



Gemeinschaftskraftwerk
Schweinfurt GmbH

GKS • Hafenstraße 30 • 97424 Schweinfurt

Erste Erfahrungen mit der "Schweinfurter Schadstofffalle"

- Schadstofffalle -

Von:
Volker Müller, GKS
Ragnar Warnecke, GKS

Anlässlich:
VDI Wissensforum:
Seminar „Beläge und Korrosion, Verfahrenstechnik und Konstruktion in
Großfeuerungsanlagen - 2008“,
Oberhausen,
12.-13. Juni 2008

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Randbedingungen und Zielsetzung	4
2.1	Randbedingungen	4
2.2	Zielsetzung	6
3	Auslegung und Konstruktion	9
3.1	Strömungstechnische Betrachtung	9
3.2	Wärmetechnik und Konstruktion	12
4	Reinigungssystem	22
5	Betriebserfahrung	24
5.1	Temperaturen Rauchgas- und Wasser-Dampf-System	24
5.2	Belagsausbildung	27
6	Zusammenfassung und Ausblick	32

1 Einleitung

Die GKS – Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt GmbH (GKS) betreibt im Grundlastwerk zwei Kohlekesselanlagen (IBS 1990) und drei Müllkesselanlagen (IBS 1994). Aufgabe der GKS ist es, die Fernwärmeversorgung der drei Schweinfurter Großbetriebe und der Stadt Schweinfurt sicherzustellen. Das Kraftwerk (Kohle und Müll) wird kraftwärmegekoppelt betrieben. Im Kohlekraftwerk wird deutsche Nusskohle als Primärenergieträger eingesetzt. In den thermischen Abfallbehandlungsanlagen (MVA) wird der aus ca. zu 85% Restmüll (kommunale Anlieferer) und 15 % haushaltsähnlichem Gewerbemüll bestehende Abfall behandelt.

Die thermische Abfallbehandlungsanlage unterliegt – wie ein Großteil der anderen MVA in Deutschland und Europa – Korrosionen die sich im Bereich der Endüberhitzer als kostenintensiv und durch Reduzierung der Verfügbarkeiten negativ bemerkbar machen.

Aus den überwiegend an den GKS-Anlagen durchgeführten Messungen im Rahmen der Forschungsprojekte EFRE-Korr I wurden zahlreiche Erkenntnisse zum weitergehenden Verständnis der Korrosionsprozesse an Überhitzerheizflächen gewonnen.

Die im Folgenden beschriebene Schadstofffalle (SSF) ist in Verbindung mit einem entsprechenden Abreinigungssystem (HWS) ein durch GKS entwickelter verfahrenstechnischer Lösungsansatz um das Korrosionsverhalten und die Verschmutzung der Endüberhitzer positiv zu beeinflussen. Beide Systeme (SSF und HWS) wurden zum Patent angemeldet.

Die Einführung dieser Systeme erfolgt im Rahmen des EU-Forschungsprojektes NextGenBioWaste.

Über den mit der Integration einer solchen Einrichtung verbundenem Anlagenumbau und die ersten Betriebserfahrungen wird im Folgenden berichtet.

2 Randbedingungen und Zielsetzung

2.1 Randbedingungen

Bei der Verbrennung von Abfällen entstehen Flugascheteilchen und gasförmige Schadstoffe, die mit den Rauchgasen aus dem Brennbett ausgetragen werden bzw. beim Abbrand der flüchtigen Bestandteile entstehen.

Für den Korrosionsvorgang sind im Wesentlichen chlorhaltige Verbindungen (Alkalimetall-Chloride) verantwortlich. Liegt Chlor gasförmig als HCl vor, so trägt es nicht den wesentlichen Anteil zu der Korrosionsgeschwindigkeit der Endüberhitzer bei. Die gasförmigen Chloride durchlaufen die Anlage weitestgehend ohne negative Auswirkungen bis zum Rauchgaswäscher, in dem sie aufgrund chemischer und physikalischer Vorgänge ausgereinigt werden.

Anders hingegen die Chlorbestandteile, die an Flugascheteilchen (-Partikeln) anhaften. Diese Partikel enthalten Alkalimetall-Chlor-Verbindungen (z.B.: Calciumchlorid, Kaliumchlorid, ...). Vornehmlich an kleinen Partikeln findet entlang des Rauchgasweges bis zum Eintritt in den Endüberhitzer aufgrund der Temperaturverhältnisse und des chemischen Reaktionsvermögens die Sulfatierung statt. An den Partikeln findet ein Austausch von Chloriden zu Sulfaten statt; d.h. z.B. eine Kaliumchlorid-Verbindung wird zu einer Kalium-Sulfat-Verbindung umgewandelt. Das hierbei in die Gasphase freigesetzte Chlor reagiert mit dem Wasseranteil des Rauchgases (ca. 15%) überwiegend zu HCl und wird somit für die Korrosion in seiner Bedeutung untergeordnet.

Dieser Sulfatierungsprozess ist in seiner Reaktionskinetik nicht so schnell, dass das vorhandene Potential an Chlor in den Partikeln (vor allem nicht in den großen) vor Auftreffen auf die Überhitzer nahezu vollständig sulfatiert und damit ausgetrieben wird. Erschwerend kommt hinzu, dass aufgrund der Abfallzusammensetzung ein deutliches Überangebot an Chlor vorhanden ist (S/Cl-Verhältnis ca. 0,2 bzw. ca. 350 mg/m³ SO₂ und ca. 1.700 mg/m³ HCl) und somit das Angebot an Schwefel entsprechend niedrig ist. Versuche, das S/Cl-Verhältnis durch eine Dotierung mit Schwefel (zusätzliche Schwefelaufgabe auf das Müllbett bzw. in den Rauchgasstrom als SO₂) zu vergrößern, zeigten keine erkennbare Steigerung der Sulfatierungsrate.

Es treffen also Partikel, die noch nicht sulfatiert sind auf die Endüberhitzer-Heizflächen auf und lagern sich ab. Die Temperaturbedingungen an den Überhitzerbelägen bieten jedoch immer noch ausreichendes Potential um die Sulfatierung bei

entsprechender Verweilzeit durchzuführen. Somit wird im Randbereich der Beläge Chlor freigesetzt, welches teilweise aufgrund der niedrigeren Rohwandtemperatur jedoch nicht in die Gasphase übergeht, sondern in Richtung Rohr wandert. Durch den permanenten Antransport von Chlor und durch die Sulfatierung der Partikel im Belag wird der Korrosionsprozess aufrechterhalten.

Die bisher eingesetzten Methoden der Heizflächenabreinigung haben die Aufgabe, das Belagswachstum (Verschmutzung) zwischen zwei geplanten Stillständen soweit zu reduzieren, das keine Reisezeitverkürzung bzw. Einschränkungen im Anlagenbetrieb auftreten. Die Aufgabenstellung, durch eine Belagsabreinigung einen korrosionsmindernden Effekt zu erreichen ist neu und bislang nicht umgesetzt worden. Mit konventionellen Reinigungssystemen gelingt es nicht wirklich, die Beläge im Betrieb der Anlage soweit abzureinigen, um den abgelagerten Partikeln wenig Chancen zur Sulfatierung zu geben. Bei Rußbläseranlagen in Vertikalzugkesseln beschränken sich die Möglichkeiten des Betreibers zwischen eingeschränktem Reinigungseffekt und Erosion/Korrosion aufgrund zu hoch eingestellter Blasdrücke. Grundsätzlich gilt, dass sich die Abreinigung der Beläge an Konvektionsheizflächen durch bestehende Reinigungsvorrichtungen (Rußbläser, Klopferwerke) als unbefriedigend darstellt. Die Beläge werden nicht soweit abgereinigt, dass sich über die Betriebszeit ein stationärer Zustand einstellt, sondern das Belagswachstum fortschreitet [Harpeng 2005].

Welche Ansätze sich zur Reduzierung der Cl-Ablagerung auf den Überhitzer-Rohren ergeben stellt Abbildung 1 dar.

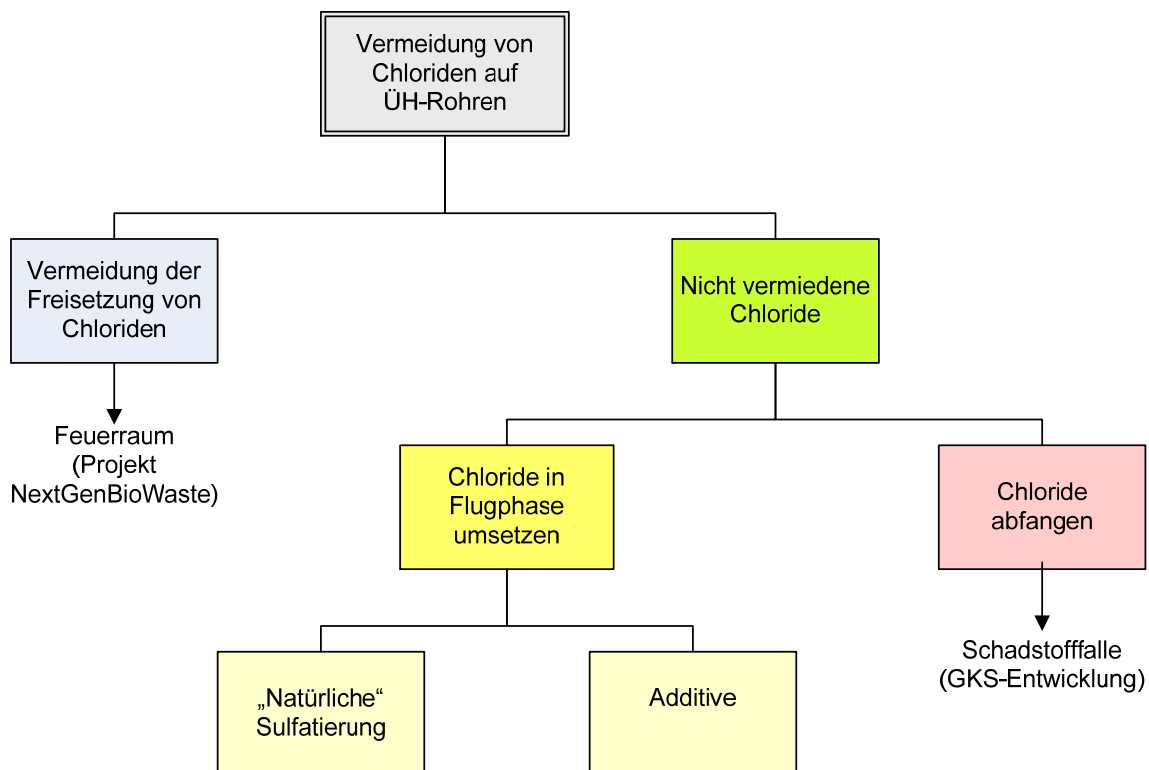


Abbildung 1: Ansätze zur Vermeidung von Chloriden auf Überhitzern

Optimal wäre der Ansatz, die Entstehung der Chloride in ihrer schädlichen Form zu verhindern. Für die Umsetzung dieses Zieles ist noch nicht genügend Know-how vorhanden, um durch Umbaumaßnahmen eine effektive „korrosionsarme Feuerung“ zu erreichen.

Auch wenn dieses gelingt wird man mit dieser Maßnahme nicht zu 100 % Erfolg haben. Somit müssen weitergehende Maßnahmen entwickelt werden die die nicht vermeidbaren Chloride reduzieren und/oder abfangen. Die „natürliche Sulfatierung scheidet auf Grund der thermodynamischen und kinetischen Randbedingungen aus. Additive sind bereits mehrfach getestet und zeigen bislang keine übertragbaren Ergebnisse.

