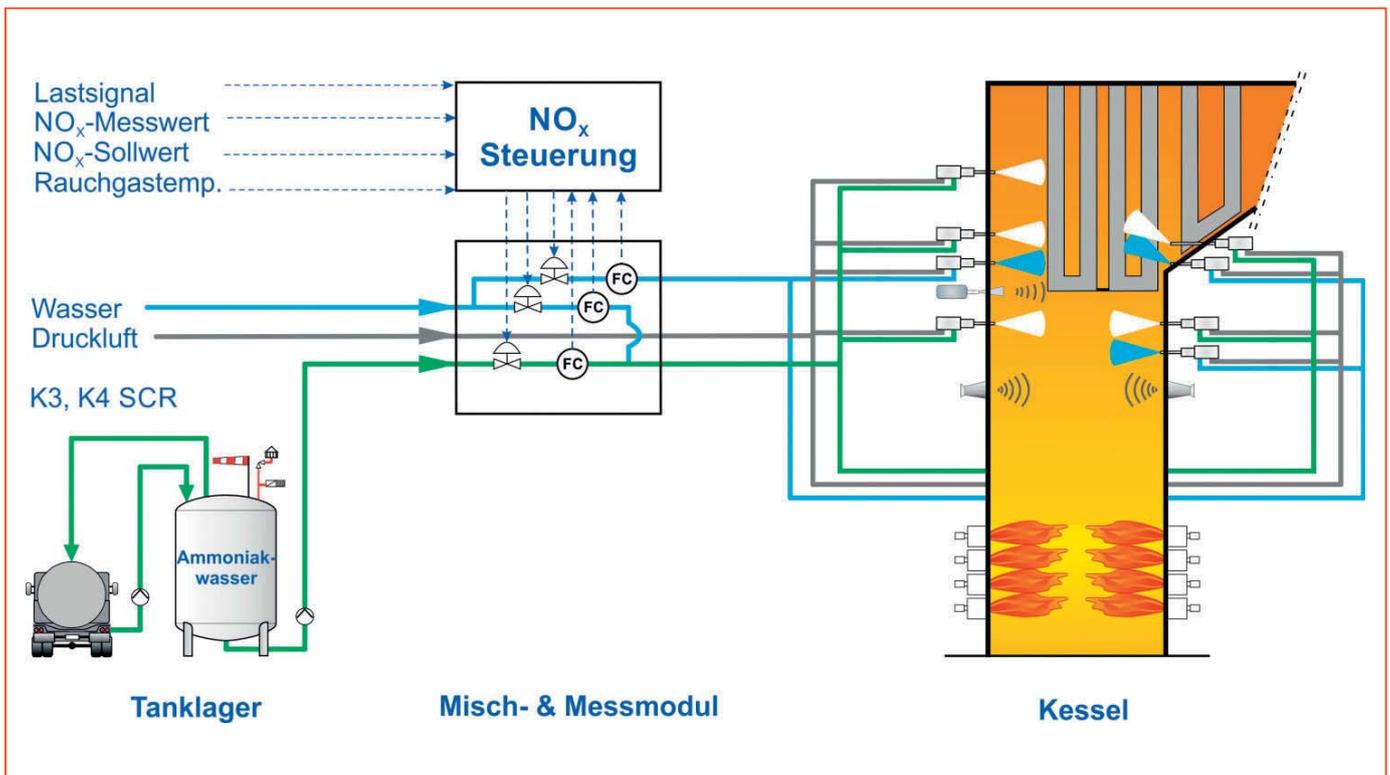


Abb. 8: SNCR-Anlage mit Selektiver Kühlung – Reduktionsmittel Ammoniakwasser und Eindüsung von der Rückwand

Mit diesen zusätzlichen Lanzen, die inzwischen getestet wurden, konnte wie erwartet eine signifikante Verbesserung erzielt werden, da jetzt zusätzlich die Rauchgase erreicht werden, die in der Ebene 1 noch zu heiß sind und sich bis über der Nase soweit abgekühlt haben, dass die Reduktionsmittel wirksam sind. Um sicher zu gehen, dass die Rauchgase genügend abgekühlt werden und auch um Temperaturschichtlagen auszugleichen, wurden unter jeder Eindüslanze Wasserlanzen zur Selektiven Kühlung vorgesehen, die temperaturabhängig zu- bzw. abgeschaltet werden können.

