

VGB-Gutachten

Kraftwerk Staudinger (KWS 6)

Bewertung der Feuerungsanlage für das Neubauprojekt

Auftrags-Nr. ING 278/08

Erstellt von:

Dr. Franz Bauer, Dr. Hartmut Krüger, Hans-Joachim Meier,
Dr. Ludwig Müller, Christian Stolzenberger

VGB PowerTech e.V.

Klinkestraße 27-31

45136 Essen

Tel.: +49 (0) 201 8128-250

Fax: +49 (0) 201 8128-321

E-Mail: franz.bauer@vgb.org



Inhalt

1	Einleitung	4
2	Techniken, die im Wasser-Dampf-Kreislauf Verwendung finden	5
2.1	Kesselparameter allgemein	5
2.2	Dampfparameter und Wirkungsgrade der zuletzt in Deutschland in Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerke	6
2.3	Technische Daten des Kraftwerks Staudinger 6	6
2.4	Künftige Entwicklungspotentiale	7
2.5	Werkstoffauswahl.....	9
3	Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von luftgetragenen Emissionen und Abfällen	13
3.1	Feuerungstechnik	13
3.1.1	Abgrenzung der Kohlenstaubfeuerung zu anderen Feuerungs- oder Kohleumwandlungstechniken	13
3.1.1.1	Rostfeuerung	13
3.1.1.2	Atmosphärische Wirbelschichtfeuerung	14
3.1.1.3	Druckwirbelschichtfeuerung	15
3.1.1.4	Kohlevergasung (IGCC)	16
3.1.2	Kohlenstaubwirbelbrenner	17
3.1.2.1	Einleitung	17
3.1.2.2	Kohlenstaubaufbereitung	18
3.1.2.3	Brennerbeschreibung	18
3.1.2.4	NO _x -Primärmaßnahmen	19
3.1.2.4.1	Einleitung	19
3.1.2.4.2	Primärmaßnahmen zur Verminderung der NO _x -Emissionen	20
3.1.2.4.3	Luftüberschuss	20
3.1.2.4.4	Luftstufung	21
3.1.2.4.5	Low NO _x -Brenner	22
3.2	Optimierung des Wirkungsgrades	22
3.2.1	Dampfkraftprozess	22
3.2.2	Dampfkraftwerk mit Wärmeauskopplung	27
3.2.3	Kohlevergasung	27
3.3	Rauchgasreinigung	27
3.3.1	Gesetzlich vorgeschriebene Emissionsgrenzwerte für feste Brennstoffe	27
3.3.2	Entstickungsverfahren	29
3.3.3	Entstaubung	31
3.3.4	Schwermetallbilanzen	31
3.3.5	Entschwefelung	31

3.3.6	Erreichte Emissionswerte	33
4	Zusammenfassung	35

1 Einleitung

Der Kraftwerkspark in der Bundesrepublik Deutschland und Europa weist für fossil befeuerte Kraftwerke, ein hohes Alter auf. Daraus ergibt sich ein erheblicher Neubaubedarf.

Der Wirkungsgrad der Anlagen, die nach 30 – 40 Jahren Betrieb stillgelegt werden, weisen einen Wirkungsgrad von $\eta = 33 - 36\%$ auf und entsprechen nicht mehr dem Stand der letzten Technik. Die Emissionen erfüllen die gesetzlichen Bestimmungen bezüglich NO_x , SO_x und Staub.

E.ON hat beschlossen mehrere neue Kraftwerksanlagen auf Basis von Kohle und Gas zu errichten. Einen Schwerpunkt bilden die mit Steinkohle befeuerten Konvoianlagen mit einer Leistung von 1.100 MW_{el}. Der Ansatz von E.ON ist hinsichtlich der Energieeffizienz, sich an den heute bestmöglichen Stand der Technik zu orientieren. Die geplanten Kohlekraftwerke werden im reinen Kondensationsbetrieb über einen Wirkungsgrad von $\eta \sim 46\%$ verfügen.

Die VGB PowerTech hat die Aufgabe übernommen das von E.ON erarbeitete und geplante Kraftwerkskonzept zu bewerten. Inhalt der Bewertung ist, das Konzept

- an den bisherigen Erfahrungen - Bau und Betrieb von kohlebefeueten Anlagen - zu spiegeln,
- den Stand der Technik zu bewerten,
- einen Vergleich mit der besten verfügbaren Technik (Bref = best availability technique reference document) durchzuführen und
- einen Ausblick auf die künftige Kraftwerksentwicklung zu geben, wobei die künftige Kraftwerksentwicklung sich sowohl auf den Wirkungsgrad als auch auf die Emissionen bezieht.

