

Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster / Niederlande von SCR auf SNCR



Abfallwirtschafts- und Energiekonferenz
Berlin, 28. - 29.01.2013

Sonderdruck aus
“Energie aus Abfall“ Band 10,
TK Verlag Karl Thomé Kozmiensky

Umrüstung der Abfallverbrennungsanlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR

Frans Moorman, Bernd von der Heide und Claus Stubenhöfer

1.	Beschreibung der Verbrennungsanlage vor der Umrüstung.....	684
2.	Die Verbrennung nach der Umrüstung	685
2.1.	Verfahrenstechnische Grundlagen des SNCR-Verfahrens	685
2.2.	Die Festlegung der richtigen Eindüshöhen: Temperaturmessungen vorab	688
2.3.	Anlagenkonzept und Realisierung des Projekts.....	689
3.	Konzept und wesentliche Komponenten der SNCR-Anlage in Wijster.....	690
3.1.	Reduktionsmittellager	691
3.2.	Transferpumpen.....	692
3.3.	Misch- und Messmodul	692
3.4.	Eindüssystem	693
3.5.	Prozessregelung.....	694
4.	Betriebserfahrungen und Nebenemissionen.....	694
4.1.	Verbrauch von Ammoniakwasser.....	697
4.2.	Belastung der Nebenprodukte aus der RGR mit Ammoniak.....	697
5.	Verfügbarkeit	698
6.	Vergleich SCR zu SNCR aus Energie- und Umweltgesichtspunkten.....	699
7.	Zusammenfassung und Ausblick.....	701
8.	Literatur.....	702

Attero betreibt seit 1996 in Wijster in den Niederlanden eine integrierte Abfallverarbeitungsanlage. Die Anlage besteht aus einer Sortierungs- und einer Verbrennungsanlage. Jede der drei Verbrennungslinien ist mit einer Katalysator-Anlage (SCR) für die NO_x-Minderung ausgerüstet.

Die Katalysatoren haben zwei Funktionen: die Oxidation von Dioxinen und die Entstickung der Abgase. Aufgrund der Alterung der Katalysator-Elemente wird bereits seit einigen Jahren die Oxidation der Dioxine durch Aktivkohle realisiert. Innerhalb der nächsten Jahre wäre auch die komplette Erneuerung der Katalysator-Elemente für die Entstickung notwendig geworden.

Neben der Alterung der Katalysatoren ist der hohe Verbrauch von Erdgas zur Wiederaufheizung der Abgase ein Nachteil der SCR-Anlage. Als die Anlage 1992 geplant wurde, war noch nicht abzusehen, dass mit der selektiven nicht-katalytischen Reduktion (SNCR) ähnlich niedrige NO_x -Werte erreicht werden könnten, wie sie mit der SCR-Technik dem damaligen Stand der Technik entsprachen. Mittlerweile wird aber auch das SNCR-Verfahren als *Best Available Technology Reference* (BREF) für Abfallverbrennungsanlagen von der Europäischen Kommission genannt. SNCR ist damit allgemein als ein zuverlässiges, technisch ausgereiftes und wirtschaftliches Verfahren für die Entstickung anerkannt.

Aufgrund des erheblich günstigeren Kosten-Nutzen-Verhältnisses der SNCR-Technik hat sich Attero dazu entschieden, die drei SCR-Reaktoren der drei Verbrennungsanlagen außer Betrieb zu nehmen und durch SNCR-Anlagen zu ersetzen. Unabhängig von den wirtschaftlichen Vorteilen war die wesentliche Voraussetzung für diese Entscheidung, dass die gesetzlichen Emissionswerte eingehalten oder unterschritten werden.

1. Beschreibung der Verbrennungsanlage vor der Umrüstung

Der Restmüll, den man nach der Trennung von Biomüll, Papier, Glas, Textilien, Kunststoff und Problemmüll erhält, wird zerkleinert und sortiert. Dabei werden Kunststoff, Papier-Kunststoff-Gemisch und eine Fein-Fraktion getrennt und separat vermarktet

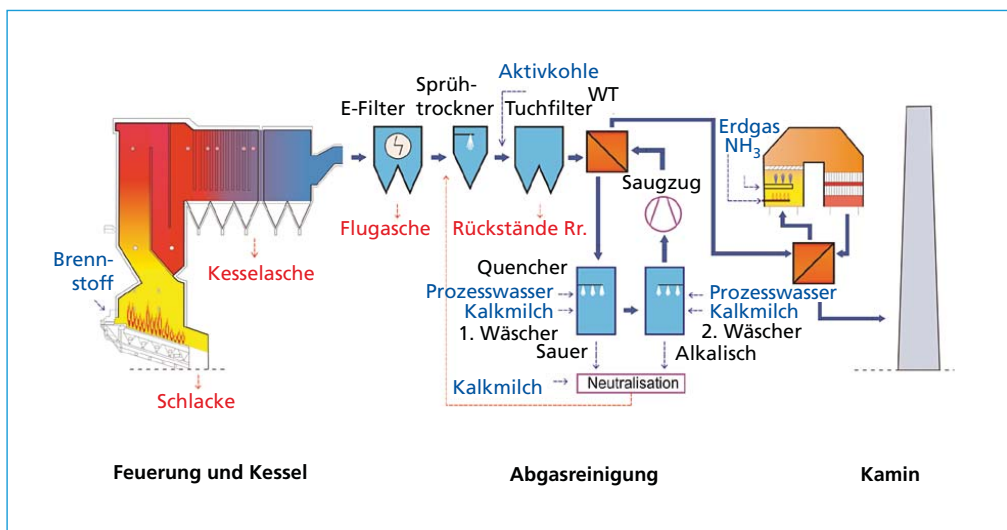


Bild 1: Schema der Verbrennungslinien mit SCR

oder vergärt. Der Brennstoff aus Müll (kurz: BRAM) hat einen Heizwert von etwa 9 MJ/t und wird in drei Linien verbrannt, von denen jede einen Durchsatz von 25 t/h hat, was einer thermischen Leistung von etwa 60 MW entspricht.

Jede Verbrennungslinie besteht aus einer Rostfeuerung mit Kessel, einem Elektrofilter, einer zweistufigen Abgaswäsche mit Sprühtrockner zur Verdampfung des Abwassers aus den Wäschern, einer Vorrichtung zum Einblasen von Aktivkohle in den Abgaskanal zur Dioxinabscheidung und einer Katalysatoranlage (SCR) zur selektiven Abscheidung der NO_x -Emissionen (Bild 1). Die Wiederaufheizung der Abgase vor dem Katalysator erfolgt durch einen Wärmetauscher, mit dem der Wärmeüberschuss im Abgas nach der SCR genutzt wird, um die Abgase vor SCR auf etwa 210 °C aufzuheizen. Die zusätzliche Energie, die für die Reaktion im Katalysator notwendig ist, wird durch erdgasgefeuerte Brenner zugeführt.

2. Die Verbrennung nach der Umrüstung

2.1. Verfahrenstechnische Grundlagen des SNCR-Verfahrens

Sowohl bei der selektiven katalytischen Reduktion (SCR) als auch bei der nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser, Harnstoff) oder gasförmig (Ammoniak) in die heißen Abgase eingedüst. In beiden Prozessen sind die chemischen Reaktionen ähnlich: es entstehen molekularer Stickstoff und Wasserdampf. Beim SNCR-Verfahren liegt der optimale Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x -Reduktion erzielt wird, abhängig von der Abgaszusammensetzung, zwischen etwa 850 und etwa 1.050 °C. Oberhalb dieses Temperaturbereiches wird in zunehmendem Maße Ammoniak oxidiert, d.h. es bilden sich Stickoxide (Bild 2). Bei niedrigeren Temperaturen verringert sich die Reaktionsgeschwindigkeit, wodurch Ammoniak-Schlupf entsteht, der im Verlauf des weiteren Abgasweges zur Bildung von Ammoniaksalzen und dadurch zu Sekundärproblemen führen kann.

Mit Katalysator finden die Reaktionen ebenfalls in einem begrenzten Temperaturfenster statt, das aber, abhängig von der Katalysatormischung, in einem Bereich außerhalb der Feuerung bzw. des Kessels liegt.

Für eine optimale NO_x -Abscheidung bei minimalem NH_3 -Schlupf muss das Reduktionsmittel im Grunde *nur* gut mit den Abgasen im optimalen Temperaturbereich durchmischt werden.