Allein mit der Eindüsung von Ammoniakwasser in der Kesselrückseite wurden bisher abhängig von den Betriebsbedingungen, wie z. B. den betriebenen Kohlemühlen, NO_x -Abscheidungen von 40 mg/Nm^3 - 60 mg/Nm^3 erreicht, sodass mit diesem Konzept das Gesamtergebnis entsprechend verbessert wurde und die garantierten Werte in allen Lastfällen erreicht werden.

5. Ertüchtigung der SNCR-Anlage für zukünftige NO_x -Grenzwerte

Wie oben beschrieben, wurden allein durch die Eindüsung von Harnstofflösung im Vollastbetrieb deutlich bessere Ergebnisse erzielt als mit Ammoniakwasser. Für die weitere Ertüchtigung der SNCR-Anlage für die zukünftigen NO_x -Grenzwerte von $< 150 \text{ mg/Nm}^3$ bietet es sich daher an, für die Eindüsung der Reduktionsmittel die Vorteile beider Reduktionsmittel, Harnstofflösung und Ammoniakwasser, zu nutzen, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

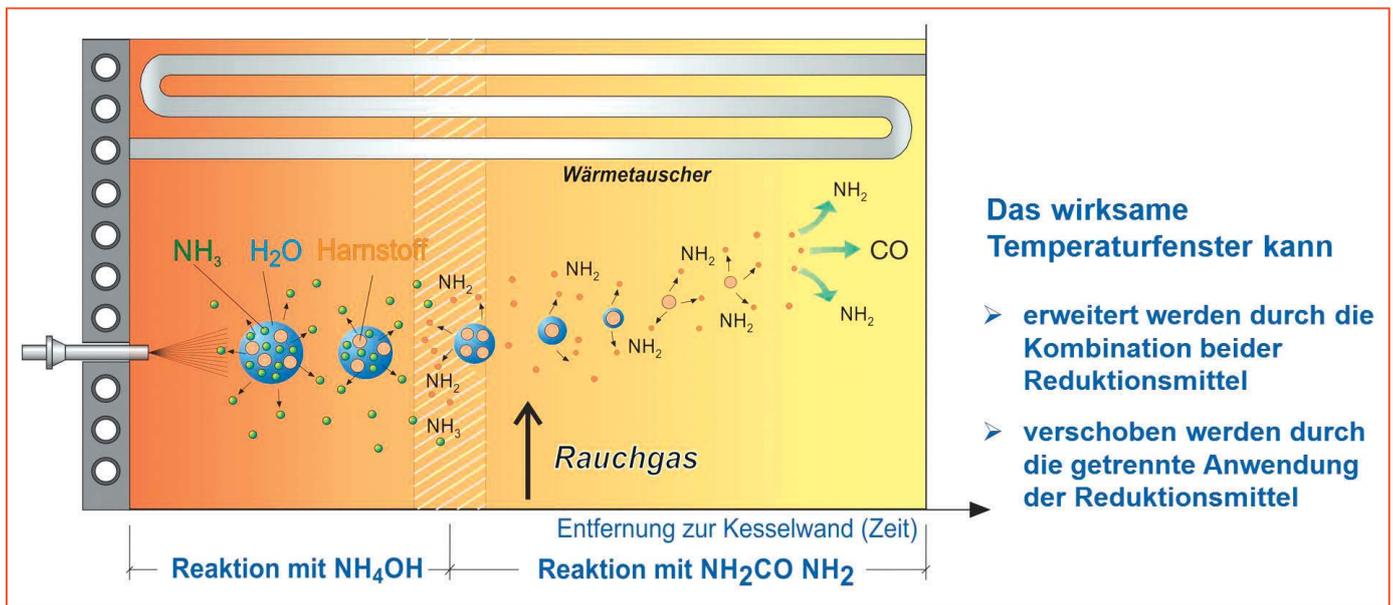


Abb. 9: TWIN-NO_x – Kombination von Ammoniakwasser und Harnstofflösung

Der in Wasser gelöste Harnstoff kann sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser, welches die Harnstoffteilchen umgibt, komplett verdampft ist (Abbildung 9). 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 gegebenenfalls das Rauchgas auf die gewünschte Temperatur abkühlen. Da Harnstoff sehr korrosiv ist, muss unbedingt vermieden werden, dass Harnstofflösung auf die Kesselrohre trifft.

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

Im konkreten Fall bedeutet dies, insbesondere bei Vollast bzw. hohen Rauchgastemperaturen, von der Frontseite Harnstofflösung einzudüsen. Für die Eindüsung von der Kesselrückseite ist Harnstofflösung nicht geeignet, da wegen der geringen Abstände zwischen den Schottenüberhitzern kaum vermieden werden kann, dass noch nicht verdampfte Tropfen Harnstofflösung auf die Kesselrohre treffen, was relativ schnell zu Korrosionsschäden führen würde und somit keine ernstzunehmende Option sein kann.

