



# KRAFTWERKSTECHNIK 2016

Strategien, Anlagentechnik  
und Betrieb



# **KRAFTWERKSTECHNIK 2016**

Strategien, Anlagentechnik  
und Betrieb



## **Kraftwerkstechnik 2016**

Strategien, Anlagentechnik und Betrieb

Michael Beckmann, Antonio Hurtado.

- Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und  
-verwaltungsgesellschaft mbH, 2016

**ISBN 978-3-934409-69-9**

ISBN 978-3-934409-69-9 SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH



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

Verlag: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH • Freiberg 2016  
Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Dipl.-Ing. Daniel Bernhardt,  
Dr. ret. nat. Kathrin Gebauer, Dr.-Ing. Sebastian Grahl, Dipl.-Ing. Nina Hack, Janette Harms,  
Dr.-Ing. Andreas Hiller, M.A. Juliane Jentschke, Dipl.-Ing. Martin Köhler, Dr.-Ing. Andrea  
Ohle, Dipl.-Ing. Christoph Pieper, Dipl.-Ing. Matthias Reiche, Tanja Richter, Dipl.-Ing. Jakob  
Sablowski, Dipl.-Ing. Christopher Thiel, Dipl.-Ing. Konrad Treppe, Dr.-Ing. Simon Unz, Dipl.-Ing.  
Tobias Widder

Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH, Dresden | Dipl.-Des. (FH) Angela Flugrat,  
Antje Knepper

Druck: Lausitzer Druckhaus GmbH, Bautzen

Icons auf Buchdeckel: ©missbobbit - Fotolia.com, taktiker Werbeagentur GmbH

Fotos auf Buchdeckel: ©iStockphoto.com/Nikada

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 978-3-934409-73-6.

# Wege zur Einhaltung der verschärften NO<sub>x</sub>-Emissionsgrenzen durch SNCR-Technologien am Beispiel des Kraftwerks Deuben (MIBRAG)

Bernd von der Heide, Andreas Pfeifer und Michael Spank

1.	Beschreibung des Kraftwerkes.....	572
2.	Anforderungen an die SNCR-Anlage - Aufgabenstellung.....	572
2.1.	NO <sub>x</sub> -Konzentration im Rauchgas ohne SNCR.....	573
2.2.	Eingesetzte Brennstoffe .....	573
2.3.	Rauchgasmenge je Dampferzeuger .....	573
2.4.	Einzuhaltender NO <sub>x</sub> -Grenzwert .....	574
3.	Versuche .....	574
4.	Anlagenkonzept und wesentliche Komponenten.....	575
4.1.	Reduktionsmittellager .....	576
4.2.	Förderpumpen.....	576
4.3.	Misch- und Messmodul.....	576
4.4.	Eindüssystem.....	577
4.5.	Prozessregelung.....	579
5.	Verfügbarkeit.....	580
6.	Betriebsergebnisse.....	581
7.	Zusammenfassung und Ausblick.....	582
8.	Quellen.....	583

## 1. Beschreibung des Kraftwerkes

Die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG) betreibt am Standort Deuben ein Industriekraftwerk mit anteiliger Kondensationsstromerzeugung und Wärmeauskopplung für die Brikett- und Staubproduktion.

Das Kraftwerk besteht aus fünf baugleichen Dampferzeugern mit Rohbraunkohlefeuerung (Mühlen-/Staubfeuerung) und nachgeschalteten Dampfturbinenanlagen. Die Anlage wird in der Grundlast betrieben.

Es besteht die Möglichkeit zur Mitverbrennung von Bioschlamm und kommunalem Klärschlamm in der Braunkohlenfeuerung.



Abb. 1: ■ Misch- & Messmodule DK2 – DK6  
 ■ Harnstoffbehälter  
 ■ Leittechnikraum

Die dem Dampferzeuger nachgeschaltete Dampfturbinenanlage besteht aus einer Entnahmekondensationsturbine, einer Gegendruck- und Kondensationsturbine.

Die Dampferzeuger können jeweils bis zu 100 t/h Frischdampf mit 91 bar erzeugen. Die Rauchgase werden über einen Sammelkanal und eine nachgeschaltete Entstaubung einer nassen Rauchgaswäsche zugeführt.

Im Jahr 2005 wurden an den Kesseln modifizierte Brenner und eine zusätzliche Ausbrandluftebene installiert. Diese Maßnahme sicherte damals die Einhaltung verschärfter Grenzwerte für  $\text{NO}_x$  und CO.

## 2. Anforderungen an die SNCR-Anlage - Aufgabenstellung

Die Feuerungswärmeleistung des Kraftwerkes Deuben ist auf  $300 \text{ MW}_{\text{th}}$  als Tagesmittelwert begrenzt. Über einen Zeitraum von 16 Stunden kann eine Feuerungswärmeleistung von maximal  $315 \text{ MW}_{\text{th}}$  gefahren werden. Minimal sind zwei Dampfkessel (DK) mit einer Feuerungswärmeleistung von zusammen  $120 \text{ MW}_{\text{th}}$  vorgesehen. Von den fünf Dampfkesseln werden maximal vier gleichzeitig betrieben. Im Normalbetrieb kann die Feuerungswärmeleistung je Kessel

zwischen 55 MW<sub>th</sub> und 85 MW<sub>th</sub> variieren. Es bestand die Aufgabe, für diesen Betriebsbereich eine SNCR-Anlage je Dampfkessel auszulegen. Der gesamte Betriebsmittelverbrauch wurde auf 300 MW<sub>th</sub> als Tagesmittel ausgelegt.