Vor diesem Hintergrund stellt sich der Ansatz für die Schadstofffalle und das zugehörige Reinigungssystem als naheliegend dar.

2.2 Zielsetzung

Ziel dieses Systems ist es den ankommenden Partikeln eine möglichst kalte und damit saubere Oberfläche zu bieten, um die Anlagerung zu ermöglichen. Hierzu soll das Rohrsystem, welches als Schadstofffalle eingesetzt wird, einen möglichst kleinen Durchmesser haben, um die Partikel zu Deposition zu bringen (ein kleiner Rohrdurchmesser verhindert die Umleitung der Partikel um das Rohr herum, sie treffen aufgrund ihrer Massenträgheit auf das Rohr auf). Die Reinigung dieser Heizfläche muss effektiv arbeiten, um immer eine kalte Oberfläche an der Rohroberfläche darzustellen.

Heizflächen als Schutzverdampfer vor den Überhitzern ist nichts Neues (bestehende Wärmefalle vor ÜH-Paket 5), die Frage ist nur, vor wem oder was sollen diese Verdampferrohre in ihrer bisherigen Konstruktion schützen. Die installierte Heizfläche und Teilung der bestehenden Wärmefalle (3 Rohrreihen $d = 57$ mm aus dem Verdampfersystem $T = 200$ mm) im GKS schützt die Endüberhitzer nur vor direkter Anströmung. Eine Belagsabscheidung an dieser Heizfläche ist nur in geringem Umfang gegeben, zumal die Abreinigung durch die vorhandenen Reinigungssysteme (Rußbläser) an diesen Flächen minimal ist.

Versuche, die mit dem Prototyp des Reinigungssystems (HWS) an einer MVA Linie durchgeführt wurden, zeigten die in Abbildung 2 dargestellten Ergebnisse. Abgereinigt wurde die letzte Heizfläche des Überhitzers 1 (Paket 4). Es wurde ein sehr gutes Reinigungsergebnis erzielt. Allerdings wurde die am ÜH-Paket 4 aufgrund der Einsatzbedingungen vorliegende Oxidschicht bei jedem Reinigungsvorgang abgesprengt und die materialabzehrende Neubildung der Oxidschicht gefördert.



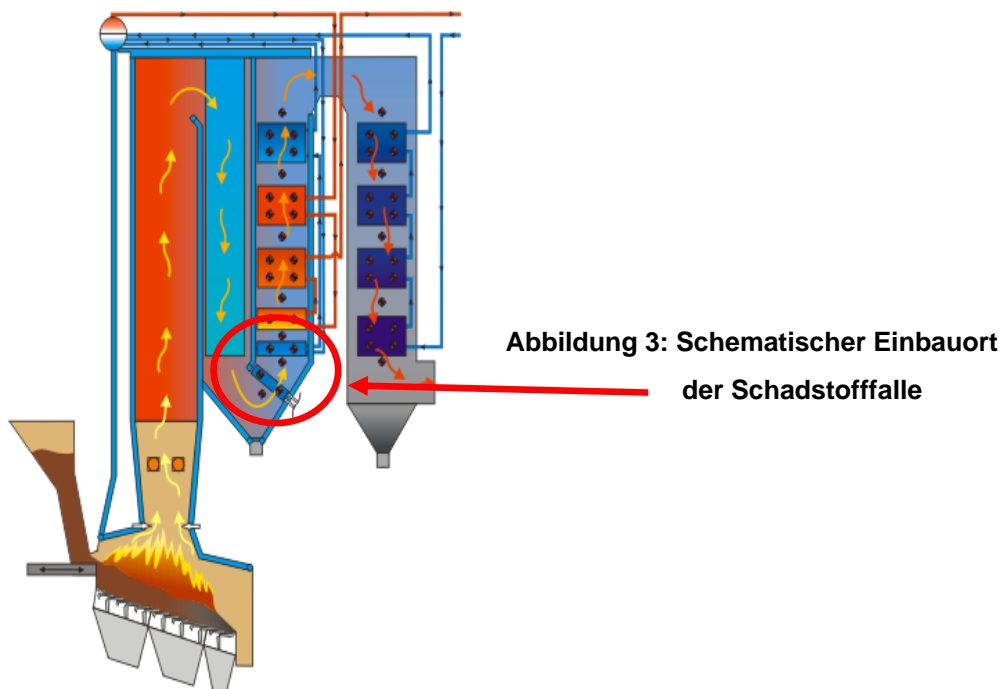
Abbildung 2: Reinigungswirkung Prototyp HWS an ÜH-Paket 4

Bei der Schadstofffalle ist von diesem negativen Effekt nicht auszugehen, da die Rohroberfläche ausreichend kalt ist und sich hier nur eine geringe Oxidschicht ausbildet. Die Oberflächentemperatur ist entsprechend niedrig und damit tritt an der Oxidschicht keine „Thermoschock-Wirkung“ auftritt (Erfahrungen mit dem Shower-Cleaning-System im Bereich von Verdampferwänden und Vorüberhitzer-Schotten im 2. Kesselzug → keine Wandverschwächung).

Beide Systemkomponenten - Schadstofffalle und HWS - sind Entwicklungen von GKS. Sie wurden bislang nicht in technischen Anlagen zum Einsatz gebracht. Somit ist mit der Installation der Einheiten ein gewisses betriebliches Risiko verbunden, dass trotz aller theoretischen und rechnerischen Betrachtungen nicht auszuschließen ist.

Zusammenfassend heißt das, dass die neu zu installierende Schadstofffalle - um ein effektives System darzustellen - folgende Randbedingungen erfüllen muss:

Anforderung	Effekt
Kleiner Rohrdurchmesser	optimale Abscheidung von Aerosolen und Partikeln
Kleiner Rohrdurchmesser	geringste mögliche Wärmeauskoppelung aus dem Rauchgasstrom
Geringe Teilung	möglichst viele Partikel „sehen“ die Rohre und lagern sich hier ab
Kaltes Medium in den Rohren	niedrige Oberflächentemperaturen und damit Temperaturen unterhalb des Schmelzpunktes der Alkalimetallchloride. Die Flugaschemengen, die abgeschieden wurden, bleiben in der vorhandenen Zusammensetzung unverändert und im Hinblick auf die Korrosion unrelevant.
Intensive Abreinigung	saubere Flächen ermöglichen eine gute Abscheideleistung, Reinigungswirkung muss exzellent sein, da sonst durch den zunehmenden Belagsaufbau der Druckverlust ansteigt und die Anlage ggf. abgefahren werden muss. Weiterhin werden durch die intensive Abreinigung die angestrebten niedrigen Rohrwandtemperaturen auf dem vorgesehenen Niveau gehalten



3 Auslegung und Konstruktion

3.1 Strömungstechnische Betrachtung

Durch verschiedene CFD-Simulationen wurden strömungsseitig die verschiedenen Möglichkeiten der Anordnung der Schadstofffalle untersucht.

In den Abbildungen 4 bis 6 sind die möglichen Varianten dargestellt.

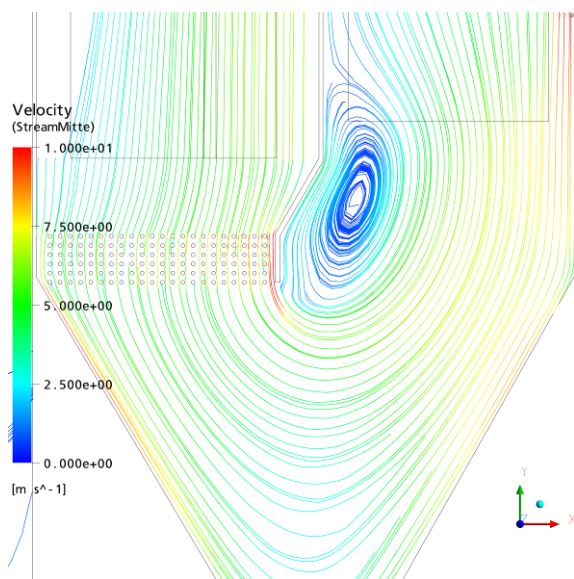


Abbildung 4: Anordnung SSF Ende 2. Zug

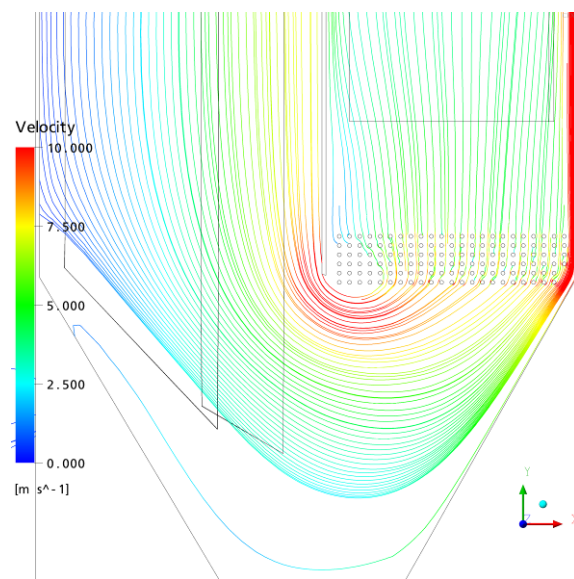


Abbildung 5: Anordnung SSF Eintritt 3. Zug

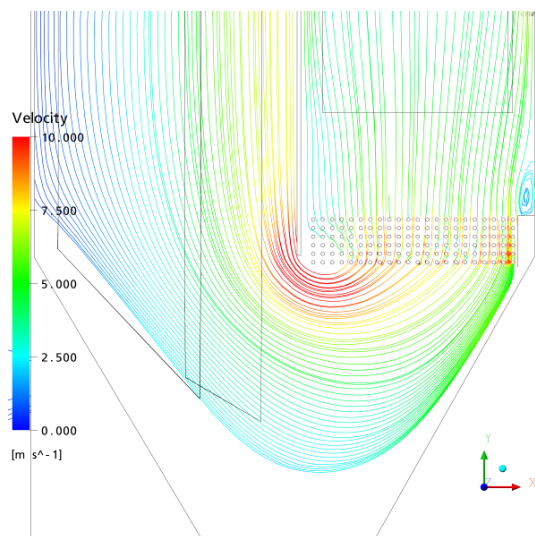


Abbildung 6: Anordnung SSF Eintritt 3. Zug mit Optimierung der Anströmung und Flächenanpassung

Die Anordnung der Schadstoffalle am Austritt des 2. Zuges hat den Vorteil, dass bei Abreinigung die Beläge mit der Rauchgasströmung in Richtung der Entaschung ausgetragen werden. Der Nachteil ist eindeutig die inhomogene Anströmung der bestehenden Endüberhitzerpakete (Rückströmung hinter der Trennwand). Weiterhin ist das im 2. Kesselzug installierte SCS-System zu berücksichtigen, da die Gefahr der Verschmutzung der Anströmseite der Schadstoffalle durch ggf. nicht ausgetrocknete Beläge erfolgen kann. Die Anordnung am Eintritt des 3. Zuges verbessert die Anströmung der ÜH-Pakete, birgt aber die Unsicherheit was mit den abgereinigten Belägen geschieht – Austrag wie gewünscht in die Entaschung oder Mitriss in den Bereich der Endüberhitzer.

Grundsätzlich haben wir uns für den Einbau in den Eintritt 3. Zug entschieden, da sich bei dieser Variante betrieblich mehr Vorteile als potentielle Risiken ergeben.