2 Techniken, die im Wasser-Dampf-Kreislauf Verwendung finden

2.1 Kesselparameter allgemein

Das Umweltbundesamt hat im „Merkblatt über beste verfügbare Techniken (BVT) für Großfeuerungsanlagen, Ausgabe Juli 2006“ Informationen zu Techniken für die Bestimmung von BVT für die Verbrennung von Stein- und Braunkohle zur Vermeidung oder Verminderung von Emissionen und zur Erhöhung des thermischen Wirkungsgrades veröffentlicht. In den BVT's werden für Neuanlagen mit Steinkohlenstaubfeuerungsanlagen ein thermischer Nettoblockwirkungsgrad sowie Techniken zur Verbesserung des Wirkungsgrads und der Brennstoffausnutzung empfohlen.

Der Vergleich der BVT's mit der technischen Umsetzung im Kraftwerk Staudinger 6 ist in der nachfolgenden Tabelle für jede Empfehlung herausgearbeitet.

BVT-Technik	Umsetzung im Kraftwerk Staudinger 6
Kraft-Wärmekopplung	Abhängig von der standortspezifischen Anforderung, hinsichtlich Wärmelast wird eine Auskopplung von maximal 300 MW _{th} realisiert.
Turbinenbeschaukelung	Die Dampfturbinenschaufeln werden als 3-dimensionale hocheffiziente Schaufeln angefertigt.
Verwendung von hochentwickelten Materialien zum Erreichen von hohen Dampfparametern	Es werden hochentwickelte Werkstoffe, wie <i>die austenitischen Werkstoffe Super 304 H</i> und <i>HR3C</i> eingesetzt, um die Anlage mit Frischdampfparametern von 600 °C und 285 bar zu betreiben.
Überkritische Dampfparameter	Die Dampfparameter sind mit 600 °C / 285 bar im Hochdruckteil überkritisch. Es sind die höchsten Werte in einem Steinkohlekraftwerk in Deutschland.
Zweifache Zwischenüberhitzung	Eine zweifache Zwischenüberhitzung ist nicht vorgesehen, da eine Kraft-Wärmekopplung vorhanden ist.
Regenerative Speisewasservorwärmung	Die regenerative Speisewasservorwärmung wird ausgeführt mit 9 Stufen, was eine Speisewassertemperatur vor

	Economizer von ca. 307 °C ergibt.
Hochentwickelte rechnergestützte Steuerungssysteme	Ein hochentwickeltes rechnergestütztes Steuersystem wird Bestandteil des Kraftwerks.
Nutzung der Abgaswärme für Fernwärme	Eine Nutzung der Abgaswärme für Fernwärme wird auf Grund der standortspezifischen Anforderung und der geplanten Kraft-Wärmekopplung im Grundsatz erfüllt.
Blockwirkungsgrad (Netto) 43 – 47 %	Der elektrische Wirkungsgrad (Netto, ohne Fernwärme) wird bei ca. 46 % liegen.

2.2 Dampfparameter und Wirkungsgrade der zuletzt in Deutschland in Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerke

Die beiden zuletzt in Deutschland in Betrieb gegangenen Kraftwerke sind das Kraftwerk Staudinger, Block 5 der E.ON und das Gemeinschaftskraftwerk Rostock. Diese Kraftwerke haben die höchsten Dampfparameter und die höchsten Wirkungsgrade der mit Steinkohle befeuerten Kraftwerke in Deutschland.

	Staudinger 5	Rostock
Nettoleistung	510 MW _{el}	509 MW _{el}
Brennstoff	Steinkohle	Steinkohle
Inbetriebnahme	1992	1994
Frischdampf Temperatur/-druck	545 °C / 262 bar	545 °C / 262 bar
ZÜ-Temperatur/-druck	562 °C / 54 bar	562 °C / 54 bar
Wirkungsgrad	43%	43%
Fernwärme, maximal	300 MW _{th}	300 MW _{th}
Nutzungsgrad, maximal	62%	62%

2.3 Technische Daten des Kraftwerks Staudinger 6

Die 600 °C Technologie ist in Deutschland heute Stand der Technik und wird neben dem Steinkohlekraftwerk Staudinger 6 in allen aktuellen Kraftwerksneubauprojekten verfolgt. In einer Studie für ein mit Steinkohle gefeuertes Referenzkraftwerk „NRW“ wurden für diese Technologie mögliche Auslegungsvarianten und deren Wirtschaftlichkeit untersucht. Hierbei erreichte die wirtschaftlichste Variante mit Frischdampfparametern von 600 °C und 285 bar

einen Nettowirkungsgrad von 45,9 %. Die in der Studie ermittelten Frischdampfparameter sowie Komponenten und Materialien sind Basis für den Neubau des Steinkohlekraftwerks mit Naturzugkühlturm „Staudinger 6“, dem neben „Datteln 4“ größten Steinkohlen-Monoblock in Deutschland mit einer Bruttoleistung von 1.100 MW_{el}.