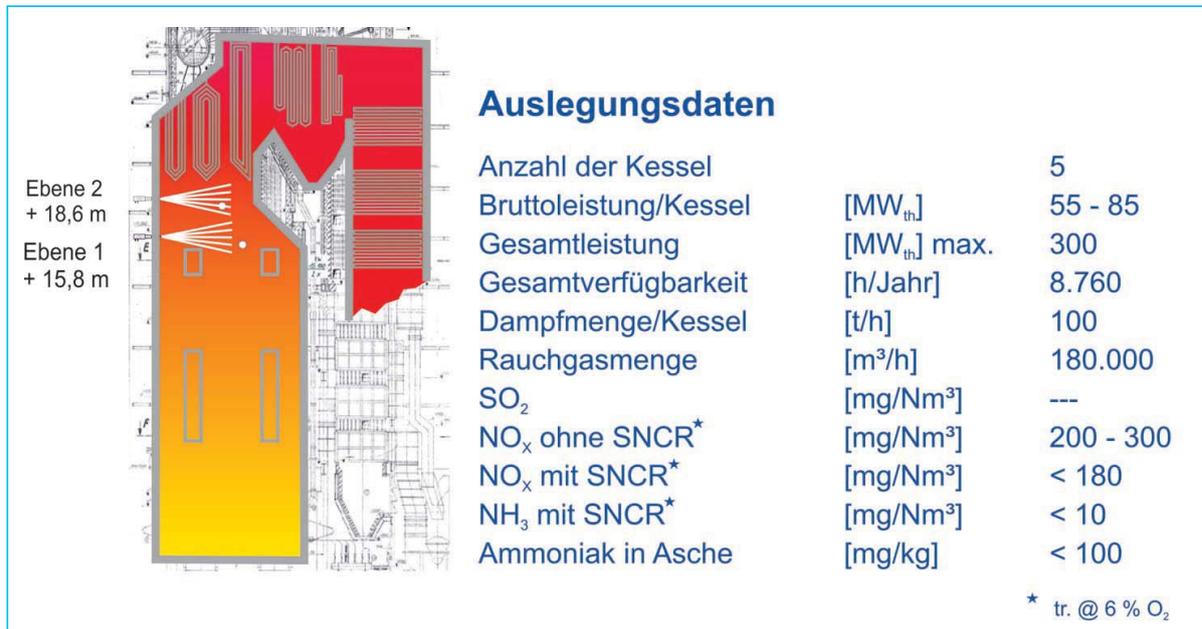


Abb. 2: Auslegungsdaten für die SNCR-Anlage

## 2.1. NO<sub>x</sub>-Konzentration im Rauchgas ohne SNCR

NO<sub>x</sub>-Ausgangskonzentrationen im Rauchgas schwanken im Regelbetrieb zwischen 200 mg/Nm<sup>3</sup> und 300 mg/Nm<sup>3</sup> bei 6 % O<sub>2</sub>. Im Jahr 2011 wurde ein NO<sub>x</sub>-Jahresmittelwert von 221 mg/Nm<sup>3</sup> erreicht. Die Berechnung der Betriebsmittelverbräuche erfolgte auf einen NO<sub>x</sub>-Durchschnittswert von 250 mg/Nm<sup>3</sup>. Die Anlage wurde auf einen NO<sub>x</sub>-Eingangswert von durchschnittlich 300 mg/Nm<sup>3</sup> konzipiert.

## 2.2. Eingesetzte Brennstoffe

Der Regelbrennstoff für das Kraftwerk Deuben ist Rohbraunkohle aus dem Taubergbau Profen.

Außerdem erfolgt die Mitverbrennung von kommunalem Klär- und Bioschlamm. Der Schlammanteil an der Feuerungswärmeleistung beträgt maximal 5 % bzw. in Summe maximal 16.000 kg/h. Dem Schlamm wird ggf. Wasser als Gleitmittel von bis zu 10 % der Schlammmasse zugegeben.

Weiter wird leichtes Heizöl für An- und Abfahrvorgänge sowie bei Bedarf für Stützfeuer der Kessel verwendet.

## 2.3. Rauchgasmenge je Dampferzeuger

Die Rauchgasmenge je Dampferzeuger kann aus der Brennstoffanalyse ermittelt werden. Dafür kann mit einem Brennstoffgemisch von 89,39 % RBK, 9,64 % Klärschlamm und 0,97 % Wasser gerechnet werden.

Der Sauerstoffgehalt nach Kessel beträgt ca. 6 %.

Die, über die Saugzugdruckdifferenz ermittelte, feuchte Rauchgasmenge beträgt bei 85 MW<sub>th</sub> und einem Sauerstoffgehalt von 6 % ca. 180.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Die Rauchgastemperatur nach Kessel ist  $\leq 220$  °C.