Nach der Festlegung des entsprechenden Kesselzuges musste der Einbauort der SFF an die Randbedingungen der Anlage (Infrastruktur im Kesselhaus, Begehungsmöglichkeiten, Bandagenkonstruktion der Kesselanlage usw.) angepasst werden. Hier zeigten sich die parallel zu den Seitenwänden liegenden Rezirkulationsgas-Kanäle als Störkante. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die hieraus resultierende Verlängerung der Trennwand 2./3. Zug mit anschließender Optimierung der Umströmung.

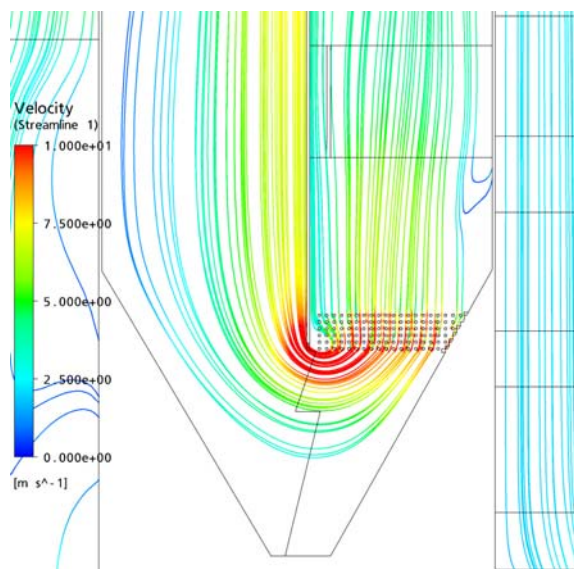


Abbildung 7: TW verlängert

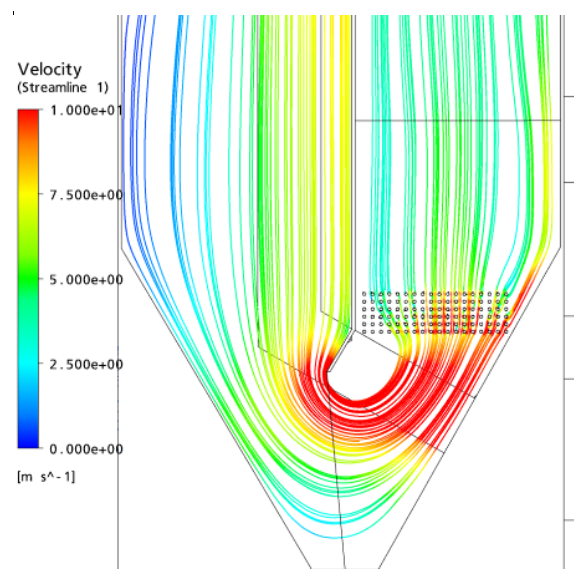


Abbildung 8: TW gekröpft

Die nachstehende Abbildung zeigt die Bestandsanlage mit eingebauter Lenkwand im Eintrittsbereich 3. Zug. Die Lenkwand wurde im Rahmen der Gewährleistung des Anlagenbauers als ungekühlte Konstruktion zur Verbesserung der Anströmung der Endüberhitzerpakete eingebaut.

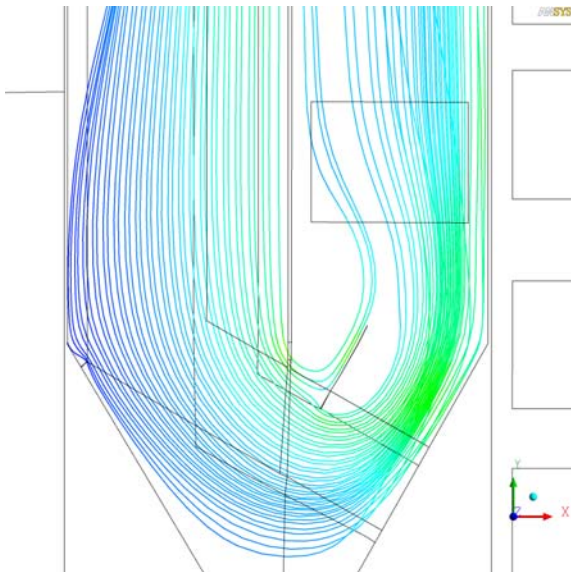


Abbildung 9: Bestandsanlage mit Lenkwand im Eintritt 3. Zug

Wenn auch mit den Abbildungen 7 und 8 eine Verbesserung der Anströmung im 3. Zug im Vergleich zum Bestand erreicht wurde, ist das Ergebnis noch nicht zufriedenstellend.

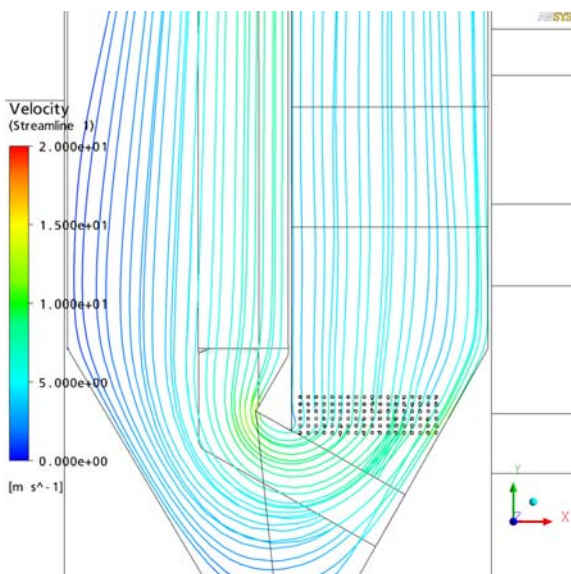


Abbildung 10: TW verlängert mit Strömungsnase 2. Zug – „GKS-Nase“

Eine weitergehende Modifikation der Umströmung führte zur „GKS-Nase“. Zusätzlich zu der in Abbildung 10 gezeigten Ausführung wurde im Bereich der Trichterrückwand ein entsprechender Strömungskasten analog Abbildung 6 eingesetzt. Diese Variante ist zur endgültigen Ausführung gekommen, da sich beim Vergleich der beiden Varianten bei der „GKS-Nase“ eine eindeutige Verbesserung der Anströmung des nachfolgenden Kesselzuges ergibt, als bei der bisher im Kesselbau üblichen Abkröpfung einer Trennwand.

3.2 Wärmetechnik und Konstruktion

Der Einbau einer mit möglichst kaltem Medium durchströmten Heizfläche vor den Endüberhitzern macht eine grundlegende Betrachtung des Wärmehaushaltes der Kesselanlage erforderlich.

Die Anlage wurde zunächst komplett im Programm der Fa. KED „Boiler Dynamics“ abgebildet (Bestand), anhand von Betriebswerten validiert und Berechnungen für die üblichen Lastfälle durchgeführt. In den Abbildungen 11 bis 13 sind die drei relevanten Ausgabebereiche Rauchgasweg, Wasser-Dampf-Kreislauf und Naturumlaufsystem für den Nennlastpunkt von 25 t/h Dampfleistung dargestellt.