Nun führt in Abfallverbrennungsanlagen die ständig wechselnde Zusammensetzung des Abfalls zu schnellen und starken Änderungen von Heizwert und Zündverhalten des Brennstoffs, wodurch die Wärmefreisetzung und damit die Temperaturen in der Feuerung bei gleicher Kessellast stark schwanken. Dies führt zu Temperaturschiefen, die 150 K und größer sein können. Darüber hinaus wandert das Temperaturfenster aufgrund des zunehmenden Verschmutzungsgrades der Heizflächen im Laufe der Reisezeit im Feuerungsraum weiter nach oben bzw. in Richtung der Abgasströmung (Bild 3).

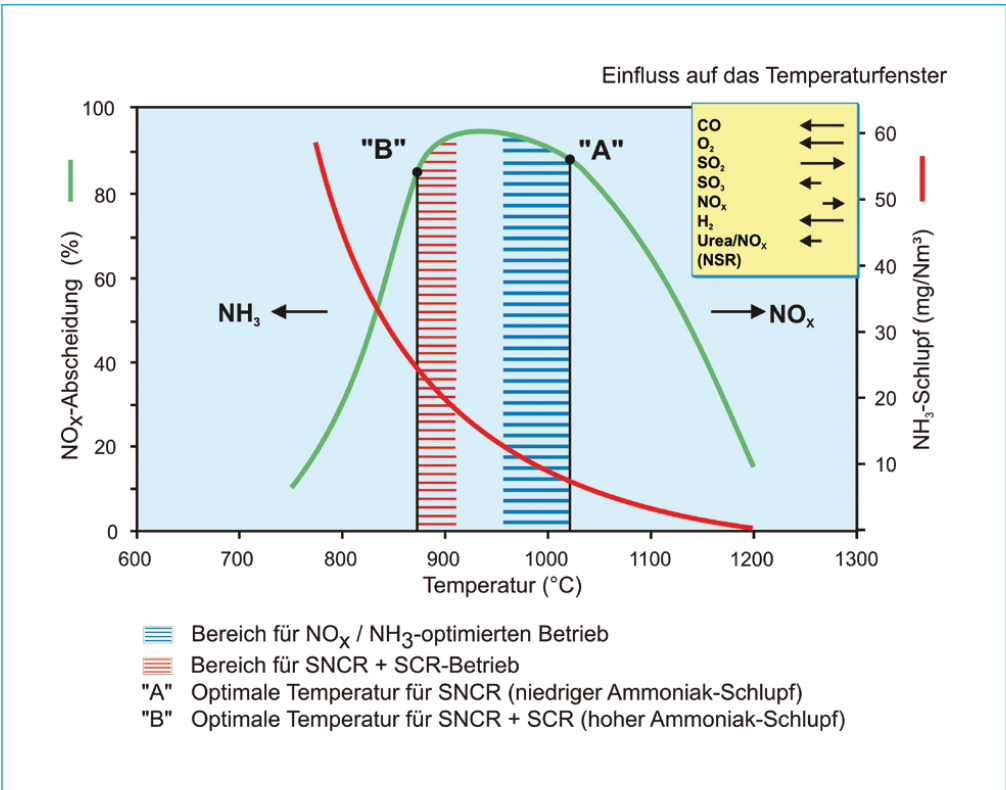


Bild 2: NO_x -Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

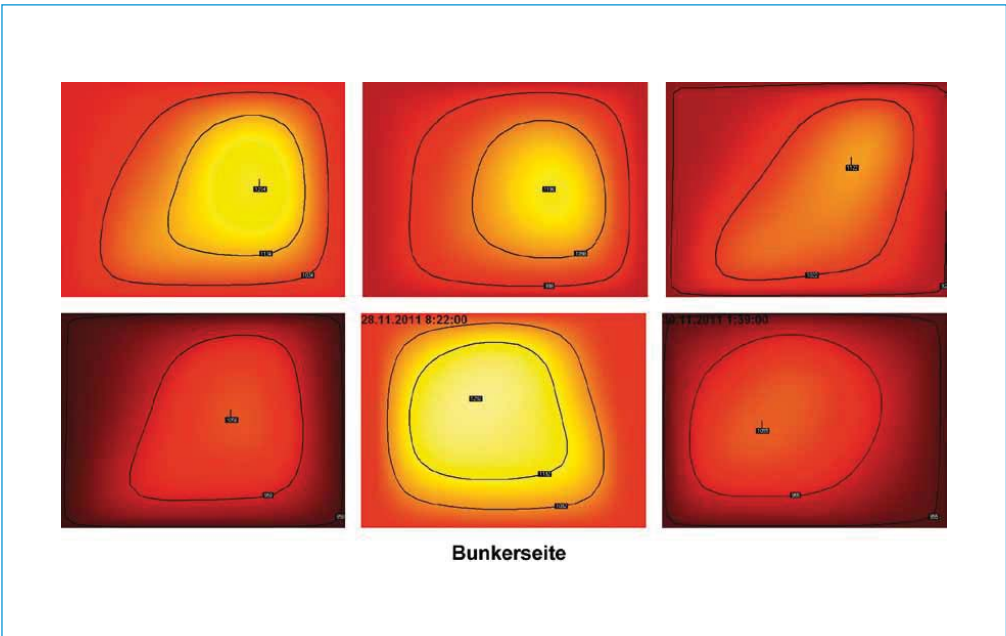


Bild 3: Temperaturprofil in der agam Messebene bei verschiedenen Kessellasten

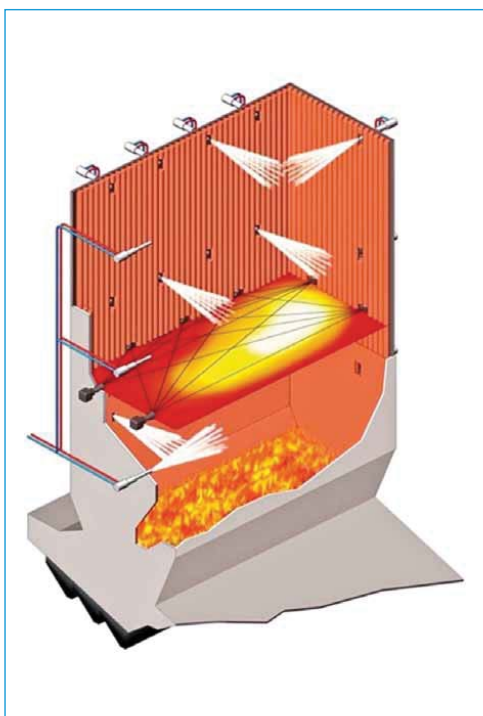


Bild 4: Temperaturabhängige Umschaltung einzelner Lanzen

Für den geforderten NO_x -Reingaswert von 60 mg/Nm^3 (tr., bez. auf 11 % O_2) und den NH_3 -Schlupf von $< 10 \text{ mg/Nm}^3$ muss unter allen vorherrschenden Betriebsbedingungen über den gesamten Querschnitt von jeder Lanze aus in das NO_x/NH_3 -optimierte Temperaturfenster eingedüst werden. In diesem Bereich, der nur etwa 50 K umfasst und in Bild 2 besonders hervorgehoben ist, ist der NO_x -Abscheidungsgrad am höchsten und der NH_3 -Schlupf am niedrigsten. Diese Fahrweise ist im Normalbetrieb einer Verbrennungsanlage mit der herkömmlichen Konzeption aber nicht verlässlich zu realisieren. Hierfür haben sich Anlagen bewährt, die mit einer akustischen Temperaturmessung ausgerüstet sind und in denen jede einzelne Eindüslanze abhängig von den Temperaturen in den Eindüsstellen umgeschaltet wird, so dass immer in die richtige Temperatur eingedüst wird (Bild 4).

Das System besteht aus mechanisch und elektrisch baugleichen Sender- und Empfänger-einheiten, die an den Wänden des Feuerraums angebracht sind, und einer externen Steuereinheit (Bild 5).