## 2.4. Einzuhaltender NO<sub>x</sub>-Grenzwert

Mit der Umsetzung der IED-Richtlinie in deutsches Recht wurde ab 2016 eine Absenkung des zur Zeit der Auftragsvergabe gültigen NO<sub>x</sub>-Grenzwerts (gerechnet als NO<sub>2</sub>) erwartet. Im Kraftwerk Deuben wurde deshalb als Vertragswert ein NO<sub>x</sub>-Tagesmittelwert von  $< 180$  mg/Nm<sup>3</sup> festgelegt (tr. bez. 6 % O<sub>2</sub>).

## 3. Versuche

Im Vorfeld der verfahrenstechnischen Auslegung wurden vom 17.02.2014 bis 21.02.2014 Temperaturmessungen der Rauchgase am Kessel DK 2 bei verschiedenen Lastzuständen durchgeführt. Um die Ergebnisse zu bestätigen und weitere Planungssicherheit für die kommerzielle SNCR-Anlage zu erhalten, wurden Eindüsversuche mit einem mobilen Misch- und Messmodul durchgeführt [2].



Abb. 3: Versuchsmodul



Abb. 4: NO<sub>x</sub>-AMID-Behälter und Pumpenmodul

Das Versuchsmodul ist mit jeweils acht Abgängen für Druckluft und dem Reduktionsmittel/Wasser-Gemisch sowie den Regelarmaturen für Reduktionsmittel, Mischwasser und Druckluft ausgestattet. Des Weiteren verfügt das Modul über die notwendigen Absperrkugelhähne, Manometer und Durchflussmesser. Die als Reduktionsmittel verwendete Harnstofflösung wird mittels einer Pumpe aus einem 1 m<sup>3</sup> fassenden IBC zum Misch- und Messmodul gefördert (Abbildung 3

und Abbildung 4) und mithilfe von Schlauchverbindungen auf die Eindüslanzen verteilt.

Mes- sung	Voll- Last	Feuerraum- decken- temperatur	NO <sub>x</sub> AMID 40	Was- ser	NO <sub>x</sub> Rohgas	NO <sub>x</sub> Reingas	Reduk- tion
Nr.	t/h	°C	l/h	l/h	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	%
1	90	733/747/730	75	525	278	200	28
2	100	741/754/738	80	520	278	205	26
3	95	739/757/738	100	500	306	211	31
4	95	743/758/727	200	400	287	160	44
5	92	730/749/722	200	400	287	172	40
	<b>Teil- Last</b>						
1	65	668/687/663	20	580	215	170	21
2	65	666/681/640	20	580	215	190	12
3	65	661/680/639	60	540	215	180	16
4	65	664/684/655	20	180	257	216	16

Tab. 1: Versuchsergebnisse vom 17.02. bis 21.02.2014

Sowohl die Temperaturmessungen mit Absaugpyrometern als auch die Eindüsversuche erfolgten durch die Feuerraumklappen unterhalb der Überhitzer in Höhe der + 19 m-Bühne. Die Ergebnisse sind Tabelle 1 und Abbildung 5 zu entnehmen.

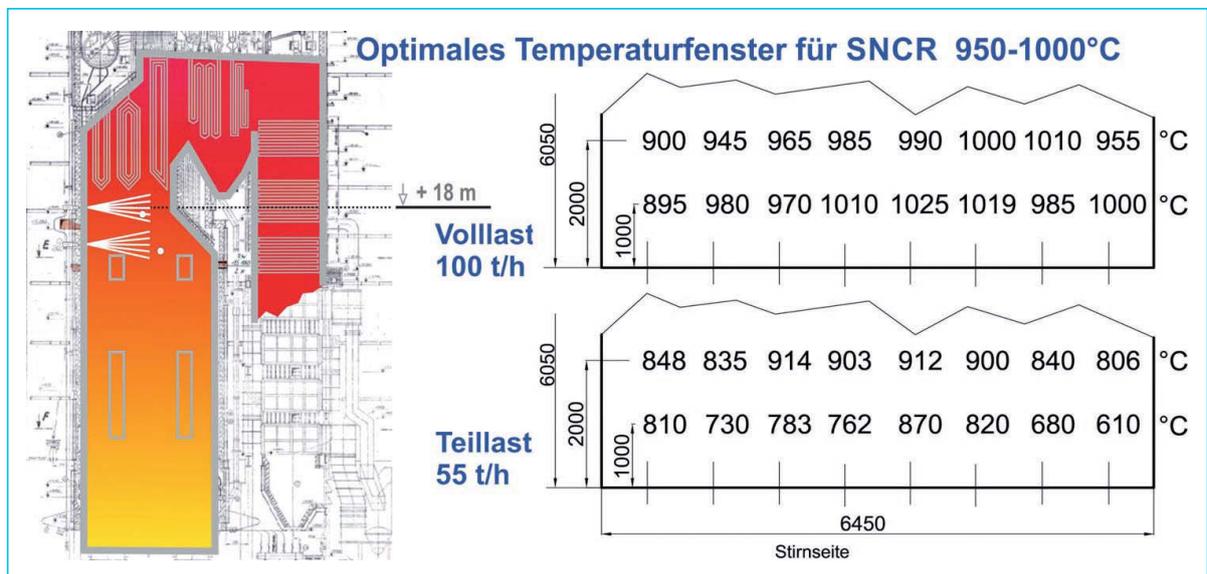


Abb. 5: Ergebnisse von Temperaturmessungen

#### 4. Anlagenkonzept und wesentliche Komponenten

Das vereinfachte Verfahrensfließbild (Abbildung 6) zeigt die Funktion und den Lieferumfang der SNCR-Anlagen wie sie in dem Kohlekraftwerk geplant und gebaut wurden [1]. Wegen der Temperaturunterschiede zwischen Schwachlast (55 %) und Volllast (85 %) sowie den extremen Temperaturschiefen sind über

eine Höhe von 2 m - 3 m zwei Eindüseebenen mit insgesamt zwölf Eindüslanzen angeordnet. Die betriebsfertige Anlage besteht im Wesentlichen aus den nachstehend beschriebenen Hauptkomponenten.

