



EMISSIONS- MINDERUNG IN KRAFTWERKEN 2019

EMISSION REDUCTION
IN POWER PLANTS



Emissionsminderung in Kraftwerken 2019

Emission Reduction in Power Plants

Michael Beckmann.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2019

ISBN 978-3-934409-95-8

ISBN 978-3-934409-95-8 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH



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

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, Freiberg 2019
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Janette Harms, B.A., Dr.-Ing. Andreas Hiller, Dipl.-Ing. Martin Köhler, 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 978-3-934409-96-5.

Kombination verschiedener SNCR-Technologien zur Einhaltung der neuen EU-Grenzwerte für den NO_x-Ausstoß in Kohlekraftwerken

Bernd von der Heide

1.	SNCR-Anwendung für mit Kohle gefeuerte Kessel	122
2.	Alternativen zur Ertüchtigung der bestehenden SNCR-Anlage	126
3.	Ertüchtigung der SNCR-Anlage für zukünftige NO _x -Grenzwerte	128
4.	Zusammenfassung und Ausblick.....	131
5.	Quellen.....	132

Die ab 2020 in Kraft tretenden EU-Grenzwerte für NO_x-Emissionen für Braunkohle (175 mg/Nm³) und Steinkohle (150 mg/Nm³) erfordern von den Kraftwerksbetreibern Maßnahmen zur Umrüstung bestehender Anlagen. Technische Zuverlässigkeit und das Kosten-/Nutzenverhältnis geben bei der Investitionsentscheidung den Ausschlag.

Über die Weiterentwicklung des SNCR-Verfahrens konnten die größten bisher bestehenden Schwierigkeiten für die Anwendung überwunden werden und auch in mit Kohle gefeuerten Kesselanlagen können die vom Gesetzgeber verschärften Vorgaben erfüllt werden. Dieser Beitrag erläutert die Grundlagen und Voraussetzungen für die Anwendung und stellt die Ergebnisse am Beispiel von mit Steinkohle gefeuerten Kesseln in Polen vor.

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 NH₃-Schlupf erzielt wird, ist relativ schmal und hängt im Wesentlichen von der Rauchgaszusammensetzung ab. SO₂ verschiebt das wirksame Temperaturfenster z. B. in höhere Temperaturbereiche und CO in niedrigere. Für mit Kohle gefeuerte Kessel liegt das optimale Temperaturfenster zwischen ca. 960 °C - 1.020 °C (Abbildung 1).

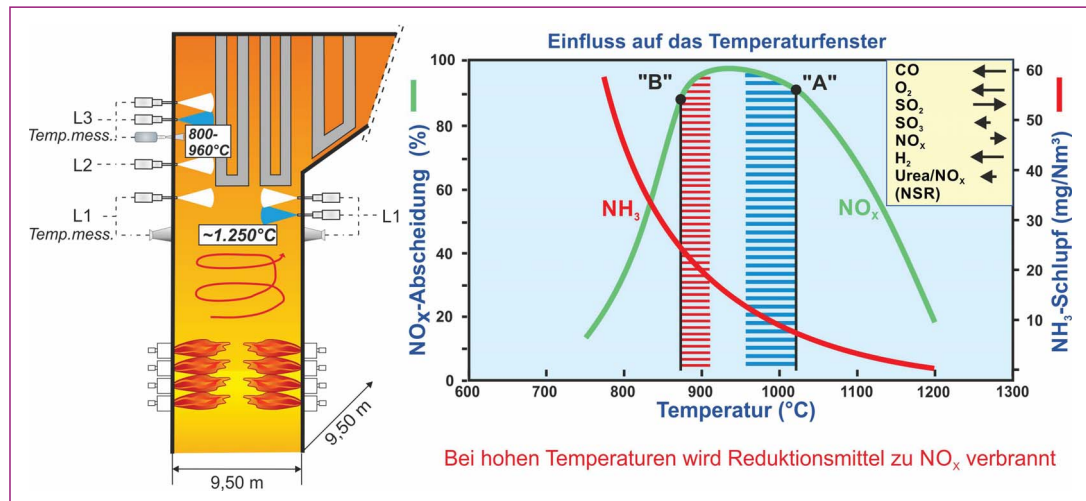


Abb. 1: Typische Temperaturverteilung in einem Kohle gefeuerten Zweizugkessel [1]

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

1. SNCR-Anwendung für mit Kohle gefeuerte Kessel

Für kleinere Feuerungsanlagen, wie z. B. Rostfeuerungen für Siedlungsabfälle, bestimmt das SNCR-Verfahren schon seit vielen Jahren den Stand der Technik.