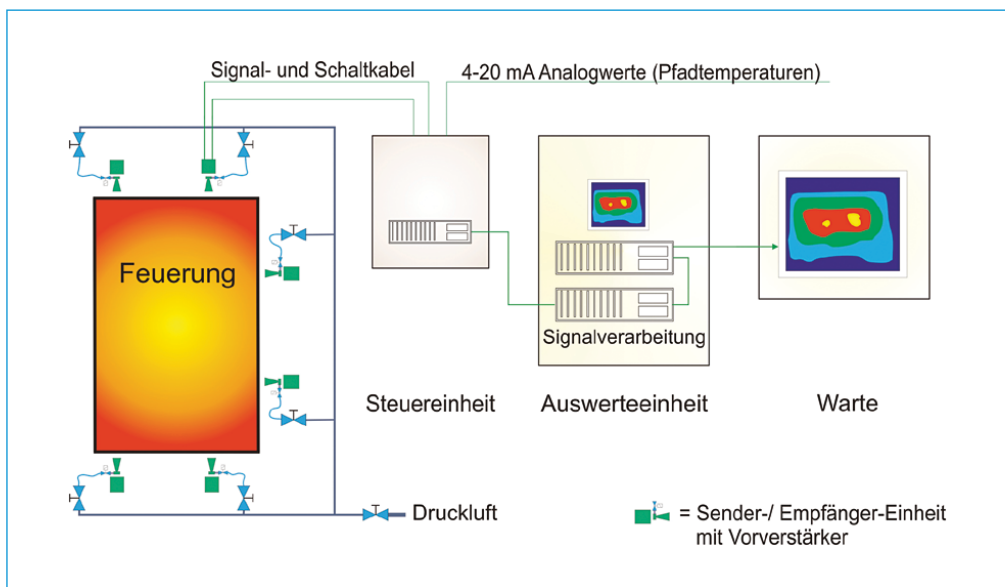


Bild 5: Akustische Temperaturmessung – Schematische Darstellung

Bei der Messung öffnet das Magnetventil in der Druckluftleitung auf der Senderseite, wodurch akustische Signale erzeugt werden. Die Signale werden an der Sender- und Empfängerseite zeitgleich aufgezeichnet. Aus den digitalisierten Signalen wird die Schalllaufzeit ermittelt. Da die Länge der Strecke bekannt ist, erhält man die Schallgeschwindigkeit, die in eine Temperatur, die so genannte Pfadtemperatur, umgerechnet wird. Mit mehreren Sender- und Empfängereinheiten in einer Ebene erhält man Mehrpfadkonfigurationen, mit denen die zweidimensionale Temperaturverteilung in einer Ebene unmittelbar ohne Verzögerung ermittelt wird.

Das so ermittelte Temperaturprofil wird in Sektionen aufgeteilt und kann einzelnen Lanzen oder Lanzengruppen zugeordnet werden, die dann abhängig von der gemessenen Abgastemperatur umgeschaltet werden können. Hierdurch wird sichergestellt, dass das Reduktionsmittel auch bei schnell wechselnden Abgastemperaturen an die für die Reaktion wirkungsvollsten Stellen gelangt und die SNCR-Anlage bezüglich NO_x -Abscheidegrad, Reduktionsmittelverbrauch und NH_3 -Schlupf immer im optimalen Bereich fährt (Bild 6).

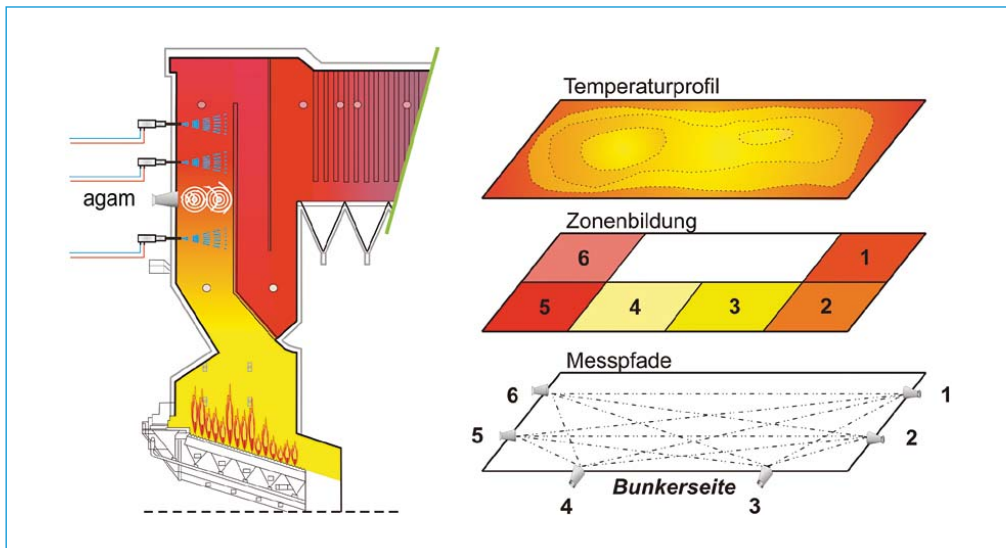


Bild 6: Temperaturmessung und Eindüsebenen für SNCR der AVA in Wijster

2.2. Die Festlegung der richtigen Eindüshöhen: Temperaturmessungen vorab

Zur Planung für die Festlegung der drei Eindüsebenen (Bild 7) und der Position der Eindüslanzen wurden an jedem der drei Kessel vierwöchige Temperaturmessungen mit einer mobilen akustischen Temperaturmessereinrichtung (agam) durchgeführt, um die Temperaturen bzw. Temperaturschief lagen bei verschiedenen Lastfällen zu ermitteln.

Für die Messungen wurden auf etwa 40 m Höhe sechs und auf etwa 45 m Höhe zwei Sender- und Empfängereinheiten installiert. Mit dieser Anordnung wurde neben

dem Temperaturprofil auch eine belastbare Aussage über den Temperaturgradienten zwischen beiden Ebenen erhalten. Die Messungen fanden zwischen Oktober 2011 und Januar 2012 statt. Die Ergebnisse zeigten, dass für die Lastbereiche, in denen die drei Verbrennungslinien betrieben werden, jeweils drei Eindüsebenen erforderlich sein würden. Die Regelgüte, d. h. die Abweichung der tatsächlichen Dampfproduktion vom vorgegebenen Sollwert, liegt mit etwa $\pm 3\%$ im *guten* Bereich. Der Temperaturgradient liegt bei allen drei Kesseln im Bereich von 20 K/m.

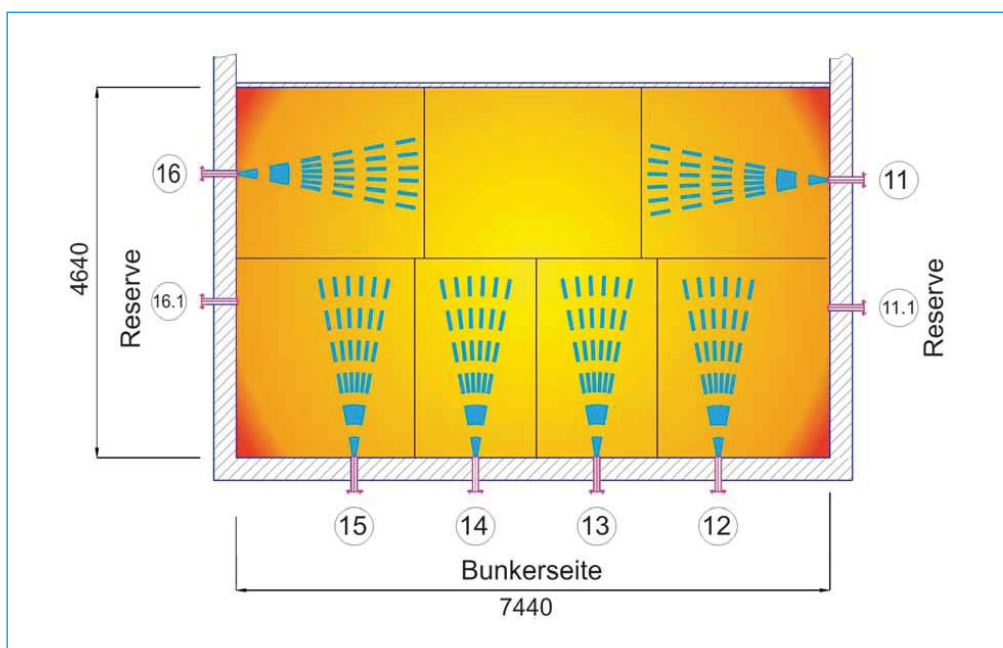


Bild 7: Geometrie der Eindüsebenen

Weiterhin stellte sich bei der Planung der Umrüstung von SCR auf SNCR die Frage, ob für die Behandlung der Abwässer aus den Wäschern ein Stripper zur Abscheidung des NH_3 -Schlupfes nötig sein würde. In den Budgetplanungen war diese Komponente bereits eingeplant. Hierauf kommen wir später noch einmal zurück.

2.3. Anlagenkonzept und Realisierung des Projekts

Im März 2012 wurde die Katalysatoranlage der ersten Linie außer Betrieb genommen und durch die erste der drei SNCR-Anlagen ersetzt. Das Gesamtkonzept nach der Umrüstung auf SNCR ist in Bild 8 dargestellt.