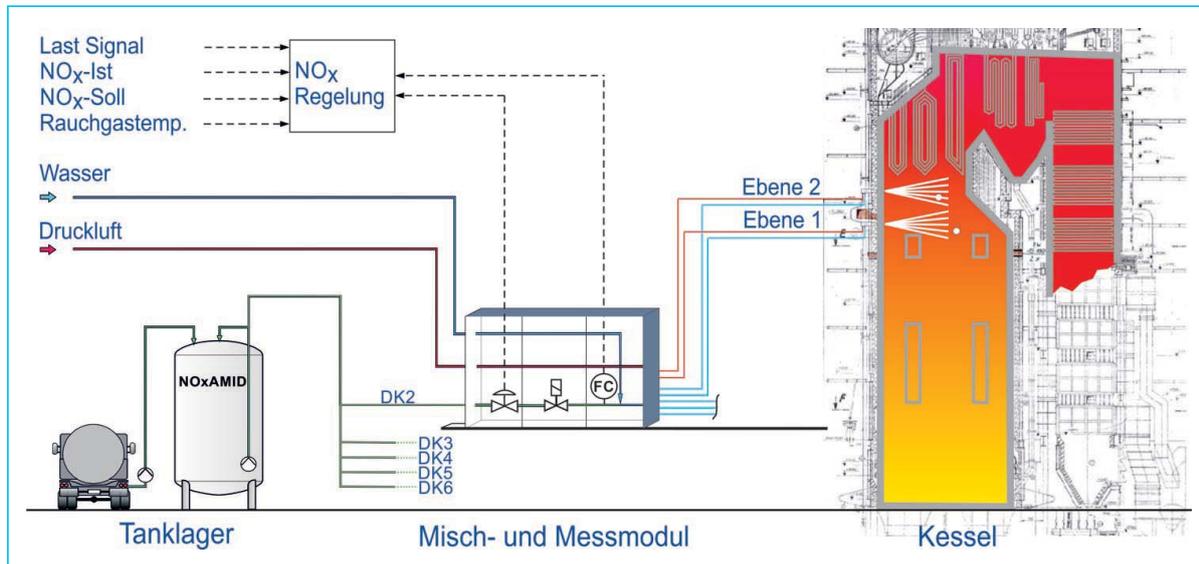


Abb. 6: Verfahrensfließbild der SNCR-Anlagen in Deuben

#### 4.1. Reduktionsmittellager

Die als Reduktionsmittel verwendete Harnstofflösung wird mit Tankwagen angeliefert und mittels Druckluft in den drucklosen Lagerbehälter aus glasfaserverstärktem Kunststoff mit WHG-Zulassung (GfK) (Abbildung 7) gefördert, der mit allen notwendigen Armaturen, Alarman und einer Überfüllsicherung ausgerüstet ist. Damit keine Harnstofflösung in das Grundwasser gelangen kann, ist der Behälter doppelwandig ausgeführt und zur Entladung eine Entladetasse gebaut worden.

Der Tank und die Rohrleitungen sind isoliert und mit einer Begleitheizung ausgerüstet, um die Kristallisation des Harnstoffs, die unter ca. 10 °C auftreten kann, zu verhindern.

#### 4.2. Förderpumpen

Vom Lagertank werden die Reduktionsmittel durch eine Kreislaufleitung und über ein Druckhalteventil direkt wieder zurück in den Tank gepumpt. Eine Stichleitung zweigt von dieser Ringleitung ab und führt zu den Misch- und Messmodulen. Über Regelventile wird die für die Entstickung erforderliche Reduktionsmittelmengung abgenommen. Für die beschriebene Anlage wird eine redundant ausgelegte Tauchpumpe eingesetzt.

#### 4.3. Misch- und Messmodul

Die fünf Misch- und Messmodule erfüllen im Wesentlichen folgende Zwecke:

- Messen von allen Durchflussmengen (Reduktionsmittel, Wasser, Luft)
- Mischen des Reduktionsmittels mit Wasser (hier Kaltkondensat)
- Absperren der Reduktionsmittelversorgung im Falle von Betriebsstörungen



Abb. 7: Tanklager mit Entlade-tasse



Abb. 8: Misch- und Messmodule SNCR

Alle Module enthalten die notwendigen Armaturen und die Mess- und Regeleinrichtungen für die Durchflussmengen und die Drücke der Reduktionsmittel, der Druckluft und des Kaltkondensats (Abbildung 8).

Der Druck der Flüssigkeiten und der Druckluft hängt von den geforderten Wurfweiten und der Tropfengröße ab und liegt hier, wie auch in den meisten Fällen, zwischen 3,5 bar und 4,5 bar am Eintritt der Düsenlanzen.