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, 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 Temperaturschief lagen, die aufgrund der unterschiedlichen Konfigurationen und Betriebsweisen der Brenner auftreten, die Auslegung und die Regelung der SNCR-Anlagen erheblich. Darüber hinaus sind Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen nur schwer zu messen und kaum abzuschätzen.

In früheren Beiträgen wurde bereits darüber berichtet, wie die z. Z. gültigen NO_x-Grenzwerte < 200 mg/Nm³ (tr. bez. auf Betriebs-O₂) bei mit Steinkohle gefeuerten Kesseln mit einer Leistung von 225 MW_{el} eingehalten werden. Alle Kessel hatten gemeinsam, dass Harnstofflösung als Reduktionsmittel eingesetzt wurde. Abbildung 2 zeigt beispielhaft, dass während des zweiwöchigen Probetriebs die Garantiewerte z. T. deutlich unterschritten wurden.

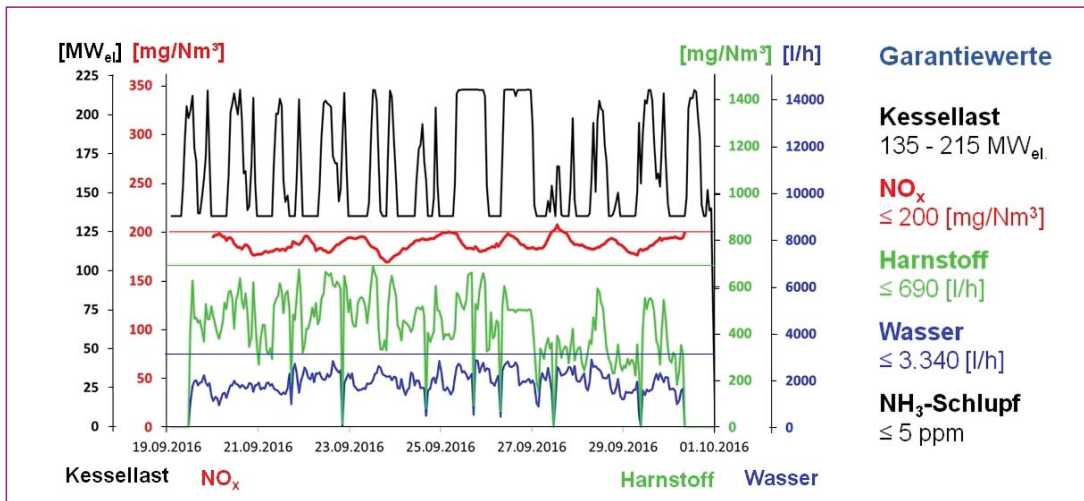


Abb. 2: Probetrieb: SNCR-Anlage in einem mit Kohle gefeuerten Kessel (OP650, Leistung 225 MW_{el})

Gegenüber einer SNCR-Anlage gleichen Typs und mit ähnlicher Dampfleistung von 380 t/h, die mit Harnstofflösung als Reduktionsmittel seit 2015 erfolgreich betrieben wird, wurde für die Anlage an einem anderen Standort (Abbildung 3) vom Kunden trotz erheblicher fachlicher Bedenken Ammoniakwasser vorgeschrieben.