Die Betriebsmittel Ammoniakwasser, Deionat, Druckluft und Steuerluft, die für die neuen SNCR-Anlagen benötigt werden, waren bereits auf dem Gelände vorhanden. Lediglich für Ammoniakwasser und Deionat wurde jeweils ein neues Pumpenmodul montiert. Der Umbau, d.h. die Anbringung der Öffnungen für die Eindüsulanzen und die Sender- und Empfängereinheiten für die akustische Temperaturmessung im Kessel 11,

die Montage der Misch- und Messmodule, Schaltschränke, Rohrleitungen und Kabel wurde für die erste Linie während der Kesselrevision im Januar/Februar 2012 durchgeführt, die Montagearbeiten für die beiden anderen Linien wurden bereits vor der Revision von Kessel 12 (Okt./Nov. 2012) weitgehend abgeschlossen.

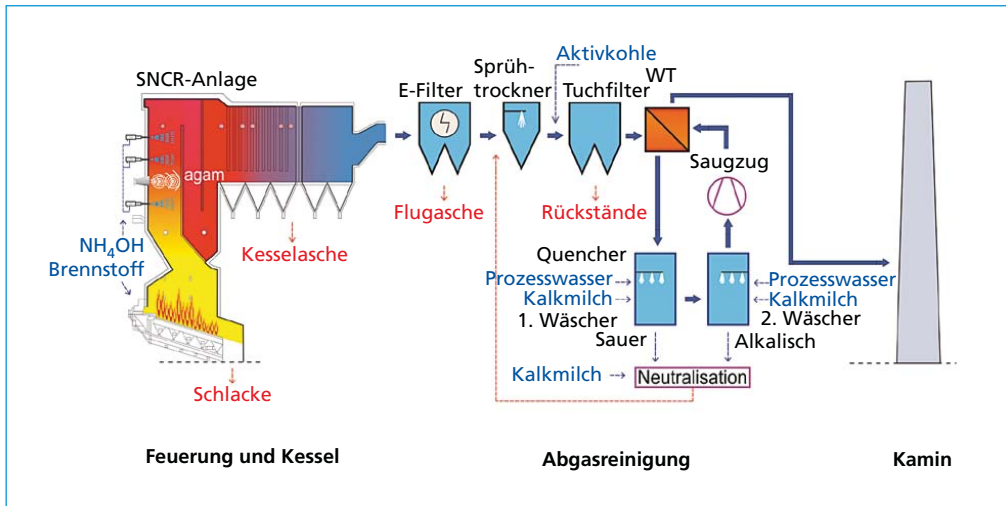


Bild 8: Schema der Verbrennungslinien nach Umbau mit SNCR

Dabei waren lediglich für die akustische Temperaturmessung Ausbiegungen erforderlich. Die Ausbiegungen für die besonders konstruierten Eindüslanzen konnten komplett eingespart werden.

Die Steuerung der SNCR-Anlagen wurde in das Prozessleitsystem der Hauptleitwarte integriert, so dass für die drei Linien keine dezentralen Steuerungen (SPS) nötig waren.

Der Rückbau der Katalysatoranlagen erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wurde an jedem der drei Katalysatoren eine Bypass-Leitung montiert, so dass die Abgase bei Inbetriebnahme der SNCR-Anlage nicht mehr durch die Katalysatorelemente strömen. Im zweiten Schritt werden die Katalysatoren komplett stillgelegt und zurückgebaut.

3. Konzept und wesentliche Komponenten der SNCR-Anlage in Wijster

Das vereinfachte Verfahrensfliessbild (Bild 9) zeigt die Funktion und den Aufbau der SNCR-Anlage, wie sie für die Abfallverbrennungsanlage in Wijster von M&S geplant, geliefert und in Betrieb gesetzt wurde. Aufgrund der anspruchsvollen Anforderungen (NO_x 60 mg/Nm³ und NH_3 -Schlupf < 10 mg/Nm³) sind drei Eindüseebenen mit jeweils 6 Lanzen installiert worden. Hierbei wird jede einzelne Lanze abhängig von der jeweiligen Zonentemperatur so angesteuert, dass das Ammoniakwasser immer in den optimalen Temperaturbereich in der Feuerung eingedüst wird.

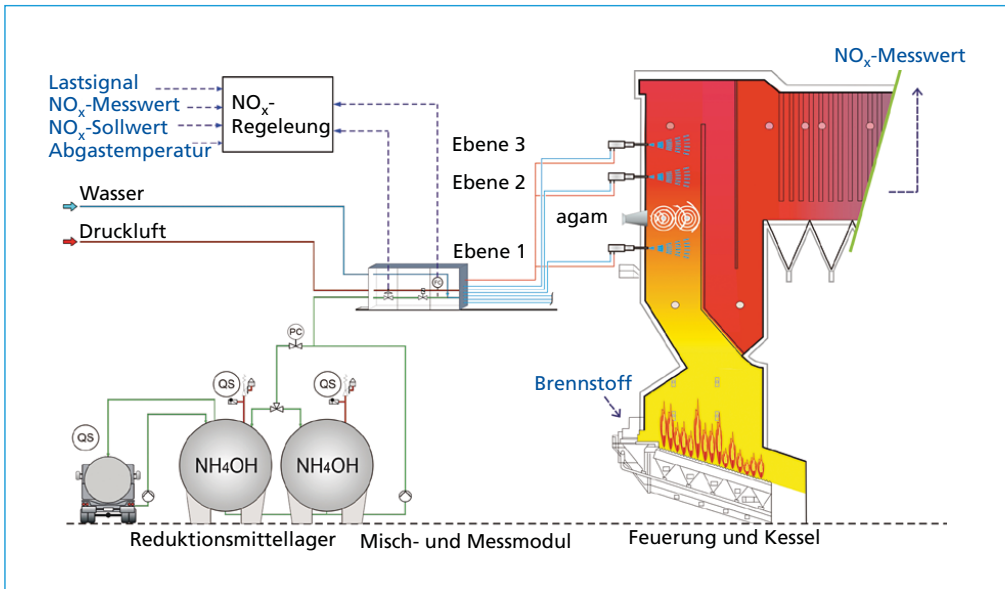


Bild 9: Verfahrensfließbild SNCR-Anlage mit agam und drei Eindüsebenen

3.1. Reduktionsmittellager

Für die Lagerung von Ammoniakwasser wird das vorhandene Lager für die SCR-Anlage genutzt. Das Lager besteht aus zwei einwandigen Lagertanks aus GFK mit einer Kapazität von jeweils 55 m³ Lagerkapazität (Bild 10), die im Gebäude in einer dichten Auffangwanne untergebracht sind, damit kein Ammoniakwasser in das Grundwasser gelangen kann. Die Rohrleitung für die gemeinsame Versorgung der drei SNCR-Anlagen wurde in das bestehende System eingebunden und – soweit noch nicht vorhanden – mit allen notwendigen Armaturen und Alarmen ausgerüstet.



Bild 10:

Vorhandenes Tanklager für Ammoniakwasser

Zu der umfangreichen sicherheitstechnischen Ausrüstung gehören außerdem Ammoniaksensoren, Flammensperre, Gaspendelleitung, Ganzkörper- und Augendusche usw.

Die Befüllung der Lagertanks erfolgt mittels Entladepumpe aus Tankwagen. Da das verdrängte Gasvolumen aus den Lagertanks nicht in die Atmosphäre gelangen darf, wird es über die Gaspendelleitung in den Tank des Lieferfahrzeugs zurückgeleitet. Wegen der Explosionsgefahr dürfen darüber hinaus die kostengünstigeren Tauchmotorpumpen für die Förderung des Ammoniakwassers vom Tank zu den Misch- und Messmodulen und den Eindüslanzen nicht eingesetzt werden.

Ammoniakwasser unterliegt der Wassergefährdungsklasse 2 (wassergefährdend) und darüber hinaus, wegen des hohen Gefährdungspotentials für die Umwelt, der europäischen Norm EN 12952-14:2004 (früher TRD 451 und 452).

3.2. Transferpumpen

Vom Lagertank wird das Ammoniakwasser 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 der drei Verbrennungsanlagen. Über Regelventile wird die für die Entstickung erforderliche Reduktionsmittelmenge abgenommen.

3.3. Misch- und Messmodul

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

- Messen von allen Durchflussmengen (Reduktionsmittel, Deionat, Luft),
- Mischen des Reduktionsmittels mit Deionat,
- Verteilung der Flüssigkeiten und der Zerstäubungsluft zu den Eindüslanzen,
- Absperren der Reduktionsmittelversorgung im Falle von Betriebsstörungen.

Die Module enthalten die notwendigen Armaturen und die Mess- und Regeleinrichtungen für die Durchflussmengen und die Drücke der Reduktionsmittel, der Druckluft und des Deionats (Bild 11).