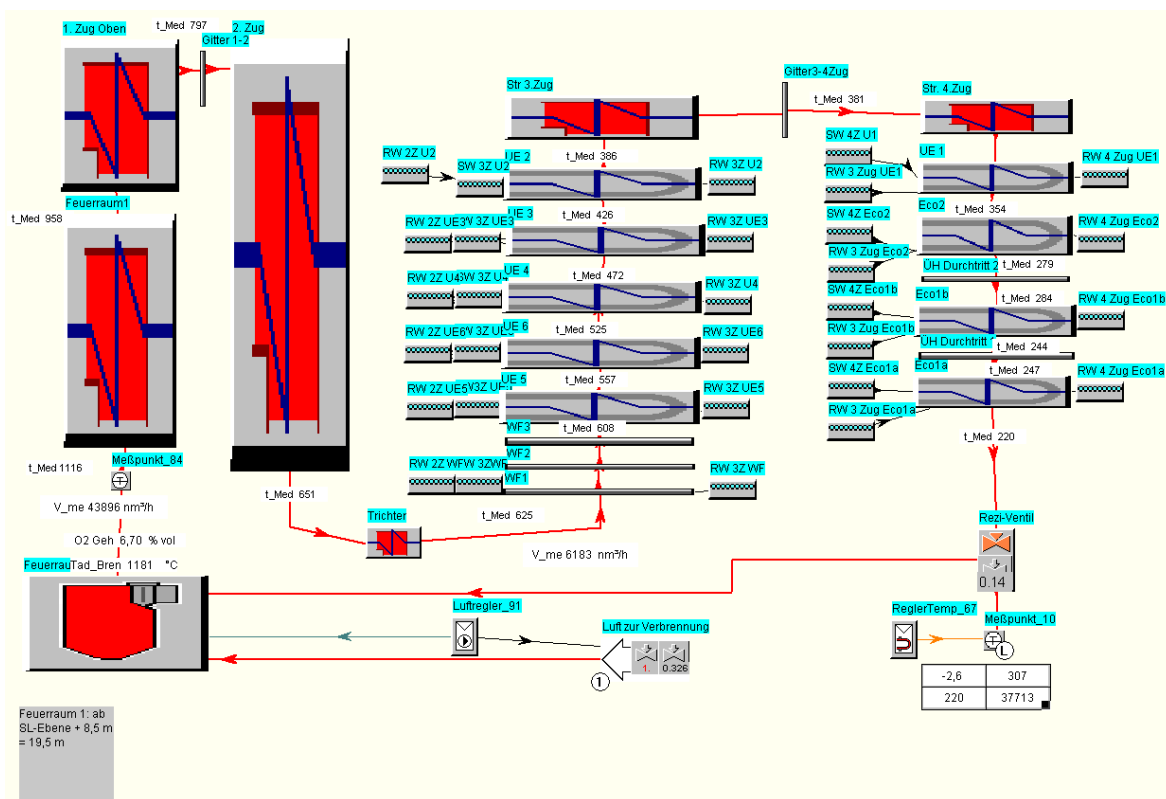


Abbildung 11: Abbildung der Bestandsanlage mit "Boiler Dynamics"- Rauchgasweg-

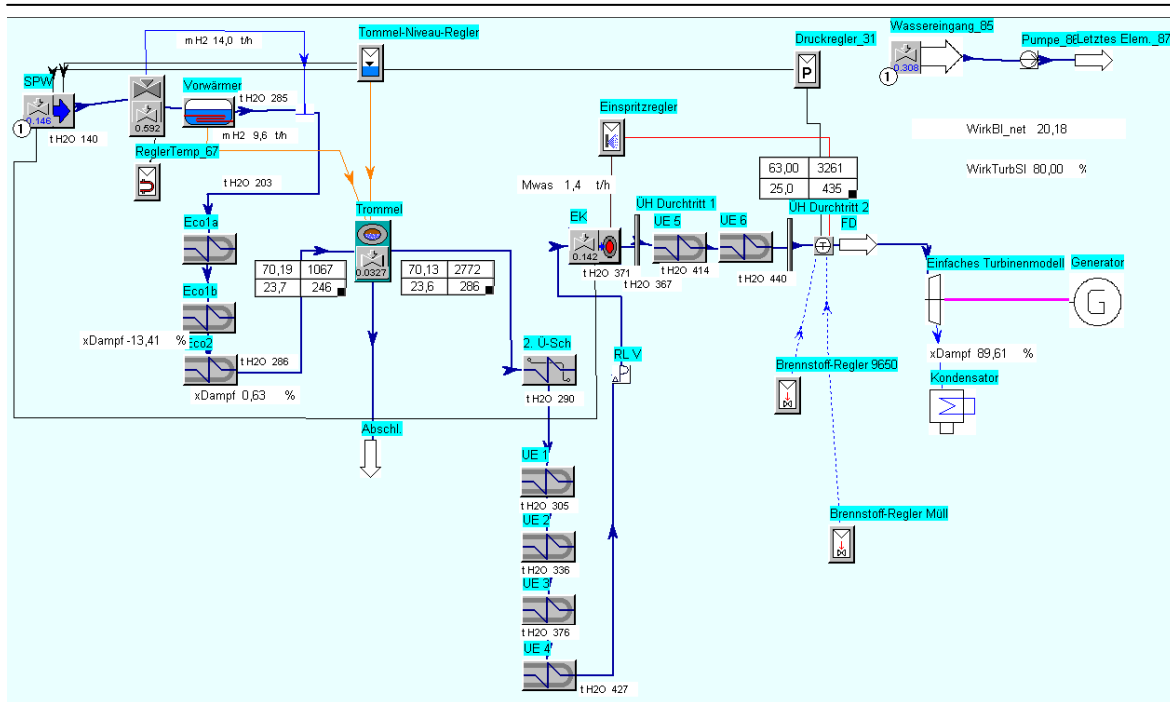


Abbildung 12: Bestandanlage Wasser-Dampf-Kreislauf

Aufgrund dessen, dass eine zusätzliche Heizfläche in den Wasser-Dampf-Kreislauf eingebaut wird sind Betrachtungen des Wärmehaushaltes erforderlich. Die anhand der CFD-Simulationen als optimal an die Anlagenbedingungen angepasste Schadstofffalle ist in ihren Hauptmaßen in Tabelle 1 dargestellt. Die Anforderungen an die Heizflächen der Schadstofffalle mit einem möglichst kleinen Rohrdurchmesser zu arbeiten, kommt dem Wärmehaushalt der Anlage entgegen.

Tabelle 1: Hauptabmessungen SSF

Model		Schadstofffalle	
Anord	-	fluchtend	Rohranordnung: fluchtend-0; versetzt-1
Medium-Strom	-	Kreuz Gleichstrom	Krz-Gl-Str-0,Krz-Geg-Str-1,2-Krz-Str,Gl-Str-3,Geg-Str 4
d_a	mm	21,3	Außendurchmesser
s_w	mm	3,6	Wandstärke
t_b	mm	100,0	Rohrbreitenteilung
t_l	mm	120,0	Rohrlängsteilung
B_tb	mm	2.500,0	Breite des Kanals
T_rs	mm	3.500,0	Tiefe des Konvektionszuges (Kanal)
n_t_b	-	18,0	Rohrreihen in Richtung quer Gasstrom
n_tl	-	6,0	Rohrreihen in Rauchgasrichtung
n_fl	-	1,0	Flutigkeit (Anzahl parallel durchströmter Reihen in RG-Richtung)
ArtMet	-	St 35.8	Art des Rohrmetalls 77=Ferrit 78 = Austenit
H	m ²	23,6	Heizoberfläche

Die Einbindung der Schadstofffalle in den Wasser-Dampf-Kreislauf erfolgt nach dem Speisewasserregelventil. Somit wird die Schadstofffalle mit der gesamten Speisewassermenge durchströmt. Die Schaltung erfolgt im Gleichstrom. Der hierbei ausgekoppelte Wärmestrom beträgt rund 880 KW. Diese Energiemenge muss, um die Einhaltung der Frischdampfparameter sicherzustellen vor der Schadstofffalle kompensiert werden.

Die im 2. Zug installierten Schottenheizflächen (2 Verdampferschotten und eine ÜH-Schotte) bieten sich für diese Kompensation an. Die ÜH-Schotte scheidet auf Grund der Verschaltung (Vorüberhitzer) von der Betrachtung aus. Bei den V-Schotten stehen folgende Möglichkeiten zur Betrachtung an:

- Abmindern der Heizflächen durch Bestampfen
- Abmindern der Heizflächen durch Einkürzen
- Entfernen aus dem Umlaufsystem (Demontage)

Tabelle 2: Hauptabmessungen V-Schotten

Model		2. V-Sch	
Strom	-	reiner Gegens- trom	Krz-GI-Str-0,Krz-Geg-Str-1,2-Krz-Str,GI-Str-3,Geg-Str 4
d_a	mm	57,0	Außendurchmesser
s_w	mm	4,5	Wandstärke
n_d	-	36,0	Parallel durchströmte Rohre
ArtMet	-	St 35.8	Art des Rohrmaterials 77=Ferrit 78 = Austenit
TypWand	-	Schotten	Typ Wand 0-Rohrwand;1-Schotten;2-Rohrwand Projektion;3-Schotten Rohr-Steg-Rohr Proj.
H	m ²	129,6	Heizoberfläche
L Rohr	mm	22.500,0	gestr. Rohrlänge in Heizzone
Teilung	mm	80,0	Rohrteilung

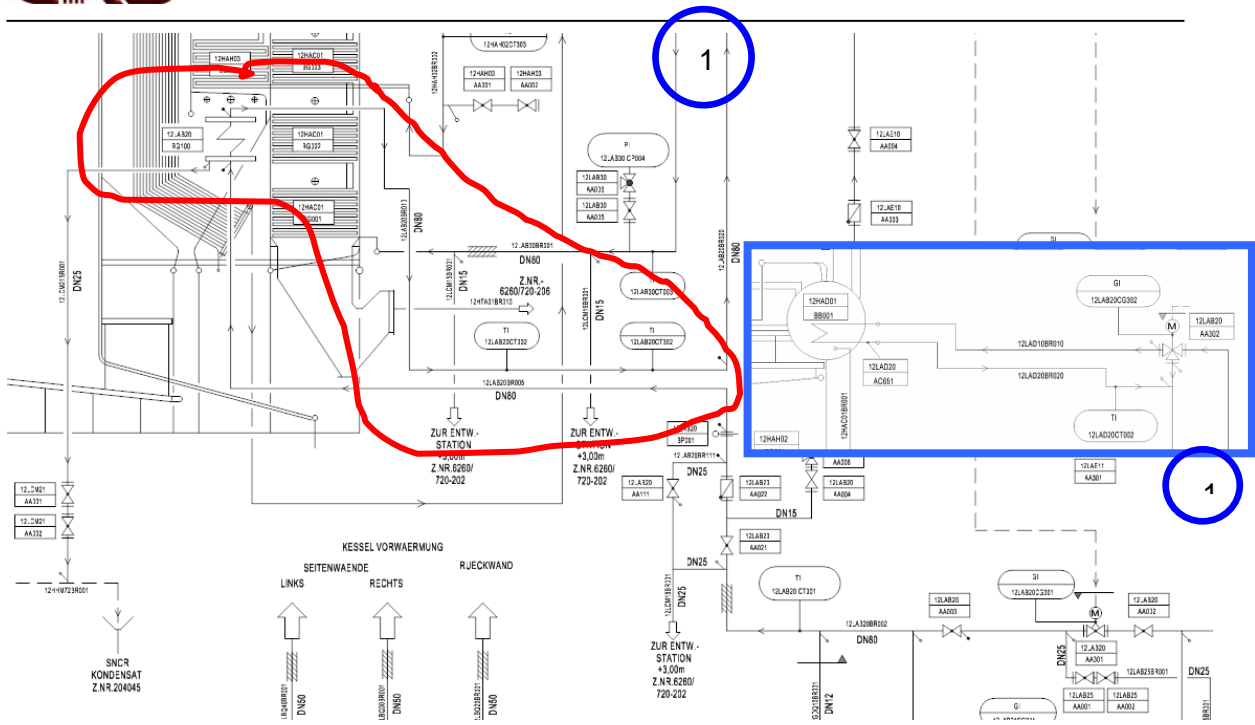


Abbildung 14: R&I Einbindung SSF

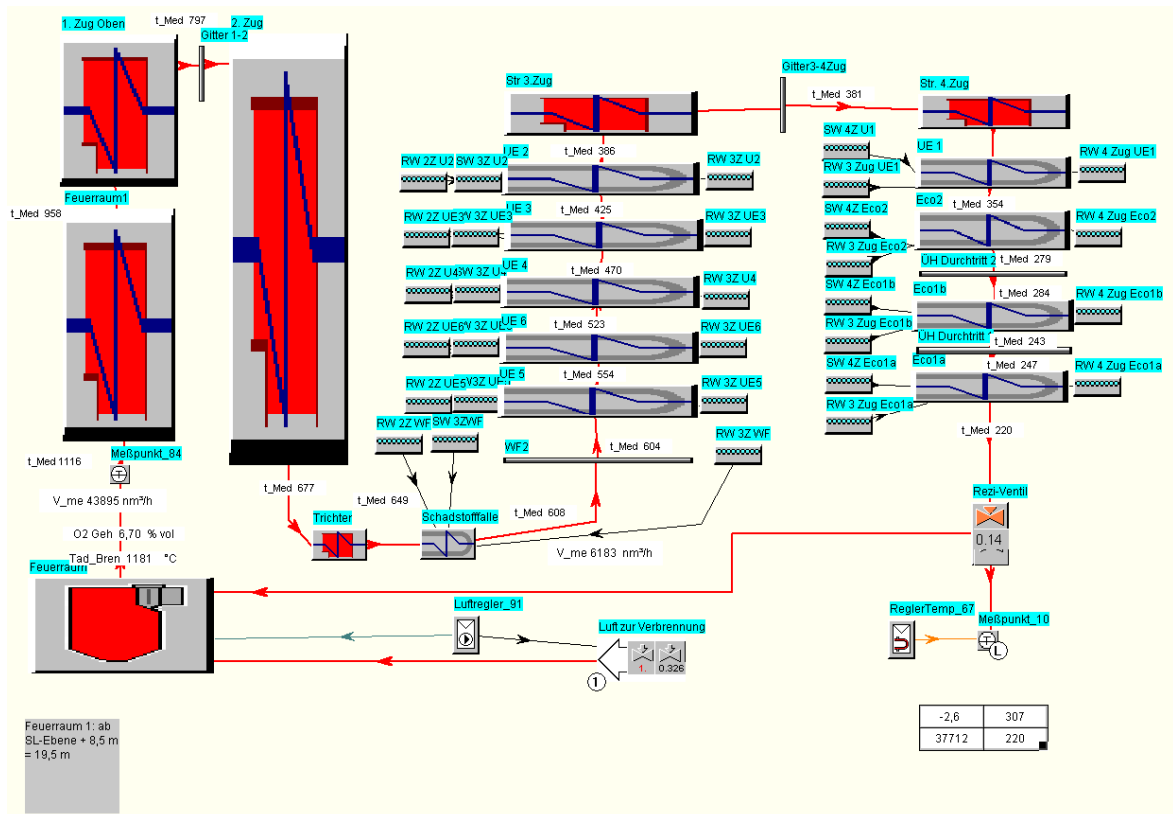


Abbildung 15: Anlage mit Schadstoffalle in Boiler Dynamics –Rauchgasweg-

Der Rohrdurchmesser wurde möglichst klein gewählt, um die Wärmeleistung der Schadstoff-falle möglichst niedrig zu halten. Zusätzlich ist die Abscheidevermögen von Partikeln an Rohren mit geringem Durchmesser besser als an größeren.