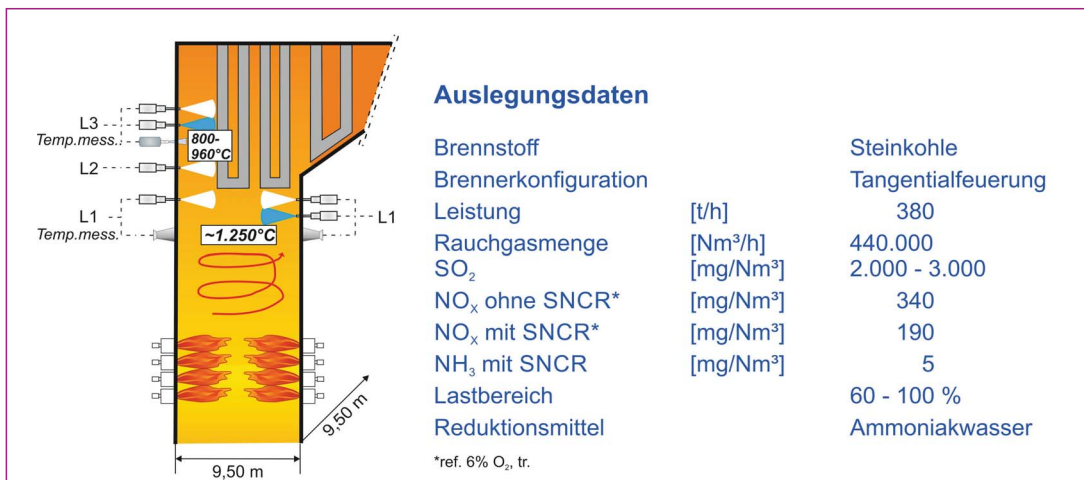


Abb. 3: SNCR für mit Kohle gefeuerten Kessel – Auslegungsdaten

Anfang Februar bis Anfang März 2018 wurden während des zweiwöchigen Probetriebs 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 hohe Dosierung von Ammoniakwasser, die aufgrund der hohen Rauchgastemperaturen von > 1.250 °C am Austritt der Feuerung notwendig war, um den NO_x-Wert von 190 mg/Nm³ einzuhalten.

- Der höhere Ammoniak-Gehalt 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 darin, dass die optimalen Rauchgastemperaturen an den Eindüsstellen bei Vollastbetrieb nur in Teilströmen der Rauchgase erreicht werden. Siehe hierzu auch Abbildung 4, in der die drei Bereiche, die zu kalt, optimal oder zu heiß für die NO_x -Abscheidung sind, farblich markiert sind.