Bild 11:

Misch- und Messmodul

Der Druck der Flüssigkeiten und der Druckluft hängt von den geforderten Wurfweiten und der Tropfengröße ab und liegt in der Anlage in Wijster zwischen 2,7 und 3,4 bar

am Eintritt der Düsenlanzen, wodurch sich unter Berücksichtigung des Druckverlustes im Modul und den Rohrleitungen zu den Lanzen ein Druck von etwa 3,4 – 3,8 bar nach dem Druckminderventil (Deionat) bzw. nach dem Regelventil (NH_4OH) im Misch- und Messmodul ergibt.

Alle Teile eines Moduls sind zum Schutz der Instrumente gegen Staub und Spritzwasser in einen Schrank eingebaut. Glastüren erleichtern bzw. ermöglichen das Ablesen der Instrumente buchstäblich im Vorübergehen. Insbesondere bei Anlagen, die mit Ammoniakwasser betrieben werden, helfen die Glastüren, das Gefährdungspotential des Wartungspersonals zu minimieren, da eine eventuelle Leckage schon beurteilt werden kann, ohne dass die Türen geöffnet werden müssen und sich das Personal nicht den giftigen Dämpfen aussetzen muss.

Misch- und Messmodule, die mit Ammoniakwasser betrieben werden, unterliegen strengeren Richtlinien als für Harnstofflösung. Die Rohrleitungen und Armaturen müssen mindestens in der Druckstufe PN10 ausgeführt werden. Eine höhere Druckstufe wie sie von manchen Betreibern gefordert wird, ist nicht zu empfehlen, da als Konsequenz auch die Messbereiche und Skalierung der Messgeräte wie z.B. der Manometer erweitert werden müssten, was die Ablesegenauigkeit beeinträchtigen würde. Für alle Armaturen und Werkstoffe, die mit Ammoniakwasser in Berührung kommen, sind 3.1 Zeugnisse notwendig. Damit keine Gefährdungen aufgrund von Leckagen auftreten können, sind Ammoniakdetektoren eingebaut, die bei 400 ppm Ammoniak Alarm auslösen und bei 800 ppm die Pumpen abschalten.

3.4. Eindüssystem

Für die optimale NO_x -Abscheidung werden Düsen verwendet, die für die Größe und Geschwindigkeit der Tropfen, die Kesselgeometrie und die Abgasbedingungen ausgelegt



Bild 12: Eindüslanzen und agam

sind. Auf jeder Eindüslanze befindet sich eine Düse, wodurch eine gleichmäßige Verteilung der in Wasser gelösten Reduktionsmittel im Abgas sichergestellt wird. Wegen der einfacheren Handhabung wird vorzugsweise Druckluft als Treibmittel verwendet. Als Verdünnungswasser, das als Trägermedium dient, ist für Ammoniakwasser Deionat bzw. VE-Wasser zwingend erforderlich, da sich sonst u.U. schon innerhalb eines Tages die Armaturen und Düsen durch Kalkablagerungen zusetzen können.

In der Anlage in Wijster werden Wandlanzen eingesetzt, wodurch sich der Verschleiß durch Korrosion in Grenzen hält (Bild 12).

3.5. Prozessregelung

Beim SNCR-Verfahren sind verfahrensbedingt keine zeitgleichen Messungen der Roh- und Reingaswerte möglich. Weil die Messungen erst im kälteren Abgas nach Kessel durchgeführt werden können, kann der NO_x -Gehalt nur alternativ mit oder ohne Reduktionsmitteleindüsung gemessen werden. Wegen der Zeitverzögerung, die sich zwischen der Eindüsung in die Feuerung über die NO_x -Messung nach Kessel, z.B. im Kamin, die Probennahme, die Analyse und den Weg der neu eingestellten Konzentration des Reduktionsmittels vom Regelventil zu den Lanzen ergibt, wird die Reduktionsmittelmenge in Abhängigkeit von der Kessellast grob vorausberechnet, um den wechselnden Betriebsbedingungen so schnell wie möglich folgen zu können.

Dies erfolgt mit Hilfe eines Lastsignals, dem festgelegten NO_x -Reingaswert und der sich daraus ergebenden NO_x -Fracht. Abhängig vom tatsächlich gemessenen 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.

Das Einschalten der SNCR-Anlagen und ggf. das Umschalten der Eindüseebenen oder der einzelnen Lanzen erfolgt abhängig von der Feuerraumtemperatur in den Sektoren, die mit dem akustischen Temperaturmesssystem ermittelt wurden, und denen einzelne Lanzen zugeordnet sind. Die Prozessregelung erfolgt über das Prozessleitsystem der Gesamtanlage, kann aber auch über eine autarke SPS realisiert werden. Die Visualisierung wird über eine Busanbindung mit der Warte hergestellt (Bild 13).

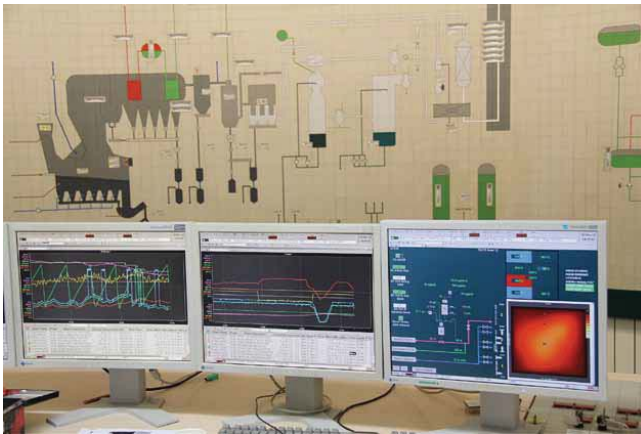


Bild 13:

Leitwarte, Visualisierung der SNCR-Anlage

4. Betriebserfahrungen und Nebenemissionen

Durch die gründliche Planung der Umbauarbeiten und die richtige Festlegung der Eindüseebenen konnte von Beginn an ein störungsfreier Betrieb sichergestellt werden. Da die Abgastemperaturen nach der Kesselrevision (Linie 11) recht schnell wieder *normale* Werte erreichten, konnte auch der NH_3 -Schlupf nach Betriebsbeginn eingehalten

werden. Normalerweise benötigt ein Abfall-Verbrennungskessel etwa 2 – 4 Wochen, um eine sogenannte Grundverschmutzung aufzubauen und den Wärmeübergang in die Flossenwände zu mindern.

In den nachfolgenden Tabellen (Tabelle 1 und 2) sind die Ergebnisse der ersten Betriebsmonate aufgeführt. Die Praxis-Werte der ersten Linie von März bis September 2012 sind dort für drei Linien hochgerechnet.

Der Ammoniakslupf am Kesselende ist nur schwierig zu messen. Ammoniak und Chlor verbinden sich zu Ammoniumchlorid, welches sich in den kalten Rohrleitungen der Messgeräte niederschlägt. Hier müsste durch eine Isolierung und Beheizung der Messleitungen eine Verbesserung der Messgüte hergestellt werden.

Um den Ammoniakslupf zu minimieren, ist bisher im heißen Bereich des Temperaturfensters rechts von Punkt A in Bild 2 eingedüst worden, in dem zunehmend Ammoniak zu NO_x verbrannt wird. Da in der Praxis mehr Ammoniak als erwartet in der Abgasreinigung abgeschieden wird, kann zukünftig ein höherer Schlupf toleriert werden. Es ist geplant, die SNCR-Anlage hinsichtlich des Wirkungsgrads zu optimieren und mehr zwischen den Punkten A und B einzudüsen. Dadurch ist zu erwarten, dass der Verbrauch an Ammoniakwasser deutlich reduziert wird.

In Bild 14 sind die NO_x -Tagesmittelwerte aufgeführt. Es ist deutlich zu sehen, dass die Emissionsanforderungen immer eingehalten werden. In den ersten neun Monaten ist mit dem SNCR-Verfahren ein NO_x -Jahres-Mittelwert von 50 mg/Nm^3 trocken, bez. auf 11 % O_2 erreicht worden. Das ist vergleichbar mit der SCR-Anlage, mit der ein NO_x -Jahresmittelwert von 45 mg/m^3 eingehalten wurde. Der NO_x -Tagesmittelwert variiert noch recht häufig, liegt aber in der Regel unter dem genehmigten Grenzwert von 65 mg/Nm^3 .