Alle Teile der Module sind auf einen Grundrahmen montiert. Zum Schutz der Instrumente, insbesondere gegen Staub und Spritzwasser, ist das Modul in einem Schrank eingebaut. Glastüren erleichtern bzw. ermöglichen das Ablesen der Instrumente quasi im Vorübergehen.

#### 4.4. Eindüssystem

Für die optimale  $\text{NO}_x$ -Abscheidung werden Düsen verwendet, die für die Größe und Geschwindigkeit der Tropfen, die Kesselgeometrie und die Rauchgasbedingungen ausgelegt sind.



Abb. 9: Obere Eindüsebene vor Einbau der Lanzen



Abb. 10:  
Obere Eindüseebene nach Einbau der Lanzen

Die Anbringung der Düsen war eine besondere Herausforderung, da die ca. 70 cm dicke Kesselwand aus einer dicken, gemauerten Außenwand und einer aus Kesselrohren bestehenden Innenwand zusammengesetzt ist (Abbildung 9 bis Abbildung 12).

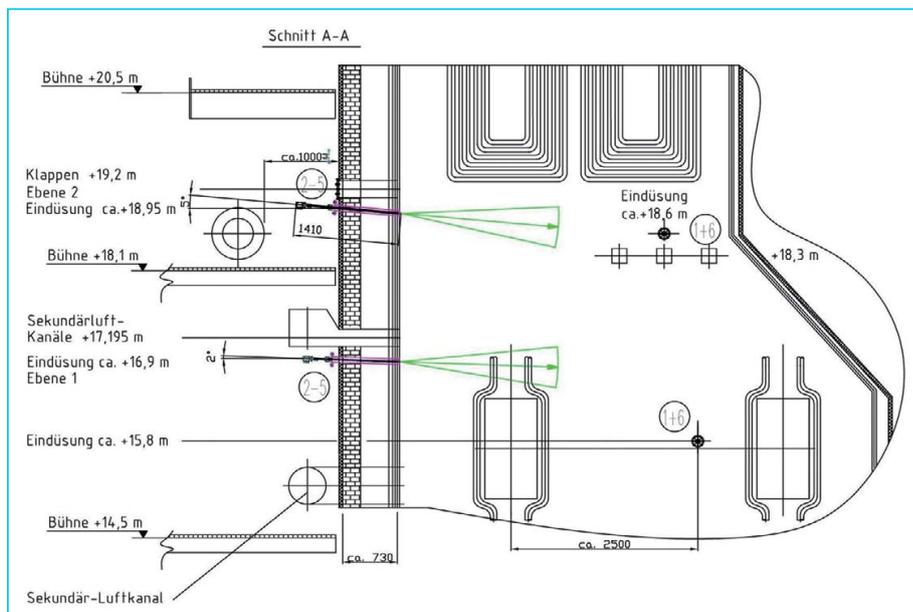


Abb. 11:  
Kesselschnittzeichnung



Abb. 12:  
Öffnen der Kesselwand zum Einbau der Lanzen

## 4.5. Prozessregelung

Bei SNCR-Technik sind verfahrensbedingt keine zeitgleichen Messungen der Roh- und Reingaswerte möglich [3]. Weil die Messungen erst im kälteren Rauchgas nach Kessel durchgeführt werden können, kann der NO<sub>x</sub>-Gehalt nur alternativ mit oder ohne Reduktionsmitteleindüsung gemessen werden.