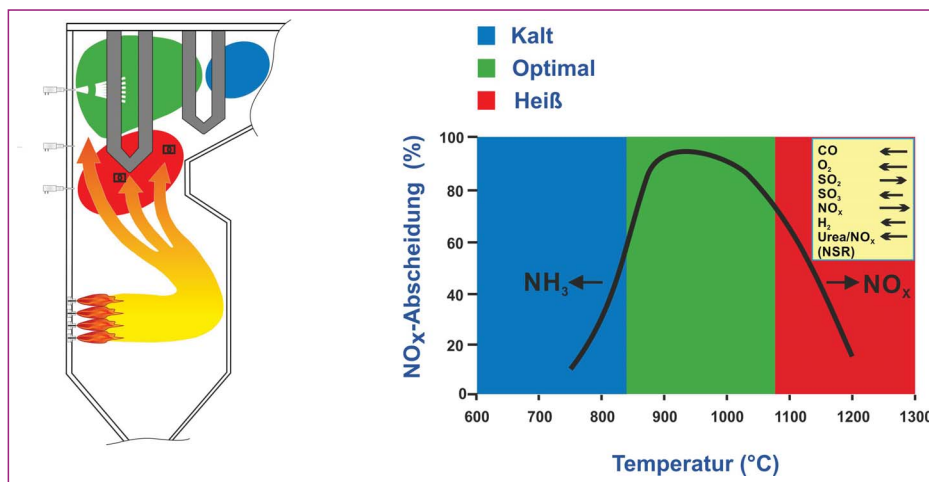


Abb. 4: Typische Temperaturbereiche für die Anwendung von SNCR

- Während der Auslegungsphase, in der die Positionen für die Eindüslanzen festgelegt wurden, lagen die erwarteten Temperaturen in Ebene drei (34 m) aufgrund der Ergebnisse aus Computermodellierungen (cfD) bei ca. 1.100 °C, 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 (Abbildungen 5 und 6) [2]. Der wesentliche Vorteil ist, dass auch bei hohen Kessellasten 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.
- Während der Inbetriebnahme wurde jedoch festgestellt, dass die tatsächliche Rauchgastemperatur in der dritten Eindüsebene bei Vollast nur knapp über 900 °C betrug. Ein erhöhter Ammoniakschlupf konnte daher nicht vermieden werden.
- Da die darunter liegende 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 Eindüseebene unter den Schottenüberhitzern ist bei Vollast nicht wirksam, da die Rauchgastemperaturen hier außerhalb des Bereichs liegen, in dem die Selektive Kühlung mit einem vertretbaren Verbrauch an Kühlwasser anwendbar ist. Die Rauchgase, die an der Rückseite des Kessels in die Schottenüberhitzer eintreten, können daher nicht für die NO_x-Abscheidung 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 Eindüseebene 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.

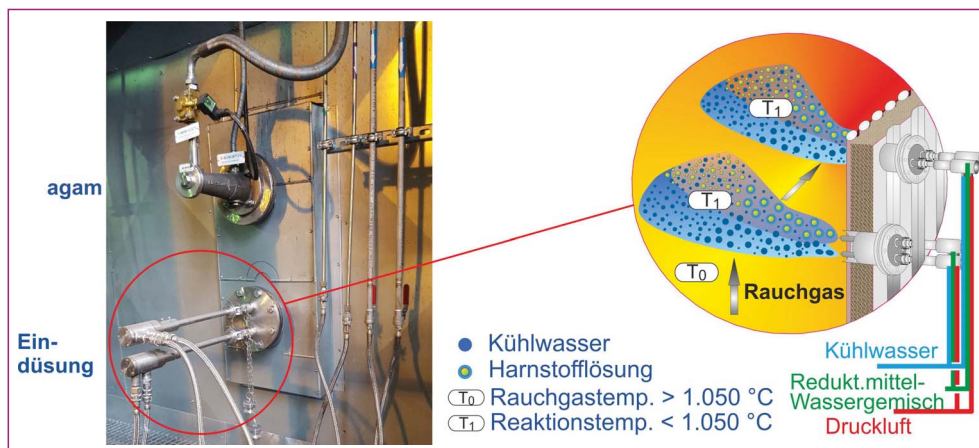


Abb. 5: Prinzip der Selektiven Kühlung

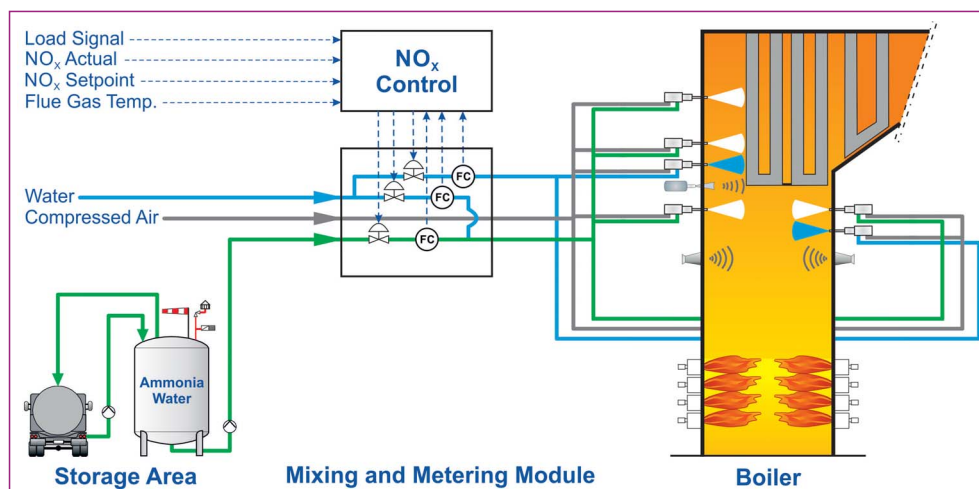


Abb. 6: SNCR-Anlage mit Selektiver Kühlung – Reduktionsmittel Ammoniakwasser

2. 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, NH_3 -Schlupf im Rauchgas und der Flugasche sowie den Reduktionsmittelverbrauch deutlich zu verbessern. [2]

Verschiebung der dritten Ebene stromaufwärts in Richtung zweite Ebene

Durch Verschiebung der dritten Ebene in Richtung der zweiten Ebene auf ca. 32,5 m in einen höheren Temperaturbereich, 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 später nachgerüstet wurde, wurde die dritte Eindüseebene in Richtung Brennkammer verlegt.