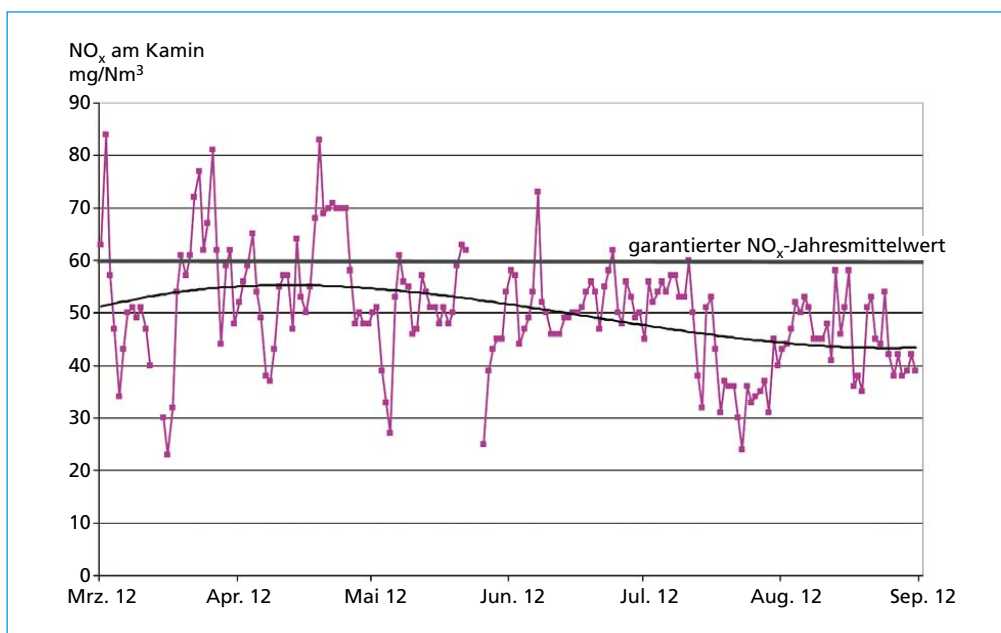


Bild 14: Tagesmittelwerte Linie 11 von März bis September 2012

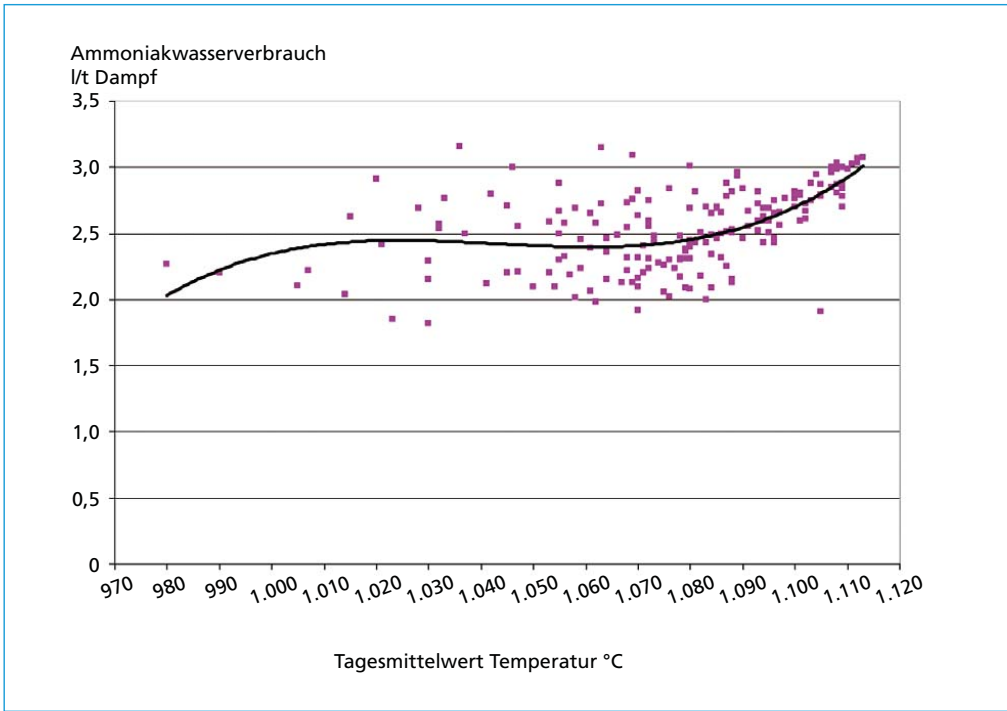


Bild 15: Der spezifische Ammoniakwasserverbrauch variiert

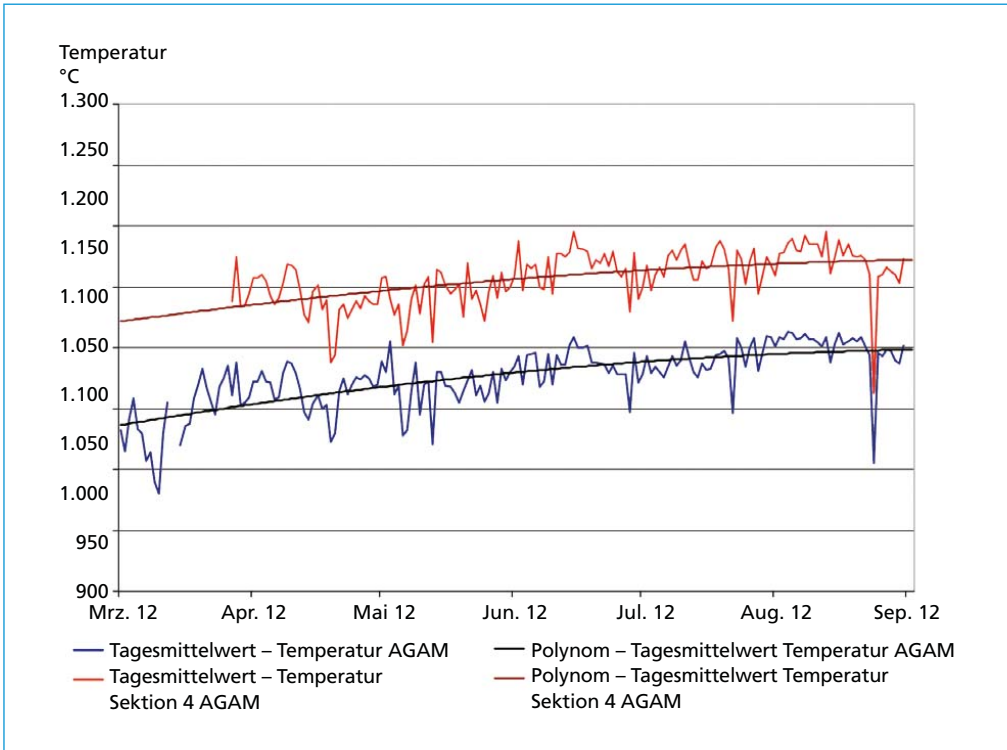


Bild 16: Anstieg der mittleren Temperaturen im Laufe der Reisezeit

Der spezifische Ammoniakwasserverbrauch (Bild 15, Liter je Tonne Dampf) variiert noch sehr deutlich. Das erklärt sich durch die steigenden Abgastemperaturen im Kessel. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme im März 2012 nach der Revision war der Kessel noch komplett sauber. Nach einigen Wochen/Monaten Betrieb sind die Wärmetauscher verschmutzt, so dass die Wärme aus dem Abgas nicht mehr so gut aufgenommen werden kann. Es ist deutlich zu sehen, wie der Verbrauch an Ammoniakwasser mit der zunehmenden mittleren Abgastemperatur aus der agam-Ebene ansteigt (Bild 16). In Sektor 4 (vgl. Bild 6) ist es am heißesten. Dort wird relativ viel NH_3 zu NO_x verbrannt, da die Temperaturen etwa 75°C höher sind als im Durchschnitt des Kesselquerschnitts.

4.1. Verbrauch von Ammoniakwasser

Die Bewertung des Verbrauchs von Ammoniakwasser ist für SNCR-Anlagen nur mit Einschränkungen möglich. Weil die NO_x -Rohgaskonzentrationen während des Betriebs stark schwanken können und die SNCR-Anlage für Messungen der NO_x -Konzentrationen im Rohgas abgeschaltet werden muss, kann die abgeschiedene NO_x -Fracht nur geschätzt werden.

Für die Anlage in Wijster wurde folgende Massenbilanz für Ammoniak erstellt

- etwa 30 % wird für NO_x -Abscheidung umgesetzt,
- etwa 68 % wird für Nebenreaktionen genutzt, z.B. Oxidation zu NO_x ,
- etwa 2 % Abscheidung im Rückstand der Abgasreinigung,
- etwa 0,1 % Abscheidung in Flugasche,
- < 0,01 % Emission durch Kamin.