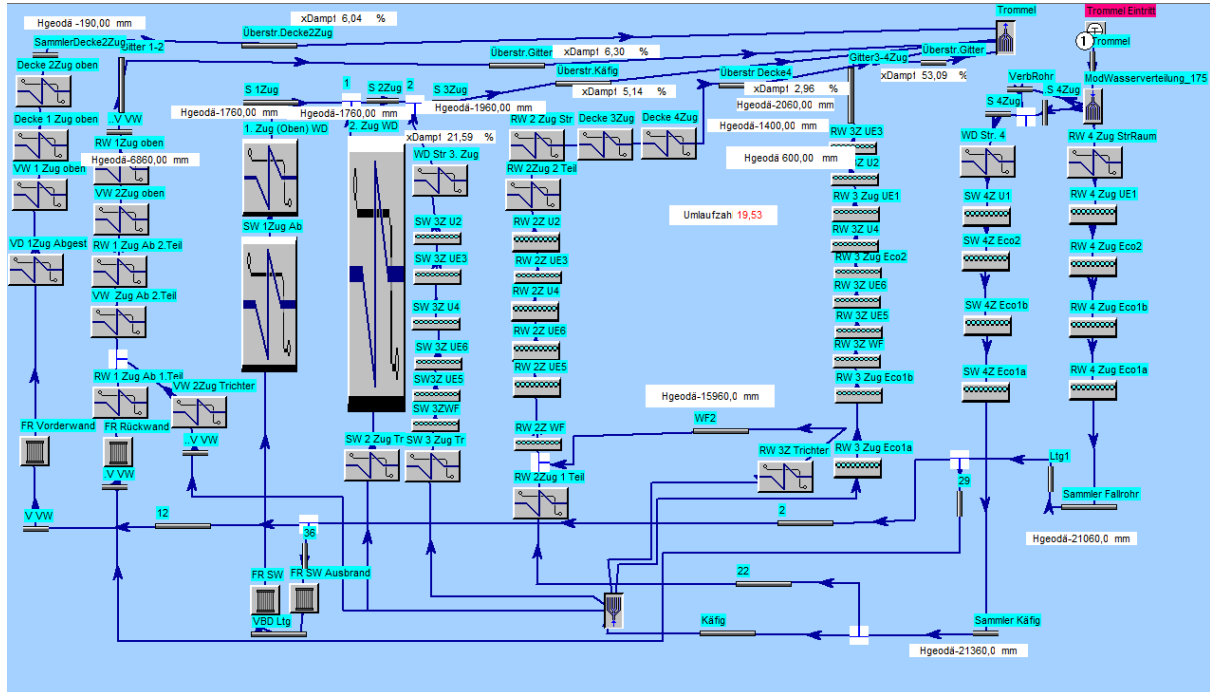


Abbildung 16: Naturumlauf mit SSF

Bei der Umlaufberechnung wurde auch der Dampfanteil im Bereich des ECO-Austritts überprüft, um nicht in die Gefahr von Dampfschlägen bzw. lokaler Austrocknung von Heizflächen zu kommen.

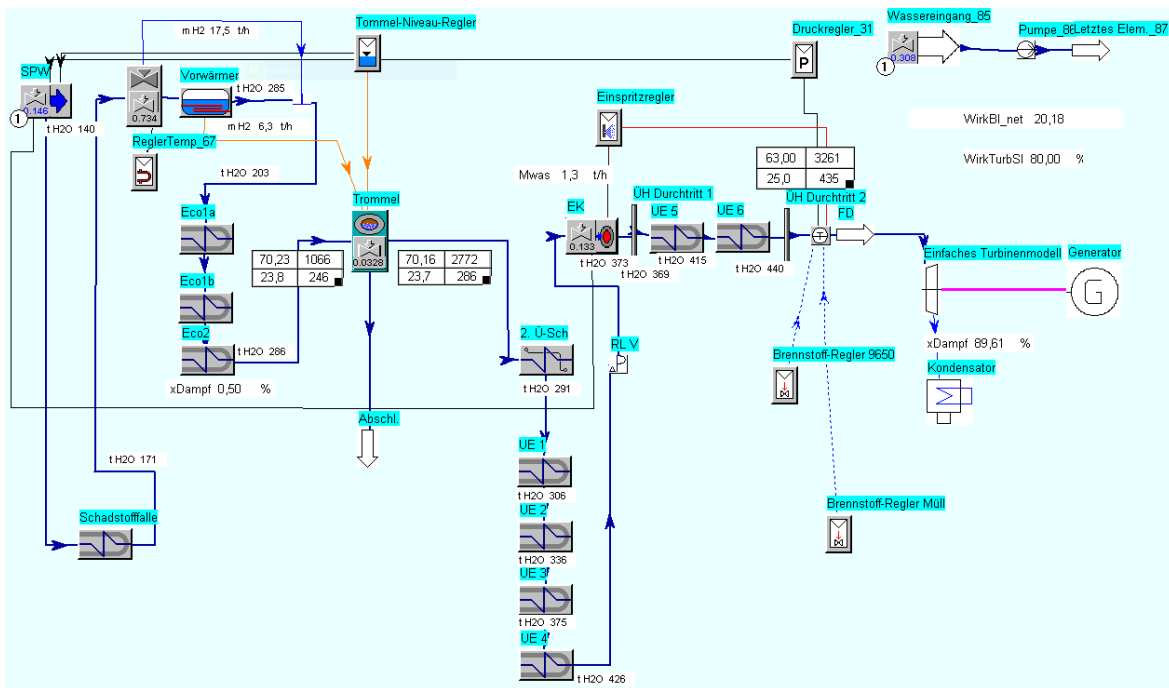


Abbildung 17: Wasser- Dampf-Kreislauf mit SSF

Die in Abbildung 17 dargestellte Speisewassertemperatur von 140° C entspricht der „Normal“-Temperatur (Oktober bis einschl. April → Winterbetrieb der Anlage). In den verbleibenden Monaten wird die Speisewassertemperatur auf ca. 123° C abgesenkt, um bei alleinigem Betrieb der MVA den Durchsatz entsprechend zu erhöhen. Auf die Absenkung der Speisewassertemperatur wird in Kapitel 5.1 nochmals eingegangen.

Abbildung 18 und 19 zeigen einen Ausschnitt des Kessellängs- bzw. Querschnitts mit integrierter Schadstofffalle.



- Trennwandverlängerung mit Strömungsnase
- Schadstofffalle
- Änderung peripherer Hauptleitungen (Rußbläser)

Abbildung 18: Anlagenschnitt mit integrierter Schadstofffalle und zugehörigen Änderungen

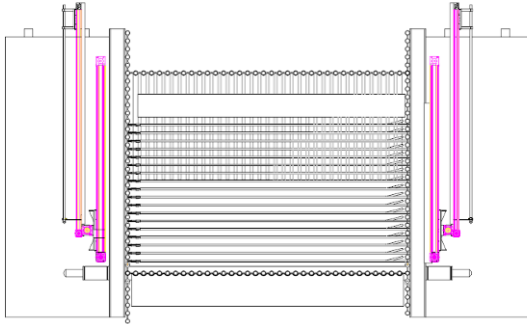


Abbildung 19: Querschnitt 3. Zug SSF mit Reinigungsvorrichtung

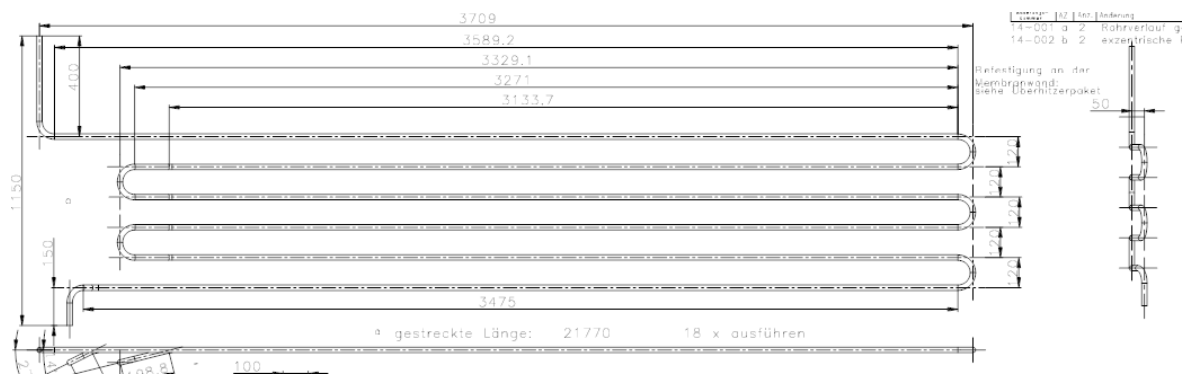


Abbildung 20: Rohrschlange SSF

Bedingt durch den geringen Rohrdurchmesser (Abb.: 20) der Rohrschlangen konnte es realisiert werden, dass weder für die Rohrschlangen noch für die Stutzen des Reinigungssystems Ausbiegungen in der Membranwand notwendig wurden.



Abbildung 21: Vorbereitung Membranwand für SSF Montage



Abbildung 22: Anströmseite Schadstofffalle mit Reinigungsstutzen

Die zugehörigen Sammler mit den Verbindungsleitungen zum bestehenden Wasserdampfkreislauf wurden an einer Kesselseite installiert. Um entsprechende Freiräume für die Montage und Unterbringung der Komponenten zu erreichen, mussten verschiedene Leitungssysteme modifiziert und angepasst werden (Dampfleitungen für Rußbläser, Fallrohrleitungen usw.).

Die Demontage der Verdampferschotten mit zugehörigem Abblinden der Anschlussleitungen machte auf Grund der Zugänglichkeiten Sonderlösungen erforderlich. So konnten z.B. die Überströmrohre nicht nahe der Trommel verschlossen werden. In diesem Bereich waren Sonderlösungen wie in nachstehender Abbildung (Abb. 23) dargestellt erforderlich.



Abbildung 23: Sicherstellung Durchströmung an Überströmrohren **Abbildung 24: Umlenkung 2./3. Zug „GKS-Nase“**

Abbildung 24 zeigt die Ausbildung der Umlenkung im Trichter 2./3. Zug bis zur Überhitzer-Schotte (1/2 Kesselbreite). Die „GKS-Nase“ ist zusätzlich mit Feuerfestmaterial abgekleidet.

4 Reinigungssystem

Das Reinigungssystem wurde in seiner Wirkungsweise bereits 2007 mit Erfolg getestet (s. Kapitel 2.2).

Die Überführung in den automatisierten Anlagenbetrieb stellt ein anderes Anforderungsprofil an die einzusetzende Mechanik, um eine entsprechende Steuerung einsetzen zu können. Wurden die ersten Versuche mit „Baumarkts-Artikeln“ in Verbindung mit Eigenkonstruktion und Muskelkraft betrieben, so sollte die jetzige Anwendung denen eines Kraftwerksbetriebes genügen.

Die größten Herausforderungen stellten neben den Randbedingungen aus der Anlagenanordnung der Platzbedarf und die Ausführung der Antriebseinheiten dar. Die Einheit der Reinigungsvorrichtung musste pro Kesselseite für alle Stutzen einsetzbar sein. Zusätzlich soll bei inaktiver Reinigung keine Einschränkung der Anlagenbegehung gegeben sein. Der Bedienaufwand muss minimiert werden, da die Reinigungsintervalle im Rahmen der Projektierung nicht absehbar waren (und bis jetzt auch noch nicht sind). Aufgrund der Randbedingungen haben wir uns für den Einsatz von 2 Reinigungseinheiten (eine pro Kesselseite) entschieden.