Eindüsung von Harnstofflösung anstatt Ammoniakwasser

Als während der Optimierungsphase offensichtlich wurde, dass es praktisch nicht möglich ist, unter allen Betriebsbedingungen die garantierten Ergebnisse mit Ammoniakwasser zu erreichen, wurden über einen kurzen Zeitraum 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 , NH_3 und Reduktionsmittelverbrauch allein durch die Eindüsung von Harnstofflösung von der Vorderwand in der zweiten Ebene, in der die Rauchgase für Ammoniakwasser zu heiß sind, deutlich verbessert 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_4OH	Harn- stoff	Anzahl d. Lanzen / Eindüseebene	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 mit Ammoniakwasser ist die Eindüsung durch zusätzliche Lanzen von der Rückseite des Kessels über die Nase bei ca. 30,1 m (Abbildungen 7 und 8).

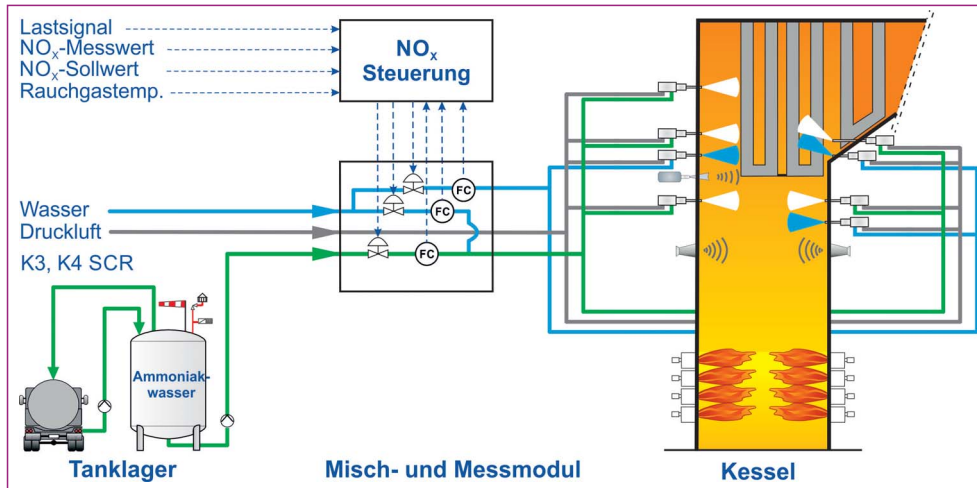


Abb. 7: SNCR-Anlage mit Selektiver Kühlung – Eindüsung von Ammoniakwasser durch die Rückwand

Mit diesen zusätzlichen Lanzen, die inzwischen getestet und installiert wurden, konnte wie erwartet eine signifikante Verbesserung erzielt werden, da jetzt zusätzlich die Rauchgase erreicht werden, die in der ersten Ebene 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 Temperaturschieflagen auszugleichen, wurden unter jeder Eindüsulanze Wasserlanzen zur Selektiven Kühlung vorgesehen, die temperaturabhängig zu- bzw. abgeschaltet werden können.



Abb. 8: Eindüsung durch die Kesselrückwand in einem Kohle gefeuerten Kessel

Allein mit der Eindüsung von Ammoniakwasser von der Kesselrückwand wurden bisher abhängig von den Betriebsbedingungen, wie z. B. den betriebenen Brennerebenen, zusätzliche 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. [3]