Verfahrensbedingt ist die Umsetzung des Reduktionsmittels in SNCR-Anlagen deutlich geringer als in SCR-Anlagen, in denen die Umsetzung nahezu stöchiometrisch ist. Eine Nutzung von nur etwa 30 % wie in Wijster ist aber auch für SNCR-Anlagen nicht optimal. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Temperaturen in der Feuerung zumindest teilweise relativ hoch sind, so dass selbst in der oberen Ebene, in der die Temperaturen am niedrigsten sind, eine große Teilmenge des Ammoniaks zu NO_x verbrannt wird. Darüber hinaus kann der bemerkenswert hohe NO_x -Abscheidegrad von > 80 % bei NO_x -Reingaskonzentrationen von 50 mg/Nm^3 nur mit Einbußen im Wirkungsgrad realisiert werden.

Im Kessel 13 wird am Ende des ersten Zuges eine vierte Eindüseebene installiert, in die die Eindüslanzen der oberen Ebene bei fortgeschrittener Reisezeit und den damit verbunden höheren Temperaturen umgesteckt werden.

4.2. Belastung der Nebenprodukte aus der RGR mit Ammoniak

Während der Planungsphase wurde damit gerechnet, dass der Ammoniakschlupf aus der SNCR-Anlage im sauren Wäscher abgeschieden, mit dem Abwasser dem Sprühtrockner zugeführt und von dort wieder in den Kreislauf gelangen würde. Um

eine Aufkonzentration zu vermeiden, wurde die Nachrüstung einer Anlage zum Strippen des Ammoniaks aus dem Abwasser der Abgasreinigung für notwendig erachtet. Diese Anlage wurde jedoch noch nicht eingebaut, da zunächst abgewartet werden sollte, bis aufgrund von Betriebserfahrungen belastbare Daten für die Auslegung vorliegen.

Nach bisher vorliegenden Betriebsdaten werden die Ammoniumchloride, die sich in der Abgasreinigung bilden, in einem größeren Umfang mit den Nebenprodukten im Sprühtrockner abgeschieden als erwartet, so dass nach heutiger Einschätzung auf die Installation einer Ammoniak-Stripanlage auch dann verzichtet werden kann, wenn alle drei SNCR-Anlagen gleichzeitig in Betrieb sind. Die Belastung des Nebenprodukts aus der Abgasreinigung mit Ammoniumsalzen hält sich offenbar in Grenzen. Jedenfalls gibt es hinsichtlich der Entsorgung bisher keine Einschränkungen.

5. Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit der Gesamtanlage wird mit SNCR-Anlagen praktisch nicht beeinträchtigt. Alle für den Betrieb wesentlichen Komponenten wie z.B. Pumpen, die Auswirkungen auf die Verfügbarkeit haben könnten, sind redundant ausgeführt. Die Eindüslanzen, die Kontakt mit dem Abgas haben und als Verschleißteile regelmäßig kontrolliert und gewartet werden müssen, können während des Betriebes problemlos überprüft und gegebenenfalls rechtzeitig ausgetauscht werden. Damit die 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. In größeren Zeitabständen als die Schutzrohre müssen auch die Düsen gewechselt werden.

Die eingebauten Armaturen sind kaum anfällig gegen Beschädigungen und brauchen in der Regel während des Betriebs nicht ausgewechselt werden, wenn die SNCR-Anlage während der geplanten Stillstände der Gesamtanlage regelmäßig 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. Regelventile. Diese sind aber jeweils mit einem Bypass versehen, so dass die entsprechenden Durchflussmengen der Reduktionsmittel gegebenenfalls 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 weitgehend vermieden und/oder auf ein Minimum beschränkt werden.

Sollte trotzdem ein außerplanmäßiger Stillstand der SNCR-Anlage erforderlich sein, könnten die Probleme in kürzester Zeit behoben werden, so dass die Tagesmittelwerte auch dann nicht gefährdet wären.

Bei der Verwendung von Ammoniakwasser als Reduktionsmittel können Kalkablagerungen im Rohrleitungssystem, den Armaturen und den Eindüslanzen nur vermieden werden, wenn Deionat oder VE-Wasser als Trägermedium eingesetzt werden. Für

Harnstofflösungen ist übliches Prozesswasser ausreichend, wenn die Harnstofflösung mit geeigneten Additiven wie z.B. NO_xAMID dotiert wird.

Wie Bild 17 veranschaulicht, ist das Entfernen von Kalkablagerungen unter Umständen eine sehr zeitaufwändige Prozedur und kann die Verfügbarkeit der Gesamtanlage erheblich beeinflussen.

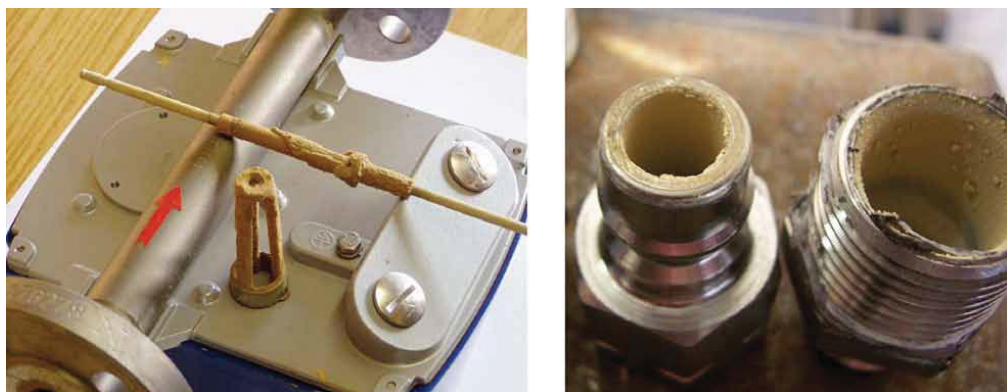


Bild 17: Ablagerungen auf SNCR-Anlagenteilen durch Kalkausfällungen

6. Vergleich SCR zu SNCR aus Energie- und Umweltgesichtspunkten

Die SCR-Anlage in Wijster ist nach einer nassen Abgasreinigungsanlage installiert. Das vereinfachte Verfahrensfließbild ist in Bild 18 dargestellt. Der Druckverlust über die Wärmetauscher, den Mischer, die Abgaskanäle und die Katalysatorelemente beträgt rund 25 mbar. Zur Überwindung des Druckverlustes ist eine Gebläseleistung von etwa 250 kW pro Verbrennungslinie notwendig. Diese entfallen beim Einsatz der SNCR-Anlage. Der Temperaturverlust (Grädigkeit) des Abgases beträgt etwa 30 K. Die zur Temperaturerhöhung erforderliche Energie wird in Form von 2.200.000 m³ Erdgas pro Anlage über Gasbrenner wieder zugeführt. Nach Wegfall der drei Katalysatoren sinkt die Abgastemperatur vor Kamin von 150 °C auf etwa 95 °C.

Obwohl aufgrund der verfahrensbedingt schlechteren Umsetzung des Ammoniaks der Verbrauch und damit die Betriebskosten für Reduktionsmittel für die SNCR-Anlagen höher sind als für die SCR-Anlagen, sind die Betriebskosten der SNCR-Anlagen insgesamt deutlich geringer.

Auch aus Umweltgesichtspunkten ergibt sich für die SNCR-Technik ein positives Bild, weil durch den zusätzlichen Energiebedarf auch zusätzliche Emissionen wie CO₂ erzeugt werden. Wie die Betriebsdaten belegen, sind die mit der SNCR-Technik erreichten NO_x-Reingaskonzentrationen im Bereich der SCR-Technik.

Dagegen wird allein durch den höheren Energiebedarf für jede SCR-Anlage eine um etwa 15.000 t/a erhöhte CO₂-Fracht in die Umwelt freigesetzt, die aus der Erdgasverbrennung in den Kanalbrennern und für die Stromerzeugung zur Abdeckung der höheren Gebläseleistung herrühren.