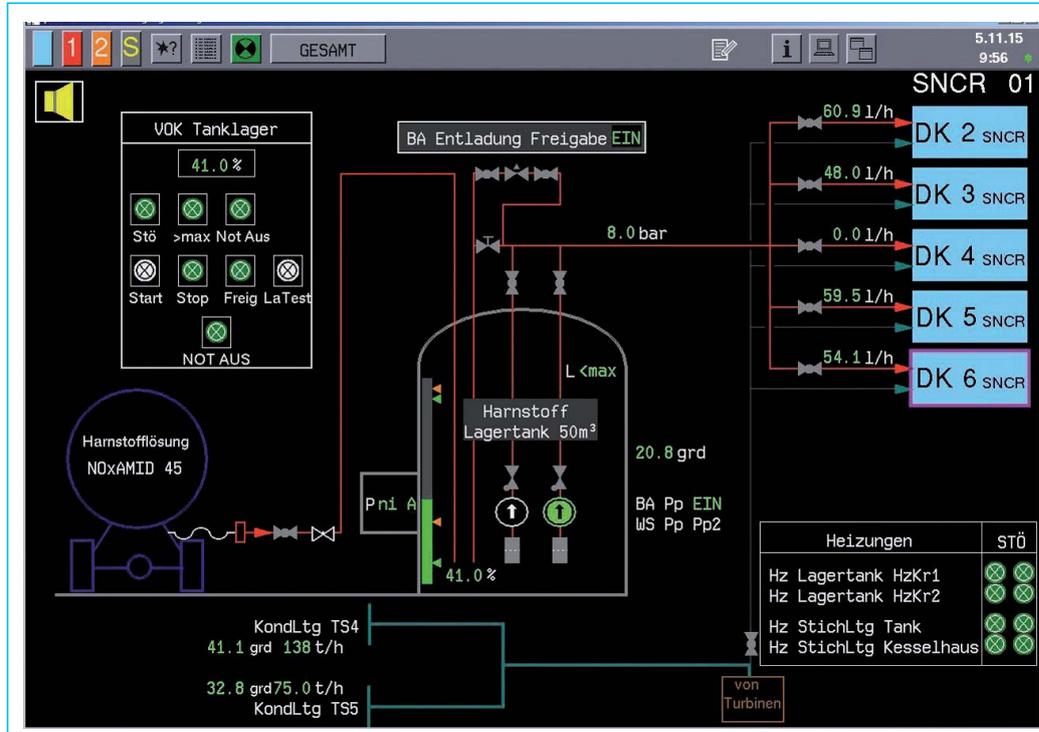


Abb. 13: Prozessbild der Leittechnik – Tanklager

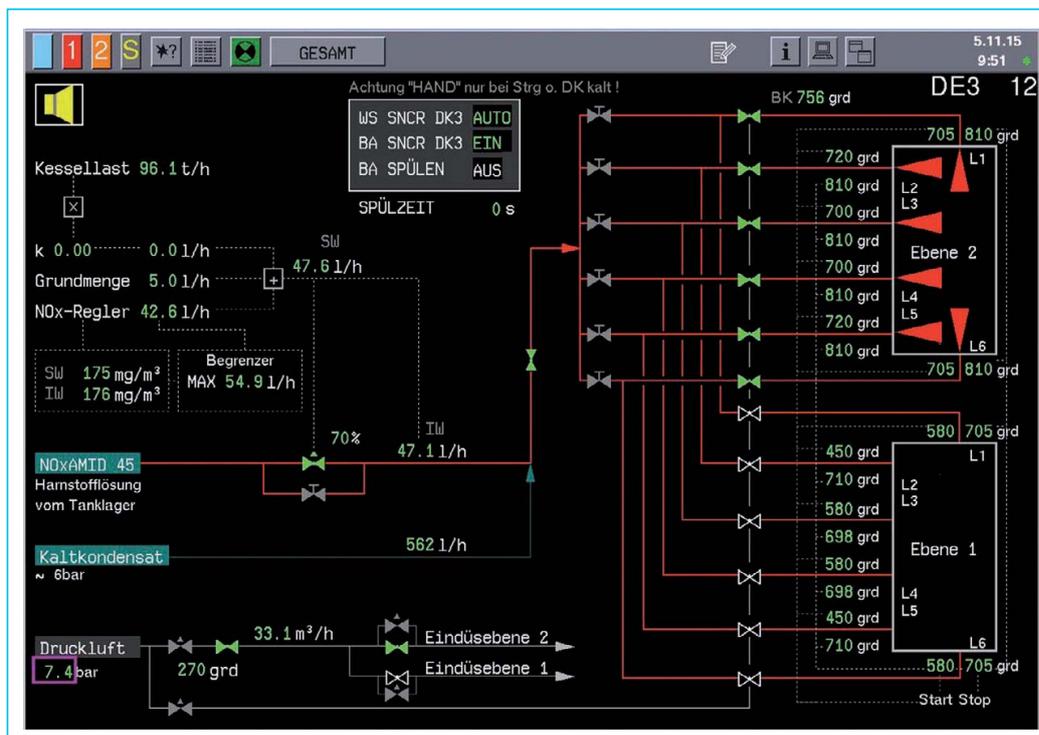


Abb. 14: Prozessbild der Leittechnik – SNCR-Eindüsung

Aufgrund der Zeitverzögerung, die sich zwischen der Eindüsung in die Feuerung über die  $\text{NO}_x$ -Messung nach Kessel, die Probennahme, die Analyse und den Weg der neu eingestellten Konzentration des Reduktionsmittels vom Regelventil zu den Lanzen ergibt, muss die Reduktionsmittelmenge in Abhängigkeit von der Kessellast grob vorausberechnet werden, um den wechselnden Betriebsbedingungen so schnell wie möglich folgen zu können.

Dies erfolgt mithilfe eines Lastsignals, des festgelegten  $\text{NO}_x$ -Reingaswerts und der sich daraus ergebenden  $\text{NO}_x$ -Fracht. Abhängig vom tatsächlich gemessenen  $\text{NO}_x$ -Reingaswert wird die Menge dann ständig korrigiert. Damit die Reduktionsmittelmengen nicht zu extrem schwingen können, wird abhängig von der zu erwartenden Betriebsweise eine konstante Sockelmenge vorgewählt, die nicht unterschritten wird. Vielfach ist es sinnvoll, die Regelcharakteristik zu dämpfen.

Die Prozessregelung kann entweder über eine autarke SPS oder auch, wie in Deuben, über das Prozessleitsystem der Gesamtanlage realisiert werden (Abbildung 13 und Abbildung 14). Diese wurde entsprechend erweitert.

## 5. Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit der Gesamtanlagen wird durch SNCR-Anlagen praktisch nicht beeinträchtigt, sodass in der Regel Werte von 98 % oder 99 % gewährleistet werden. Alle für den Betrieb wesentlichen Komponenten wie Pumpen, die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit haben könnten, sind redundant ausgeführt.