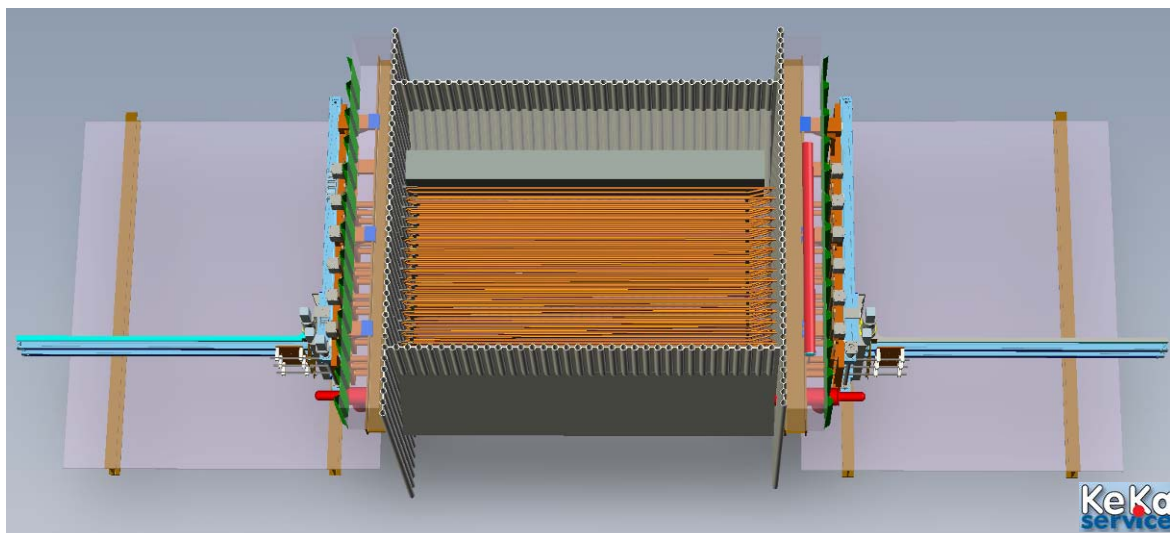


Abbildung 25: Reinigungssystem und SSF

Für die Antriebseinheit der Reinigung der Schadstofffalle wird pro Kesselseite ein System aus insgesamt 4 Linearantrieben und einem Schwenkantrieb eingesetzt. Von den vier Linearantrieben sind jeweils zwei zu einer Einheit zusammengefasst.

Einheit 1 ist die Verfahreinrichtung. Sie ist parallel zu der jeweiligen Seitenwand montiert. Sie sind dafür erforderlich, die Reinigungsanlagen entsprechend den 6 Stutzenanordnungen zu positionieren.

Die Einheit 2 (Vorschubeinheit) dient dazu, die drei Reinigungsplanen nach der entsprechenden Positionierung vor den Stützen in den Rauchgasweg einzufahren.

Der Schwenkantrieb wird benötigt, um die Vorschubeinheit bei Nichtgebrauch der Reinigungseinrichtung nahezu parallel zur Seitenwand zu positionieren (Parken) um ausreichende Begehungsmöglichkeit der Bühnenebene sicherzustellen.

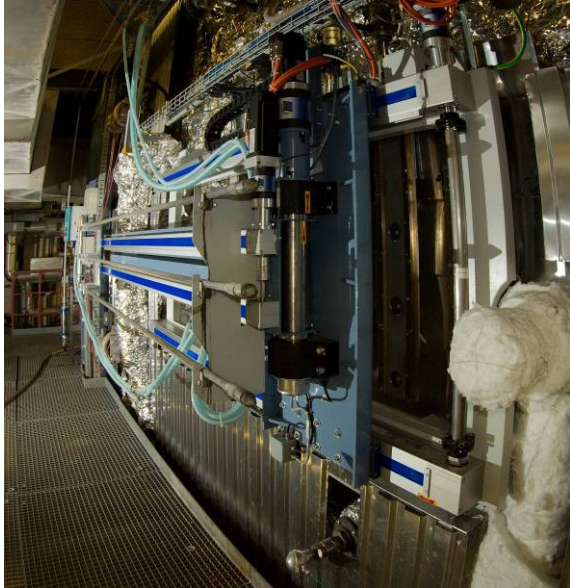


Abbildung 26: HWS in Parkposition



Abbildung 27: HWS ausgeschwenkt



Die Reinigung der Schadstofffalle durch das HWS erfolgt pro Kesselseite über 18 Stützen in 3 Ebenen. Die jeweils drei Stützen übereinander sind mittels eines pneumatischen Flachschiebers rauchgasseitig verschlossen.

Die Antriebseinheiten wurden mit einer ortsansässigen Firma an die Anforderungen angepasst. Gleiches gilt für die Rauchgasschieber, die nach Vorgaben GKS hergestellt wurden.

Die Schnittstelle „Feinmechanik der Lineareinheiten“ und üblichen Toleranzen des Kesselbaus stellten erhebliche Anforderungen dar, die nur durch enge Abstimmung und Kooperation der beteiligten örtlichen Firmen zum Erfolg geführt haben.

Abbildung 28: HWS vor Reinigungsbetrieb

5 Betriebserfahrung

Alle theoretischen Überlegungen und Betrachtungen müssen sich erst in der Praxis beweisen. Die über das Prozessleitsystem erfassten Betriebswerte zeigen bislang positive Ergebnisse. Innerhalb des kurzen Betriebszeitraumes (3 Wochen) lassen sich die Aussagen nur mit der Ergänzung „mit heutigem Stand“ oder „bis jetzt“ treffen.

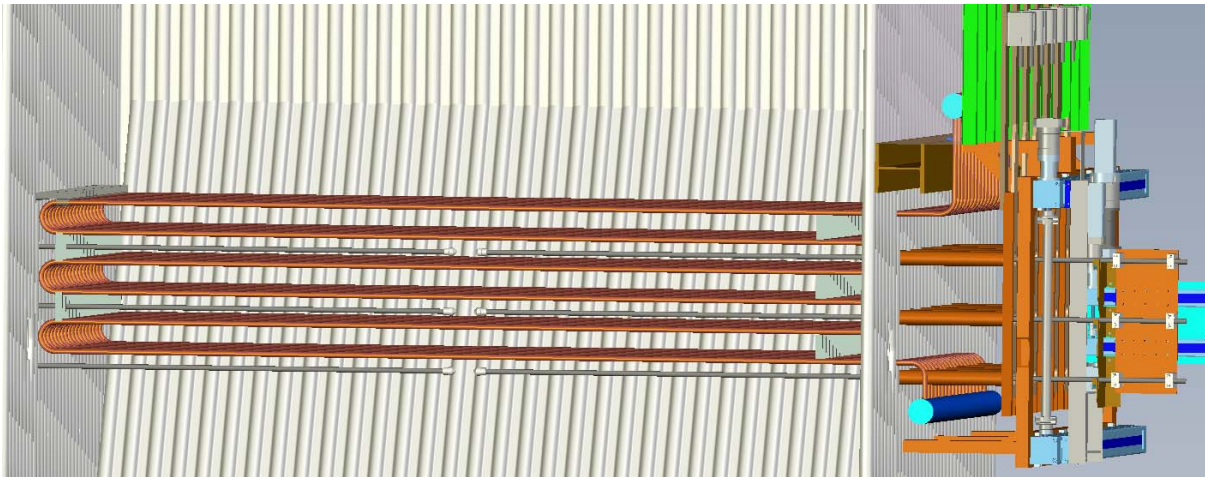


Abbildung 29: Schnitt SSF und HWS

5.1 Temperaturen Rauchgas- und Wasser-Dampf-System

Werden nachfolgend Diagramme gezeigt, die einen Vergleich von Betriebswerten der drei Anlagen beinhalten, so sind für die Linien 11 und 13 Zeiträume von gleicher Dauer nach einer Jahresrevision herangezogen worden.

Nach der Inbetriebnahme haben wir eine Nachberechnung der Anlage aufgrund der „Sommerbetriebs-Bedingungen“ (= abgesenkte Speisewassertemperatur von 140 auf 123° C) mittels des KED-Programmes durchgeführt. Die Berechnung zeigt eine Temperaturerhöhung auf der Medium-Seite von 33 K und damit eine unwesentliche Abweichung zu den ursprünglichen Auslegungsberechnungen (31 K bei 140 °C Speisewassertemperatur). In Abbildung 26 ist der tatsächliche Verlauf dieser Temperaturdifferenz über 21 Tage dargestellt. Diese 21 Tage stellen 1-Std-Mittelwerte ab dem Zeitpunkt der Müllaufgabe dar.

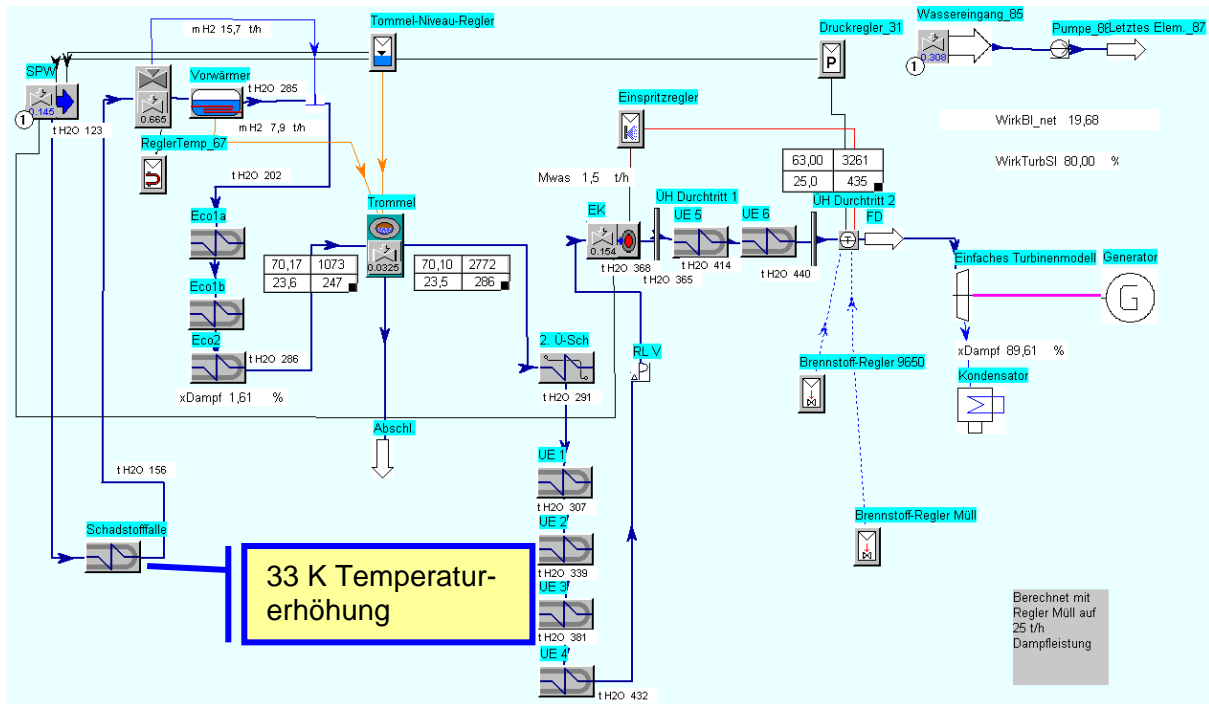


Abbildung 30: Wasser-Dampf-Kreislauf mit abgesenkter SPW Temp.