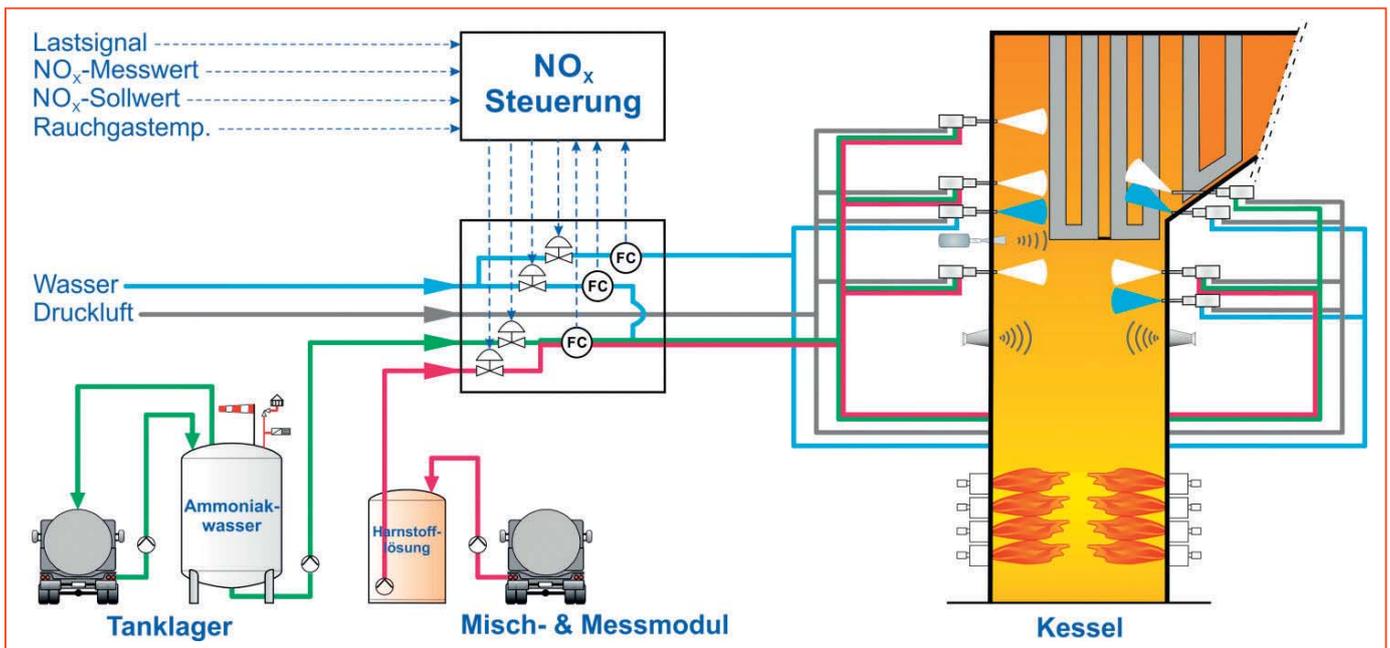


Abb. 10: SNCR-Anlage TWIN-NO_x – Kombination von Ammoniakwasser und Harnstoff als Reduktionsmittel

Aus diesem Grunde und basierend auf den bisher vorliegenden Ergebnissen sind mit der Kombination beider Reduktionsmittel, d. h. Eindüsung von Harnstofflösung bei Vollast von der Vorderseite und Ammoniakwasser von der Rückseite, die besten Ergebnisse zu erwarten (Abbildung 10). Im Teillastbetrieb wäre es ggf. möglich, auf nur ein Reduktionsmittel umzuschalten.

Die Ertüchtigung der vorhandenen SNCR-Anlage für den Betrieb mit beiden Reduktionsmitteln Ammoniakwasser und Harnstofflösung ist ohne besonderen technischen Aufwand möglich. Das Verfahren ist unter dem Namen TWIN-NO_x patentrechtlich geschützt. Die vorhandenen Misch- und Messmodule können für beide Medien verwendet werden (Abbildung 11). Die größten Änderungen würden ggf. die Beschaffung und Einbindung des Lagers betreffen.



Abb. 11: Typisches Misch- und Messmodul für einen mit Kohle gefeuerten Kessel

6. Zusammenfassung und Ausblick

Während der Inbetriebnahmephase der beschriebenen SNCR-Anlage stellte sich sehr schnell heraus, dass die Auslegung auf falschen Annahmen der Temperatur- und Strömungsverhältnisse der Rauchgase beruhte, weshalb die gewünschten NO_x -Abscheidegrade bei vertretbarem NH_3 -Schlupf nicht erreicht wurden.