Die Eindüslanzen, die Kontakt mit dem Rauchgas haben und als Verschleißteile regelmäßig kontrolliert und gewartet werden müssen, können während des Betriebes problemlos überprüft und gegebenenfalls rechtzeitig ausgetauscht werden. Damit die  $\text{NO}_x$ -Halbstundenmittelwerte nicht gefährdet werden, sollte der Austausch der einzelnen Lanzen nacheinander erfolgen. Die benutzten Lanzen können durch Kürzen bzw. Austausch der Schutzrohre wieder hergerichtet werden. Gelegentlich müssen auch die Düsen gewechselt werden.

Die eingebauten Armaturen sind nicht anfällig gegen Beschädigung und können ggf. ausgetauscht werden, wenn die SNCR-Anlage während der geplanten Stillstände der Gesamtanlage turnusmäßig gewartet wird. Tritt trotzdem ein unerwarteter Schaden auf, können die meisten Probleme, wie zum Beispiel der Austausch von Durchflussmessern und Manometern, während des Betriebes behoben werden. Kritisch sind u. U. die Regelventile. Diese sind aber mit Bypässen versehen, sodass die entsprechenden Durchflussmengen der Reduktionsmittel ggf. von Hand eingestellt werden können, bis das entsprechende Regelventil ausgetauscht bzw. repariert ist.

Mit vorausschauender Ersatzteilverhaltung sowie regelmäßiger Wartung während der geplanten Anlagenstillstände können praktisch alle Probleme während des Betriebes vermieden und/oder auf ein Minimum beschränkt werden. Sollte trotzdem ein außerplanmäßiger Stillstand der SNCR-Anlage nicht zu vermeiden sein, können die Probleme in kürzester Zeit behoben werden, sodass

die Einhaltung der Tagesmittelwerte auch dann nicht gefährdet wäre.

Kalkablagerungen im Rohrleitungssystem, einschließlich der Armaturen und Eindüslanzen, können nur vermieden werden, wenn – wie in Deuben – Harnstofflösungen mit geeignetem Additiv (z. B. NO<sub>x</sub>AMID) eingesetzt werden. Wenn die SNCR-Anlage mit Ammoniakwasser als Reduktionsmittel betrieben wird, ist als Verdünnungswasser Deionat oder VE-Wasser zwingend erforderlich. Das Reinigen von Kalkablagerungen ist eine sehr zeitaufwändige Prozedur und kann die Verfügbarkeit der Gesamtanlage wesentlich beeinflussen.

## 6. Betriebsergebnisse

Die erste der oben beschriebenen SNCR-Anlagen wurde im Dezember 2014 in Betrieb genommen. Die garantierten NO<sub>x</sub>-Reingaskonzentrationen < 180 mg/Nm<sup>3</sup> tr. wurden in allen Lastbereichen zwischen 55 MW<sub>th</sub> und 85 MW<sub>th</sub> (max. 100 MW<sub>th</sub>) eingehalten.

Da das im Kamin installierte NO<sub>x</sub>-Messgerät die amtlich zugelassene Emissionsmessstelle ist, waren für den Nachweis der Einhaltung der NO<sub>x</sub>-Emissionen keine gesonderten Abnahmemessungen erforderlich.

Die Emissionsnachweismessungen für Ammoniak schlupf im Roh- und Reingas der Dampfkessel des Kraftwerkes Deuben wurden von der TÜV Nord Umweltschutz GmbH & Co. KG am 04.11.2015 und 05.11.2015 durchgeführt [4]. Die Tabellen 2 bis 4 zeigen exemplarisch die NH<sub>3</sub>-Werte im Rauchgas nach Kessel 3 bei Minimallast, Kessel 6 bei Vollast und den Durchschnittswert aller Kessel (2-6) im Kamin. Bemerkenswert ist, dass die garantierten NH<sub>3</sub>-Emissionen von 10 mg/Nm<sup>3</sup> tr. sowohl nach Kessel als auch im Kamin deutlich unterschritten werden.

Entgegen der weit verbreiteten Meinung führt in mit Kohle gefeuerten Kesseln die Bildung von Ammoniumsalzen aufgrund des NH<sub>3</sub>-Schlupfes aus SNCR-Anlagen selten zu anlagentechnischen Problemen, wie Ablagerungen von Ammoniumhydrogensulfat in den Wärmetauschern und daraus herrührenden Druckverlusten. Ammoniumhydrogensulfat lagert sich zum größten Teil an der Flugasche an und wird im Filter abgeschieden. Wenn das Anlagenkonzept stimmt und der Ammoniak schlupf möglichst niedrig ist, hält sich auch die Belastung der Flugasche und der Nebenprodukte aus der Rauchgasreinigung im akzeptablen Rahmen.

Auch bei den Anlagen in Deuben liegen die Werte weit unter dem vertraglich zugesicherten Wert von < 100 mg NH<sub>3</sub>/kg Asche.

Die Verwertbarkeit des Gipses aus der Rauchgasentschwefelungsanlage wird durch Ammoniak nicht eingeschränkt. Das Ammoniak wird gleichzeitig mit den Chloriden auf dem Vakuumfilter ausgewaschen, sodass hierfür keine zusätzlichen Maßnahmen getroffen werden müssen. Messungen bestätigten, dass in Deuben, ebenso wie in kohlegefeuerten Kraftwerken in Polen und Tschechien, keine negativen Auswirkungen auf die Qualität des Gipses festgestellt wurden.