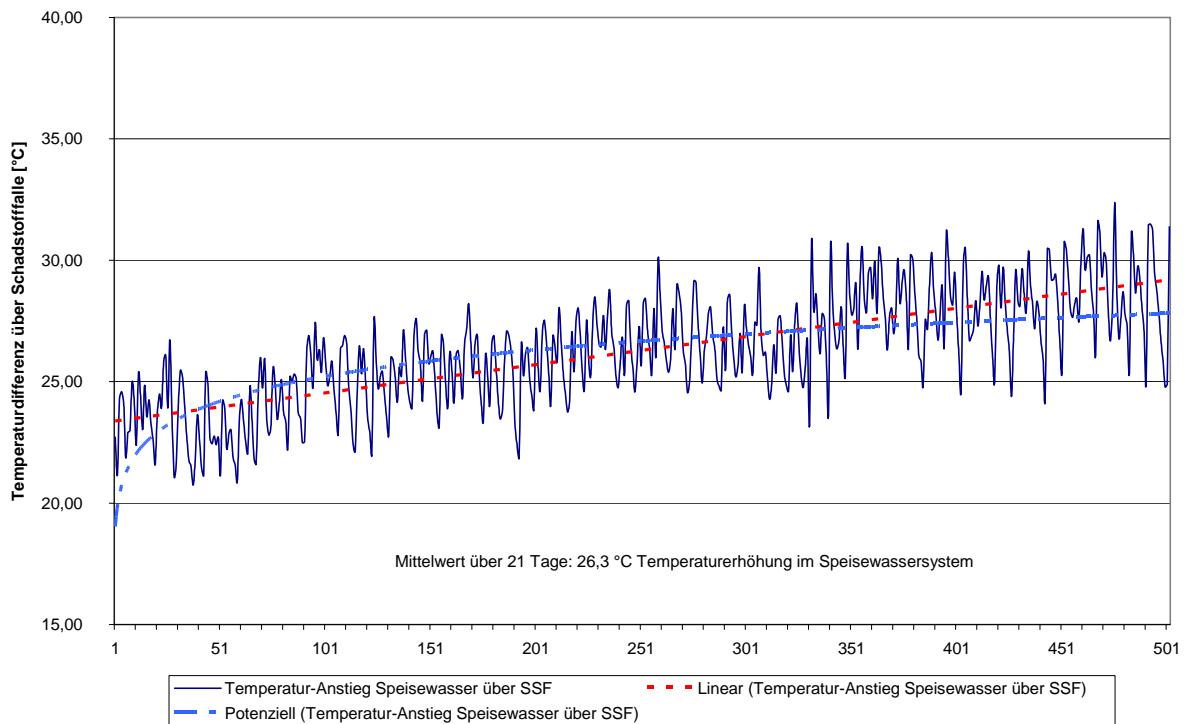


Abbildung 31: Erhöhung der SPW-Temperatur nach SSF

Bei weiterhin gutem Reinigungsergebnis kann davon ausgegangen werden, dass die berechnete Temperaturerhöhung nicht erreicht wird. Somit stehen der Anlage mehr Reserven im Bereich der Kesselaustrittstemperatur zur Verfügung.

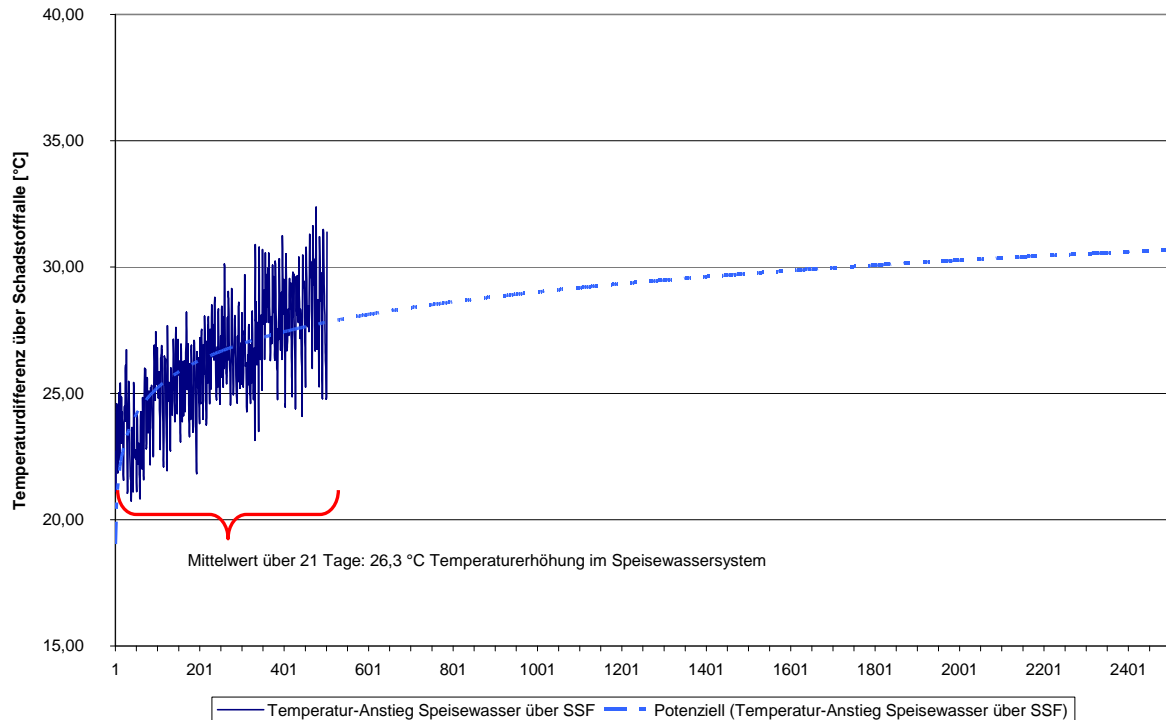


Abbildung 32: "Prognose" der Temperaturerhöhung über SSF

Die Anlagen im GKS sind mit einem 3-Wege-Ventil vor dem Trommelvorwärmer ausgestattet. Hierdurch wird die rauchgasseitige Kesselaustrittstemperatur entsprechend des eingestellten Sollwertes geregelt und über die Reisezeit konstant gehalten. Je kleiner der Wert der Stellungsanzeige, umso größer ist die Speisewassermenge, die am Trommelvorwärmer vorbei gefahren wird. Durch die Temperaturerhöhung des Speisewassers aufgrund der Schadstoffalle war zu erwarten, dass das Ventil von der bisherigen Stellung abweicht. Abbildung 33 zeigt, dass sich die Stellung des 3-Wege-Ventiles der Linie 12, sich an die der Linien 11 und 13 angleicht.

Die Stellung des 3-Wege-Ventiles im Betrieb entspricht denen der Auslegungsberechnung (berechnet: 66,5 % [bzw. $100 - 66,5 = 33,5$ % Betriebsanzeige], d.h. 66,5 % der Speisewassermenge strömen am Trommelvorwärmer vorbei).

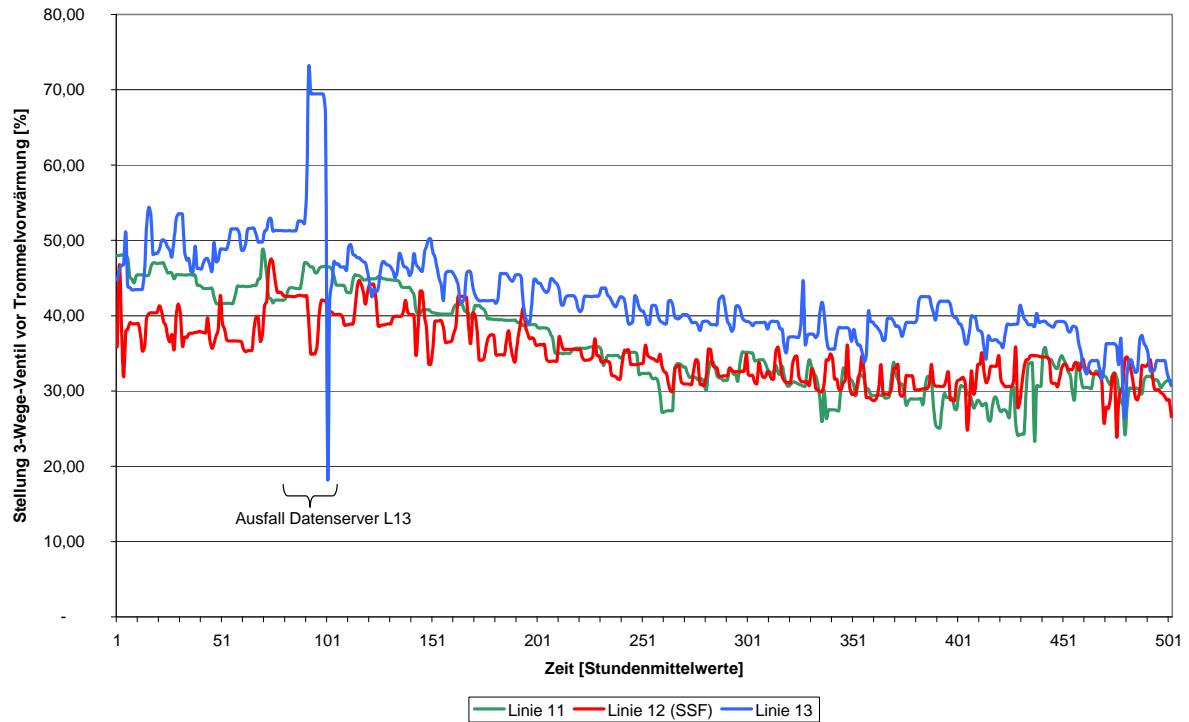


Abbildung 33: Stellung 3-Wege-Ventil Trommelvorwärmung

5.2 Belagsausbildung

Mittels Hochtemperatur-Endoskop wurden seit Müllaufgabe an der Anlage ein Mal pro Tag Aufnahmen durchgeführt. Die nachfolgenden Aufnahmen zeigen den Belag nach einer Betriebsphase von mindestens 8 Stunden und den anschließenden Reinigungseffekt.