Planung	Staudinger 6
Nettoleistung	1055 MW _{el}
Brennstoff	Steinkohle
Frischdampf Temperatur/-druck	600 °C / 285 bar
ZÜ-Temperatur/-druck	620 °C / 58 bar
Wirkungsgrad, netto	Ca. 46%
Fernwärme, maximal	300 MW _{th}
Nutzungsgrad, maximal, netto	ca. 56,33%

2.4 Künftige Entwicklungspotentiale

Die nächste Kraftwerksgeneration ist die der 700 °C Technologie mit einem Wirkungsgrad von über 50%. Die Fortentwicklung dieses Kraftwerkstyps ist sinnvoll, um die Emissionen, die bei der Umwandlung von fossilen Energieträgern in elektrische Energie entstehen, weiter zu vermindern und die vorhandenen Ressourcen stärker zu schonen.

Im Jahre 1998 wurde mit dem europäischen Projekt AD700 die Entwicklung gestartet und sie ist heute mit dem Projekt COMTES700 immer noch nicht abgeschlossen. Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sind nötig, um mit dem Bau eines Prototyps beginnen zu können. Frischdampftemperaturen von 700 °C sind eine Frage der Werkstoffentwicklung (siehe ausführlich unter 2.5 Werkstoffwahl).

Fazit ist, es laufen Forschungsvorhaben, die einen Wirkungsgrad von über 50 % durch eine Erhöhung der Frischdampfparameter über Staudinger, Block 6 hinaus, ermöglichen werden. Aussagefähige Ergebnisse aus diesen Projekten werden erst in einigen Jahren vorliegen.

Damit wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger, Block 6 umgesetzt.

- Entwicklung der Dampferzeugertechnik und Frischdampfparameter

Durch die ständige Weiterentwicklung der Verfahrenstechnik, der Prozessparameter hinsicht-

lich Druck und Temperatur und der eingesetzten Werkstoffe konnte bereits Mitte der achtziger Jahre ein Wirkungsgrad von 40 % und in der Folgezeit Bestwerte von 43 % erzielt werden. In der zweiten Hälfte der neunziger Jahre erzielte ein dänisches Kraftwerk den Welt-Bestwert von 47 % mit Seewasserkühlung, was zu einen Wirkungsgradvorteil von ~ 1 % gegenüber der Wärmeabfuhr über den Kühlturm führt. Die Wirkungsgradsteigerungen wurden durch Anhebung der Prozessparameter und einer Prozessoptimierung erreicht. Den größeren Anteil an der Wirkungsgraderhöhung hat die Erhöhung der Frischdampfparameter (Temperatur und Druck) Bild 1.