Die Gelegenheit und Zeit zur Nachbesserung wurde gleichzeitig als Chance genutzt, das SNCR-Verfahren weiterzuentwickeln, um für die neuen NO_x -Grenzwerte $< 150 \text{ mg/Nm}^3$ besser gerüstet zu sein.

Durch die kombinierte Anwendung der Selektiven Rauchgaskühlung und des TWIN- NO_x -Verfahrens wurde belegt, dass das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft ist und sich auch für schwierige Anwendungsfälle wirtschaftliche Lösungen finden lassen.

7. Quellen

- [1] Moorman, Frans; Stubenhöfer, Claus; von der Heide, Bernd: Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR. In: Thomé-Kozmiensky, Karl J.; Beckmann, Michael (Hrsg.): Energie aus Abfall. Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2013, S. 683-702.
- [2] von der Heide, Bernd: Neueste Entwicklungen und Erfolge in der praktischen Anwendung von SNCR-Technologien in kohlegefeuerten Kesseln (225 MW_{el}) – Konzepte, Anwendungen, Betriebsergebnisse. In: Beckmann, Michael (Hrsg.): Emissionsminderung in Kraftwerken 2017. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2017, S. 148-159.
- [3] von der Heide, Bernd: Monitoring und Steuerung von SNCR-Technologien zur Optimierung von Entstickungsleistung und Ammoniakschlupf. In: Thomé-Kozmiensky, Karl J.; Beckmann, Michael (Hrsg.): Energie aus Abfall. Band 14 Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2017, S. 347-362.