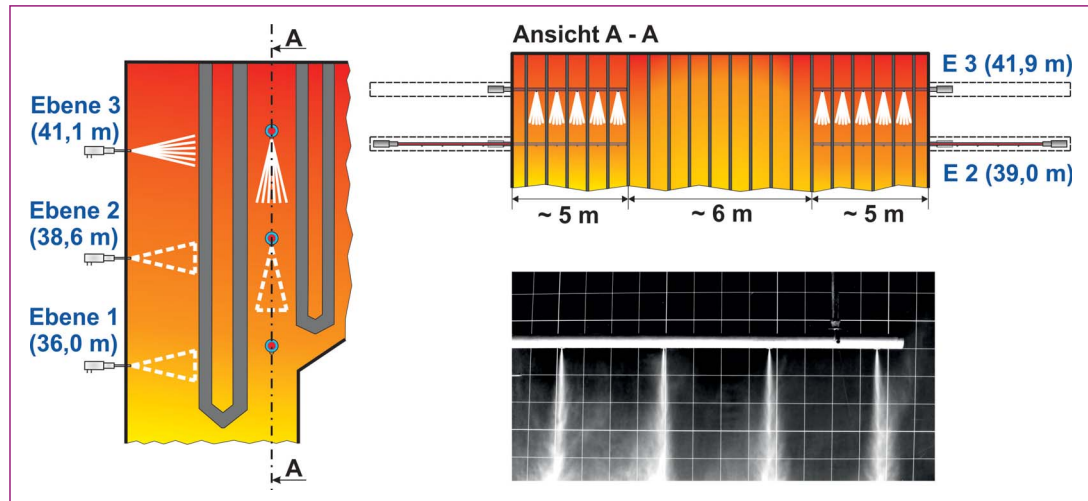


Abb. 9: Eindüsung zwischen die Wärmetauscher mit wassergekühlten Infurnace-Lanzen

Von den vier installierten Brennerebenen, die mit je vier Brennern ausgerüstet sind, werden bei Vollast drei Ebenen betrieben. Hierzu ist bemerkenswert, dass Probleme der NO_x -Abscheidung nur bestehen, wenn die oberen drei Ebenen in Betrieb und die Wärmetauscher verschmutzt sind. In diesem Betriebsfall sind die Rauchgastemperaturen am Feuerungsausstritt über $100 \text{ }^\circ\text{C}$ höher als beim Betrieb der unteren drei Brennerebenen und sauberem Kessel.

In Kesseln, die von der Rückseite nicht zugänglich sind, wird die entsprechende Rauchgasströmung mit wassergekühlten Lanzen erreicht, die je nach Kesselbreite mit mehreren Düsen ausgestattet sind, mit denen Reduktionsmittel zwischen die Wärmetauscher eingedüst wird (Abbildung 9). Mit diesen sogenannten Infurnace-Lanzen wurden an einem Kessel mit einer Kapazität von $225 \text{ MW}_{\text{el}}$ ähnliche NO_x -Abscheidegrade erreicht wie mit den Wandlanzen von der Rückwand.

3. 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.

Der in Wasser gelöste Harnstoff kann sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser, welches die Harnstoffteilchen umgibt, komplett verdampft ist (Abbildung 10). 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. [2]