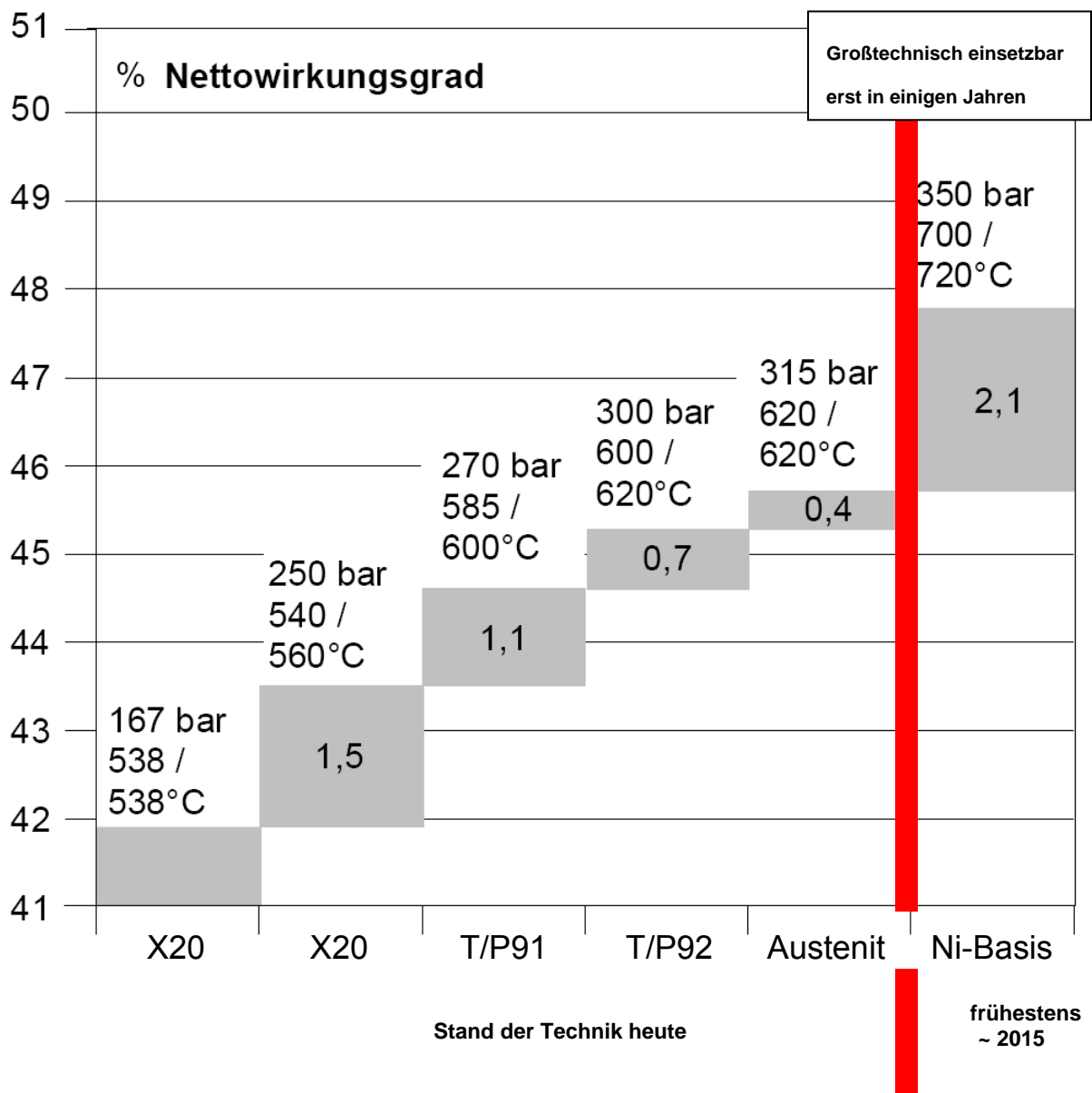


Bild 1: Wirkungsgradverbesserung durch Erhöhung der Dampfparameter

2.5 Werkstoffauswahl

- Übliche Werkstoffe der zuletzt in Betrieb genommenen Kraftwerke in Deutschland

Anfang der 90er Jahre sind die Steinkohlekraftwerke Staudinger 5 und Rostock mit Wirkungsgraden von ca. 43% in Betrieb gegangen. Die Dampfparameter liegen bei 545 C/260 bar im Hochdruckteil bzw. bei 560 C/55 bar im Zwischenüberhitzerteil. Dabei wurde für die Endtemperaturen der langjährig bewährte Werkstoff X20 eingesetzt.

Bei den später in Betrieb gegangenen Braunkohleblöcken wurde bereits ein geändertes Werkstoffkonzept umgesetzt. Im Überhitzerbereich wurden Austenite und für die Sammler und Rohrleitung zum Turbosatz der Werkstoff P91 eingesetzt. Damit ließen sich Dampfparameter bis 580 °C/270 bar im Hochdruckteil und 600 C/60 bar im Zwischenüberhitzerteil mit Wirkungsgraden um 43% realisieren.

Darüber hinaus wird in Staudinger, Block 6, P92 für HD-Rohrleitungen eingesetzt. Als Fazit bleibt festzuhalten, dass für Staudinger mit dem Einsatz von Austeniten für die Endstufen und P92 für die HD-Rohrleitungen aus heutiger Sicht die best möglichen Werkstoffe für großtechnische Anlagen verwendet werden.

- Werkstoffeinsatzgrenzen

Die Werkstoffe des Kraftwerksbaus werden seit dem ersten Einsatz in Kraftwerken kontinuierlich weiterentwickelt. Einflüsse auf den Werkstoff erlauben es jedoch nicht jeden Werkstoff einzusetzen, da er die projektierte Lebensdauer von 200.000 h – dies entspricht ca. 28 Jahren, bei einer jährlichen Betriebszeit von 7.000 h – betriebssicher, ohne Riss oder Bruch bestehen muss. Im Folgenden werden drei wesentliche Einflüsse auf die Einsatzgrenzen erläutert und die Temperaturbereiche der Werkstoffklassen angegeben.