<b>Kessel 3</b>	<b>04.11.15</b>	<b>Minimallast</b>	<b>Minimallast</b>	<b>Minimallast</b>
Messperiode von bis	Uhr Uhr	09:50 10:20	10:22 10:52	10:55 11:25
Mittlerer O <sub>2</sub> -Gehalt	Vol.-%	7,2	7,2	6,4
NH <sub>3</sub> -Norm. tr.	mg/m <sup>3</sup>	5,63	5,01	5,52
NH <sub>3</sub> bez. 6 Vol.-% O <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup>	6,14	5,44	5,65

Tab. 2: Kessel 3 - Emissionsquelle: Abgasführung zwischen 2. und 3. Zug nach Brennraum

<b>Kessel 6</b>	<b>04.11.15</b>	<b>Volllast</b>	<b>Volllast</b>	<b>Volllast</b>
Messperiode von bis	Uhr Uhr	11:36 12:06	12:08 12:38	12:40 13:10
Mittlerer O <sub>2</sub> -Gehalt	Vol.-%	6,7	6,8	6,1
NH <sub>3</sub> -Norm. tr.	mg/m <sup>3</sup>	1,04	1,23	1,4
NH <sub>3</sub> bez. 6 Vol.-% O <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup>	1,09	1,3	1,41

Tab. 3: Kessel 6 - Emissionsquelle: Abgasführung zwischen 2. und 3. Zug nach Brennraum

<b>Kamin: Kessel 2 bis 6</b>	<b>05.11.15</b>	<b>Volllast</b>	<b>Volllast</b>	<b>Volllast</b>
Messperiode von bis	Uhr Uhr	09:26 09:56	09:58 10:28	10:30 11:00
Mittlerer O <sub>2</sub> -Gehalt	Vol.-%	5,4	5,4	5,5
NH <sub>3</sub> -Norm. tr.	mg/m <sup>3</sup>	0,81	0,96	1,1
NH <sub>3</sub> bez. 6 Vol. % O <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup>	0,78	0,92	1,07

Tab. 4: Kessel 2 bis 6 - Emissionsquelle: Abgaskamin nach REA

## 7. Zusammenfassung und Ausblick

Das SNCR-Verfahren hat sich auch im Kraftwerk Deuben der MIBRAG im Dauerbetrieb als zuverlässiges und wirtschaftliches Verfahren zur NO<sub>x</sub>-Abscheidung erwiesen, mit dem die einschlägigen Grenzwerte eingehalten werden. Aus verfahrenstechnischer Sicht ist es praktisch unerheblich, ob Harnstofflösung oder Ammoniakwasser als Reduktionsmittel eingesetzt wird. Wenn die Anlagen entsprechend ausgelegt, gebaut und betrieben werden, sind mit beiden Medien keine nennenswerten Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Gesamtanlagen zu erwarten.

Mit der SCR-Technik sind zwar etwas höhere NO<sub>x</sub>-Abscheidegrade erreichbar als mit der SNCR-Technik, allerdings stehen die Kosten selten in einem wirtschaftlich vertretbaren Verhältnis zum Nutzen. Dies gilt insbesondere, wenn man berücksichtigt, dass mit feuerungstechnischen Maßnahmen inzwischen NO<sub>x</sub>-Werte erreicht werden, die häufig deutlich unter 350 mg/Nm<sup>3</sup> liegen. Auch wird das im Sinne der BVT (Beste Verfügbare Technik) gebotene Schutzniveau der Umwelt

nicht erreicht, da man z. B. für die Kosten einer SCR-Anlage fünf bis zehn SNCR-Anlagen bauen kann, die jede für sich die zukünftigen NO<sub>x</sub>-Grenzwerte sicher einhalten kann. Mehrere SNCR-Anlagen zusammen entlasten also die Umwelt um ein Vielfaches mehr als eine SCR-Anlage alleine.

Es liegen sowohl mit Harnstoff als auch mit Ammoniakwasser einschlägige praktische Erfahrungen vor, sodass *maßgeschneiderte*, kostengünstige Lösungen für die NO<sub>x</sub>-Probleme erarbeitet und realisiert werden können, mit denen die vom Gesetzgeber gestellten Anforderungen auch für Großfeuerungsanlagen erfüllt und in vielen Fällen sogar übertroffen werden.

Besonders in osteuropäischen Ländern belegen langjährige Betriebsergebnisse aus weiteren mit Kohle gefeuerten Kesselanlagen mit bis zu 225 MW<sub>el</sub>, dass das SNCR-Verfahren heute vielfach den Stand der Technik bestimmt.

## 8. Quellen

- [1] von der Heide, Bernd: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik? In: Karl J. Thomé-Kozmiensky und, Michael Beckmann (Hrsg.): Energie aus Abfall. Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky. 2008. S. 275 – 293.
- [2] von der Heide, Bernd: Advanced SNCR Technology for Power Plants. Power-Gen International. Las Vegas. December 2011.
- [3] von der Heide, Bernd: SNCR-Verfahren der Zukunft für Großfeuerungsanlagen – Konzepte, Erfahrungen, TWIN-NO<sub>x</sub><sup>®</sup>-Verfahren. In: Michael Beckmann und Antonio Hurtado (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung. Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky. 2012. S. 623 – 635.
- [4] TÜV NORD Umweltschutz GmbH & Co. KG: Bericht über die Durchführung von Einzelmessungen nach 17. BImSchV. 15. Dezember 2015.