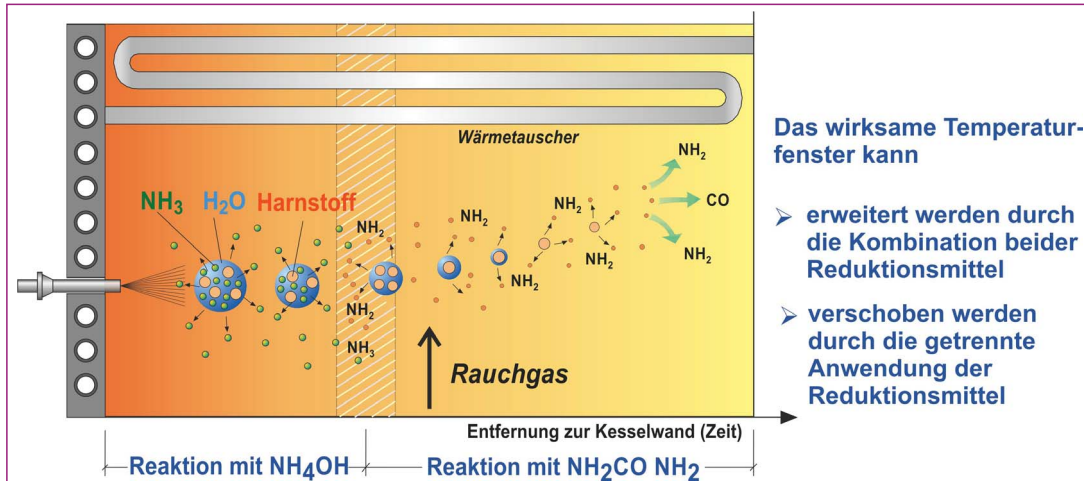


Abb. 10: TWIN- NO_x -Verfahren – Kombination von Ammoniakwasser und Harnstofflösung

Im konkreten Fall bietet es sich an, insbesondere bei Vollast bzw. hohen Rauchgastemperaturen, von der Frontseite statt Ammoniakwasser 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 und zerfallene Tropfen Harnstofflösung auf die Kesselrohre treffen, was relativ schnell zu Korrosionsschäden führen würde und somit keine sinnvolle Lösung ist.

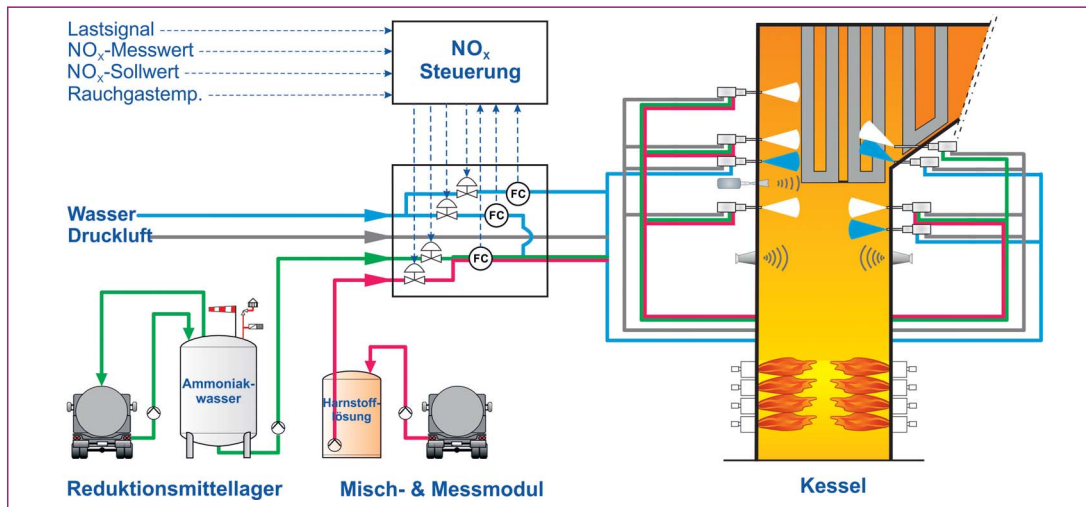


Abb. 11: SNCR-Anlage TWIN-NO_x – Kombination von Ammoniakwasser und Harnstoff als Reduktionsmittel

Aus diesem Grunde und basierend auf den vorliegenden Ergebnissen waren mit der Kombination beider Reduktionsmittel, d. h. Eindüsung von Harnstofflösung bei Volllast von der Vorderseite und Ammoniakwasser von der Rückseite, die besten Ergebnisse zu erwarten (Abbildung 11). Im Teillastbetrieb kann auf nur ein Reduktionsmittel (Harnstoff) umgeschaltet werden, da die Eindüsung aufgrund der niedrigeren Rauchgastemperaturen unterhalb der Wärmetauscher ggf. mit Selektiver Kühlung erfolgen kann.

Die Ertüchtigung der vorhandenen SNCR-Anlage für den Betrieb mit beiden Reduktionsmitteln Ammoniakwasser und Harnstofflösung ist ohne besonderen technischen Aufwand möglich, weshalb Anfang 2019 entsprechende Versuche mit dem unter dem Namen TWIN-NO_x patentrechtlich geschützten Verfahren durchgeführt wurden. Die vorhandenen Misch- und Messmodule können für beide Medien verwendet werden (Abbildung 12). Die größten Änderungen betreffen ggf. die Beschaffung und Einbindung des Lagers.