Tabelle 1: Emissionswerte mit SNCR-Anlage

Emission	Einheit	Grenzwert	Betrieb für 3 Anlagen
NO _x TMW*	mg/Nm ³	100	23 – 84
NO _x Jahresmittelwert*	mg/Nm ³	65	50
NH ₃ nach Kessel TMW*	mg/Nm ³		15 bis >22
NH ₃ im Kamin TMW*	mg/Nm ³	3	0,18

* tr., bezogen auf 11 % O₂

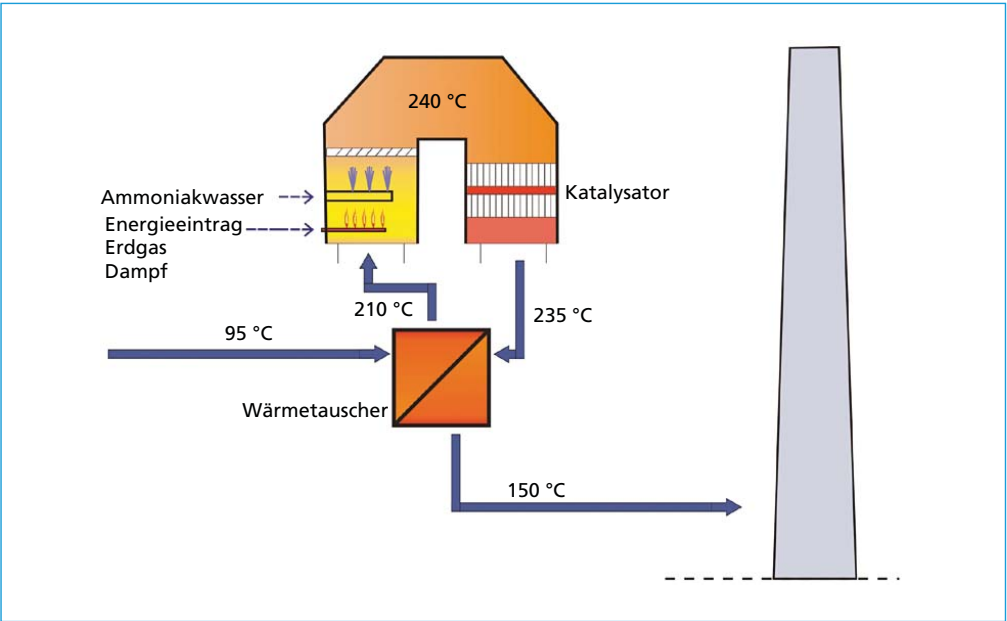


Bild 18: Verfahrensfließbild SCR-Anlage nach der Abgasreinigung

Tabelle 2: Vergleich SCR mit SNCR (je Linie)

	Einheit	SCR NH ₄ OH (24,5 %)	SNCR NH ₄ OH (24,5 %)
Abfalldurchsatz	t/h	25	25
Abgasvolumenstrom	Nm ³ /h, tr.	100.000	100.000
Betriebsstunden	h/a	8.000	8.000
NO _x -Rohgaskonzentration	mg/Nm ³	330	330
NO _x -Reingaskonzentration	mg/Nm ³	45	50
NO _x -Abscheidung je Linie	kg/h	28,5	28
NO _x -Abscheidung (drei Linien)	t/a	684	672
Ammoniakwasser 24,5 % (drei Linien)	t/a	800	4.000
CO ₂ (drei Linien)	t/a	12.000	
Verbrauch Druckluft inklusiv agam	Nm ³ /h		500
Verbrauch Demiwasser	m ³ /h		1,2
Mehrverbrauch Saugzug-Gebläse	MWh/a	6.100	
Erdgas Verbrauch	Nm ³ /a	6.600.000	

Aus Tabelle 2 ist abzuleiten, dass die Betriebskosten für die Abscheidung einer Tonne NO_x mit der SCR-Technik deutlich höher sind als mit SNCR-Anlagen. Aus anderen Untersuchungen ist zu ersehen, dass die Investitionskosten einer SCR-Anlage etwa fünf Mal so hoch sind wie für eine SNCR-Anlage und damit sind SNCR-Anlagen im Kosten-Nutzen-Verhältnis wirtschaftlicher und im Nutzen für die Umwelt viel effektiver.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Aus den vorliegenden Betriebsergebnissen der ersten Monate ist ersichtlich, dass mit der SNCR-Technik ähnlich niedrige NO_x -Emissionswerte erreicht werden können wie mit der SCR-Technik. Diese ehrgeizigen Ergebnisse werden wesentlich durch die Kombination von SNCR mit dem akustischen Gastemperatur-Messsystem und Einzellanzenumschaltung erzielt.

Der Verbrauch von Ammoniakwasser ist aufgrund der chemischen Gegebenheiten für den Betrieb mit SNCR höher, was aber durch das Wegfallen des Erdgas-Verbrauchs von etwa 6,6 Millionen m^3 pro Jahr und der Energie für das Gebläse mehr als kompensiert wird. Damit sinken auch die CO_2 -Emissionen erheblich. Aus diesen Gründen ist SNCR-Technik im Vergleich mit nachgeschalteten SCR-Anlagen für die Umwelt die bessere Technik (Tabelle 3). Die Energieeffizienz der Abfallverbrennungsanlage Wijster ist durch den Umbau deutlich angestiegen.

Betrachtet man die gesamten realisierten Einsparungen gegenüber den Betriebsausgaben für die nun stillgelegten Katalysatoren, kann man abschließend die Umrüstung der drei Verbrennungskessel in Wijster von SCR auf SNCR nur als gelungen bezeichnen.

Für die NO_x -Abscheidung im Abgas von kleineren bis mittleren Verbrennungsanlagen – wie z.B. für Abfall, Ersatzbrennstoffe und Biomasse – ist das SNCR-Verfahren in den letzten Jahren kontinuierlich auf ein hohes technisches Niveau weiterentwickelt worden und hat sich inzwischen weitgehend durchgesetzt. Je nach Anlagenkonzept können heute NO_x -Reingaswerte $< 100 \text{ mg/Nm}^3$ bei einem NH_3 -Schlupf $< 10 \text{ mg/Nm}^3$ sicher eingehalten werden. Insbesondere unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten hat sich das SNCR-Verfahren längst als die zurzeit *Beste Verfügbare Technik* zur NO_x -Abscheidung etabliert.

Tabelle 3: Vergleich zwischen SCR und SNCR

SCR	SNCR
• NO_x -Reingaswerte vergleichbar (45 mg/Nm^3)	• NO_x -Reingaswerte vergleichbar (50 mg/Nm^3)
• zusätzliche Gebläseleistung wegen Druckverlust in Katalysator, Mischer, Wärmetauscher, Abgaskanälen	• gelegentliche Belastung der Flugasche oder dem Nebenprodukt der Abgasreinigung mit Ammoniak
• zusätzlicher Energieeintrag für Aufheizung der Abgase	• zusätzlicher Verbrauch an Druckluft, Deionat und Reduktionsmittel
• Beeinträchtigung der Verfügbarkeit der Gesamtanlage	• keine Beeinträchtigung der Verfügbarkeit, betriebskritische Komponenten sind redundant
• Investitionskosten ($\sim 5 - 10$ Mal höher als für SNCR)	• geringe Investitionskosten
• hohe Betriebskosten	• geringe Betriebskosten
• hohe Wartungskosten	• minimaler Wartungsaufwand

8. Literatur

- [1] Chvalina, J.; Seitz, A.; von der Heide, B.: Langjährige Erfahrungen mit nichtkatalytischer Entstickung in kohlegefeuerten Kesseln in der Tschechischen Republik. VGB-Tagung, Düsseldorf, 17. April 1997
- [2] von der Heide, B.: Ist das SNCR-Verfahren noch Stand der Technik. In: Thomé-Kosmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2008, S. 275 – 293
- [3] von der Heide, B.: – SNCR Process – Best Available Technology for NO_x Reduction in Waste to Energy Plants, Power-Gen Europe, Milan, June 3-5, 2008
- [4] von der Heide, B.; Langer, P.: Effizienz und Wartungsfreundlichkeit des SNCR-Verfahrens. In: Thomé-Kosmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall, Band 7. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2010, S. 729-753
- [5] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Coal Fired Boilers – 200 MW in Germany and 225 MW in Poland. Power-Gen Europe, 8.-10. Juni 2010 in Amsterdam, NL
- [6] von der Heide, B.: Zukunftsweisende NO_x-Reduzierung mit dem SNCR-Verfahren in Großfeuerungsanlagen- VDI-Fachkonferenz, 1.-2. Dezember 2010 in Düsseldorf
- [7] von der Heide, B.: Advanced SNCR Technology for Power Plants. Power-Gen International, 13.-15. Dezember 2011 in Las Vegas, USA
- [8] Firma Bonnenberg + Drescher GmbH, Aldenhoven: diverse Unterlagen

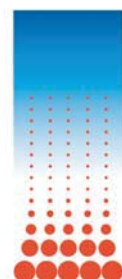


Attero Tel.: +31 (88) 550 10 00
energiek met milieu Fax: +31 (88) 550 12 10
Vamweg 7 ssc.sales@attero.nl
9418 TM Wijster www.attero.nl
Netherlands



MEHLDAU & STEINFATH
UMWELTTECHNIK

Mehldau & Steinfath
Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Germany



Tel.: +49 (2 01) 4 37 83-0
Fax: +49 (2 01) 4 37 83-33
zentrale@ms-umwelt.de
www.ms-umwelt.de