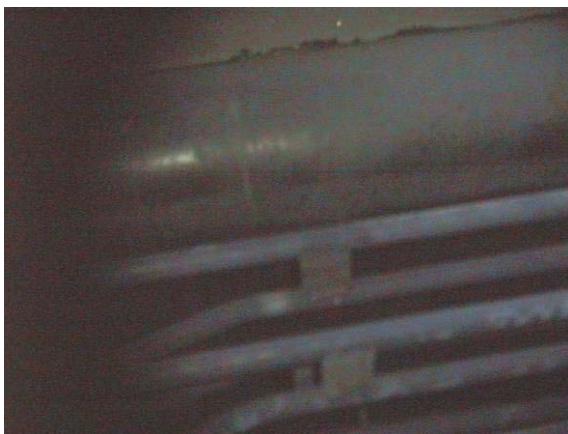


Abbildung 34: vor Müllaufgabe

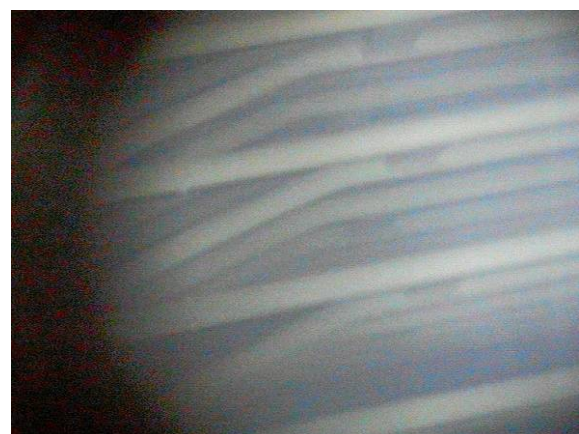


Abbildung 35: 2 Std. nach IBS, Anströmseite

Die Endoskopie erfolgte jeweils über die entsprechenden Reinigungsstutzen; sofern nicht anders angegeben am 4. Flachschieber. Als Kurzbezeichnungen wird für

- die Anströmseite bzw. 1. Rohrreihe → U
- und für den mittleren Reinigungsstutzen → M

verwendet

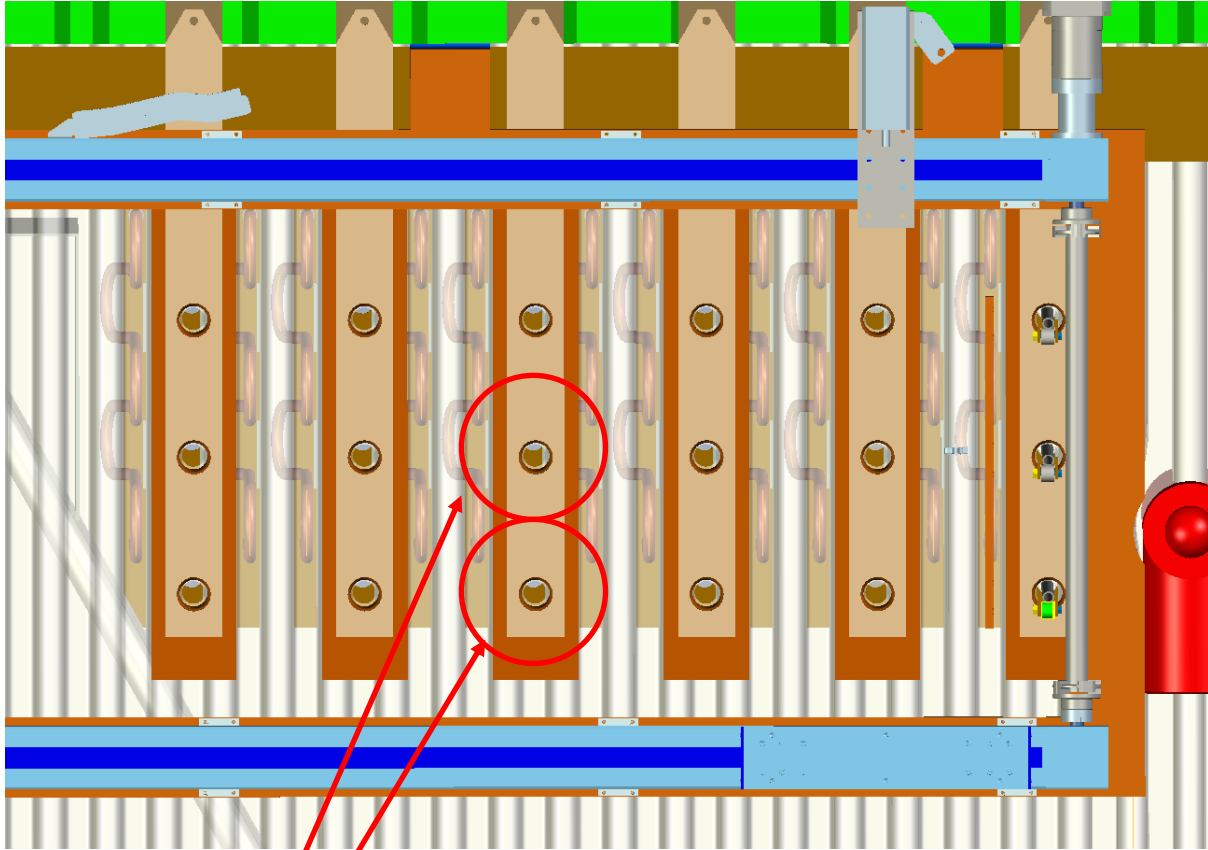


Abbildung 36: Endoskopie-Stutzen



Abbildung 37: U nach Reinigung - 72 h



Abbildung 38: M nach Reinigung -72 h



Abbildung 39: U vor Reinigung - 400 h



Abbildung 40: U nach Reinigung - 400 h



Abbildung 41: M vor Reinigung - 400 h



Abbildung 42: M nach Reinigung - 400 h

Abreinigungsverhalten nach 22 Betriebstagen (entsprechend 530 Std):

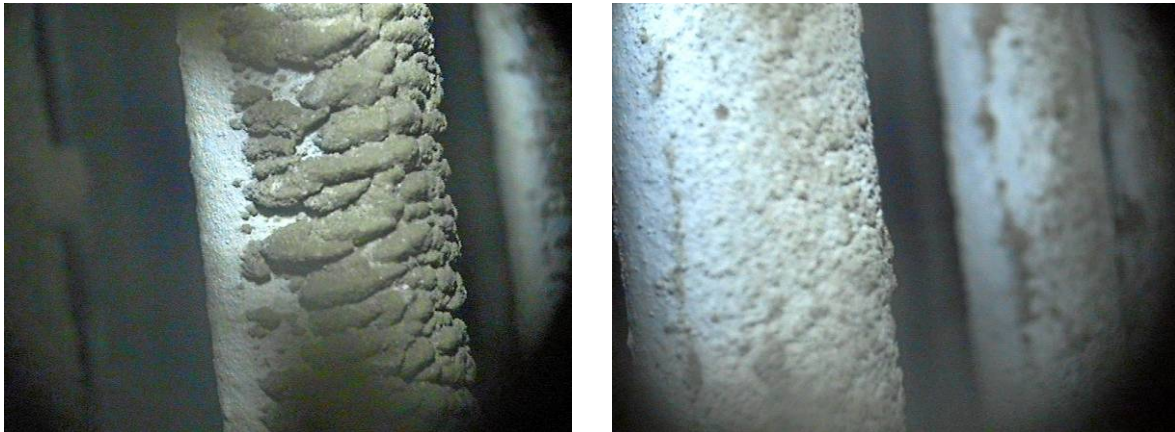


Abbildung 43: S4, U 40 cm vor und nach HWS, Blickrichtung links 04.06.

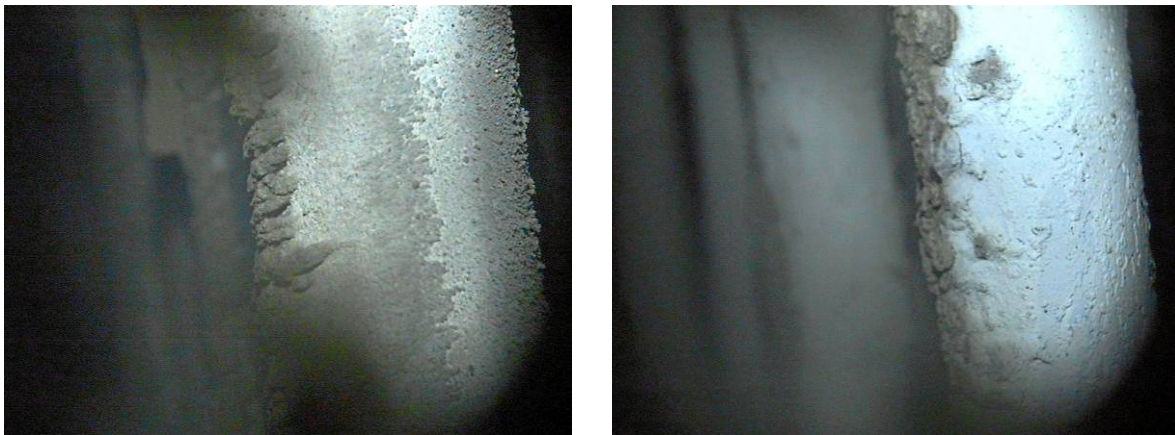


Abbildung 44: S4, U 80 cm vor und nach HWS, Blickrichtung links 04.06.



Abbildung 45: S4, U 80 cm vor und nach HWS, Blickrichtung rechts 04.06.



Abbildung 46: S4, U 120 cm vor und nach HWS, Blickrichtung links 04.06.



Abbildung 47: S4, U 160 cm vor und nach HWS, Blickrichtung links 04.06.

Die vorstehenden Bilder machen deutlich, dass das System Schadstofffalle mit der Reinigung im Zusammenspiel funktioniert.

Es findet eindeutig eine deutliche Abscheidung von Flugstäuben an der Schadstofffalle statt. Die anschließende Abreinigung ist effektiv und wirksam.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung und der Einsatz der Schadstofffalle (SSF) mit zugehöriger Reinigungsvorrichtung (HWS) stellte im Rahmen des EU-Forschungsprojektes NextGenBioWaste einige Herausforderungen an Betreiber und beauftragte Lieferanten. Die Grundlagen für dieses System wurden durch das bereits abgeschlossene Forschungsprojekt EFRE-Korr I erarbeitet.

Grundsätzlich kann das System zunächst als funktionsfähig bezeichnet werden. Die Anlage ist über den gesamten Lastbereich ohne Einschränkungen zu betreiben.

Das Risiko, das mit dem Einsatz dieses Systems eingegangen wurde, stellt sich mit heutigem Stand als beherrschbar und damit als „richtig eingeschätzt“ dar.

Neben den Randbedingungen der Infrastruktur (Zugangsebenen, Medium-Leitungen der Nebenanlagen usw.) stellte die wärmetechnische Auslegung des Systems die größte Herausforderung dar. Durch das Reinigungssystem mussten zusätzlich Anforderungen der Feinmechanik im Bereich des Kesselbaus berücksichtigt werden, die eindeutig über das übliche Maß hinausgehen.

Weiterhin stellt dieses System etwas Neues dar, was bislang weder in Versuchs- noch in anderen Anlagen zum Einsatz gekommen ist. Dadurch ließ sich bei den GKS'lern ein „leicht angespannter Gesichtsausdruck“ bei der IBS der Anlage nicht abstreiten.

Das zugehörige Engineering ist unter Führung und Mitwirkung von GKS erstellt und bearbeitet worden. Dieses wurde durch die Einbindung von ortsansässigen Firmen (Antriebstechnik, Steuerungstechnik und Kesselkomponenten) deutlich erleichtert. Der zeitliche Rahmen für die Realisierung dieser Maßnahme kann rückblickend als äußerst knapp bezeichnet werden. Der Projektstart (definitive Ausführungsentscheidung) für diese Maßnahme war Ende Januar 2008. Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme (Müllfeuer) der Linie 12 war der 13.05.2008. In diesem Zeitraum wurden Engineering, Beschaffung, Fertigung und die zugehörigen Behördengespräche abgewickelt.

An der Anlage werden in den nächsten Wochen umfangreiche Messungen (Gas- und Partikel) im Zusammenhang mit dem EU-Forschungsprojekte NextGenBioWaste durchgeführt und entsprechend ausgewertet. Hierdurch kann die Schadstofffalle dann auch im Hinblick auf ihre korrosionsmindernde Wirkung beurteilt werden.

Die Parameter der Reinigungseinrichtung sowie die Reinigungswirkung werden in der kommenden Zeit weiter an das Anlagenverhalten angepasst und optimiert. Spannend wird der nächste planmäßige Anlagenstillstand, an dem zusätzlich zur Beurteilung des Verschmutzungsverhaltens der Kesselanlage zusätzlich entsprechende Beläge entnommen und analysiert werden.