Abb. 12: Typisches Misch- und Messmodul für einen mit Kohle gefeuerten Kessel

Wie Tabelle 2 zu entnehmen ist, wurden die garantierten NO_x-Reingaswerte von < 190 mg/Nm³ unter Einhaltung der garantierten Reduktionsmittelverbräuche und des Ammoniak schlupfes im Rauchgas und der Filterasche unterschritten. Es wurden bei Vollast sogar NO_x-Reingaswerte von < 150 mg/Nm³ erreicht, die nahelegen, dass die neuen NO_x-Grenzwerte < 150 mg/Nm³ dauerhaft eingehalten und garantiert werden können.

Zurzeit gibt es konkrete Pläne, die SNCR-Anlage für den dauerhaften Betrieb mit dem TWIN-NO_x-Verfahren umzurüsten. Es ist daher davon auszugehen, dass Ende 2019 belastbare Ergebnisse über den automatisch geregelten Dauerbetrieb vorliegen werden.

Tab. 2: Testergebnisse mit dem TWIN-NO_x-Verfahren

Datum	Kessel- last	Mühlen	NO _x		Δ NO _x	NH ₃ -Schlupf		NH ₄ OH	Harnstoff- lösung (32,5%)	Berechneter Verbrauch NH ₄ OH	Lanzen/ Eindüs- ebene
			Rohgas [mg/Nm ³]	Reingas [mg/Nm ³]		Links [mg/Nm ³]	Rechts [mg/Nm ³]				
2019	[M]		[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[M]	[M]	[M]	
22.01.19	370	2, 3, 4	266	181	85	2,0	1,2	0	179	158	4 / 3 2 / 2
23.01.19	372	2, 3, 4	259	146	113	7,0	7,3	21	441	410	1 / 4 4 / 3 2 / 2 1 / 1
23.01.19	376	1, 2, 3	322	173	149	7,0	2,6	52	403	408	5 / 3 5 / 4
23.01.19	376	1, 2, 3	322	180	142	6,7	1,7	0	397	351	5 / 3
24.01.19	374	1, 2, 3	302	142	160	13,4	10,7	200	394	548	5 / 4 5 / 3

4. Zusammenfassung und Ausblick

Mit dem SNCR-Verfahren werden schon seit mehreren Jahren die neuen BREF-Standards für Abfallverbrennungsanlagen eingehalten und z. T erheblich übertriften. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass rostgefeuerte Verbrennungsanlagen mit vergleichsweise großen, von Einbauten freien Feuerungen, den geringen Rauchgastemperaturen und den niedrigen Rauchgasgeschwindigkeiten *SNCR-freundlich* gebaut werden.

Während der Inbetriebnahmephase der SNCR-Anlage für einen mit Kohle gefeuerten Kessel 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 NH₃-Schlupf nicht in allen Betriebsfällen erreicht werden konnten.

Die Gelegenheit und Zeit zur Nachbesserung wurde gleichzeitig als Chance genutzt, das SNCR-Verfahren weiterzuentwickeln, um für die neuen NO_x-Grenzwerte < 150 mg/Nm³ besser gerüstet zu sein.

Durch die kombinierte Anwendung der Selektiven Rauchgaskühlung, Eindüsung der Reduktionsmittel von der Kesselrückwand und dem patentierten TWIN-NO_x-

Verfahren wurde belegt, dass das Potenzial noch längst nicht ausgeschöpft ist und sich auch für schwierige Anwendungsfälle wirtschaftliche Lösungen finden lassen.

5. Quellen

- [1] von der Heide, B.: Kombination verschiedener SNCR-Technologien als kostengünstige Antwort auf verschärfte NO_x -Emissionsgrenzwerte für Kohlekraftwerke in der EU. In: Beckmann, M. (Hrsg.): Emissionsminderung in Kraftwerken 2018. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2018, S. 171-181.
- [2] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants. Power-Gen International, Las Vegas, 13 -15. Dezember 2011.
- [3] 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, M. (Hrsg.): Emissionsminderung in Kraftwerken 2017. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2017, S. 148-159.