Die rauchgasseitige Korrosion, die alle Komponenten im Rauchgas des Kessels betrifft, ist eine Wechselwirkung zwischen dem Rauchgas bzw. dessen Bestandteilen (Gase, kondensierte Phasen) und dem Werkstoff. Die dabei ablaufende Korrosion lässt sich im Wesentlichen in folgende Wirkungen einteilen: Oxidation, Aufkohlung, Nitrierung und Sulfidierung. Diese Vorgänge können unabhängig voneinander, aber auch gleichzeitig ablaufen. In der Regel bildet sich auf der Metalloberfläche eine Korrosionsproduktschicht, die lokal stark differieren kann. Der Einfluss kann zu Abplatzungen und damit zu einer Reduzierung der Wanddicke oder zu einer Isolierung des Rohres und damit zu einer Überhitzung des Rohres führen.

Die wasser-/dampfseitige Korrosion, auch Oxidation genannt, die fast alle Komponenten zwischen Kessel und Turbinekondensator betrifft, ist eine Wechselwirkung zwischen dem Wasser-/Dampf bzw. dessen Bestandteilen und dem Werkstoff. Die dabei entstehende Oxid-

schicht wächst ausgehend von der ursprünglichen Stahloberfläche gleichzeitig in den Werkstoff (topotaktisch) und in den Dampfmassenstrom (epitaktisch) hinein. Sofern keine Wachstumsstörungen vorliegen, ist das Verhältnis der beiden Teiloxidschichten ca. 1:1. Diese Schicht schützt das Rohr. Sie kann sich jedoch ablösen und damit die Wanddicke reduzieren; z.B. auf Grund von unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten der Oxidschicht und des Grundwerkstoffes oder zu hohen Temperaturänderungsgeschwindigkeiten. Eine unzulässige Zunahme der Oxidschicht hingegen führt zu einer Isolierung auf der Rohrinneenseite, womit eine Überhitzung auf der Außenseite von rauchgasseitigen Rohren und einer möglichen Schädigung des Rohres einhergeht.

Das Kriechen, ist eine zeit- und temperaturabhängige Verformung eines Werkstoffes unter Last. Kriechen beruht im Wesentlichen auf transkristallinen Vorgängen wie Versetzungsbewegungen und Leerstellendiffusion. Aber auch interkristalline Vorgänge wie Korngrenzengleiten und Korngrenzendiffusion sind am Kriechen beteiligt. Während also in der Regel bei Raumtemperatur eine statische Last unterhalb der Streckgrenze ausschließlich zu elastischer Verformung führt und praktisch unendlich lange von Bauteilen ertragen werden kann, führt das Kriechen bei Hochtemperaturbeanspruchung neben einer elastischen Dehnung zusätzlich zu einer zeitlich fortschreitenden plastischen Dehnung (Kriechdehnung), die mit einer Werkstoffschädigung verbunden ist und die Bauteillebensdauer begrenzt. Die Möglichkeit diesen Einfluss zu reduzieren sind einen anderen Werkstoff zu wählen, die Wanddicke zu erhöhen mit der Konsequenz eventuell eine geringere Laständerungsgeschwindigkeit fahren zu können oder die Belastungstemperatur abzusenken.

Metalltemperaturbereich	Werkstoffklassen
< 550 °C	Warmfeste CrMo- und CrMoV-Stähle [13 CrMo 44, 10 CrMo 9 10, 14 MoV 6 3, 12CrMoV4-3, HCM2S (T/P23), 7 CrMoVTiB 10 10 (T/P24)]
550...600 °C	Ferritisch/Martensitische (9...12% Cr) -Stähle [X 20 CrMoV 12 1, T/P 91, T/P 92, E 911, HCM 12, VM 12]
600...650°C	Austenitische Stähle [1.4988, TP347 HFG, NF 709, TP 304 H, TP 310 N, HR3C, Sanicro 25]
650...800 °C	Ni-Basislegierungen [Alloy 617, Alloy 625, Alloy 740, Nimonic 105, Nimonic 263]

- Eingesetzte Werkstoffe (Endstufen, Rohrleitungen) in Kraftwerk Staudinger, Block 6

Super 304 H; HR3C, P92

- Erkenntnisse aus abgeschlossenen und laufenden Forschungsprojekten

Die Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen für die Werkstoffe der 600 C Kraftwerke sind abgeschlossen. In Japan gibt es bereits seit einigen Jahren Betriebserfahrungen mit den Werkstoffen für 600 C Kraftwerke, von denen das Kraftwerk Staudinger 6 profitieren wird. In Italien ist ein Kraftwerk mit 600°C-Parametern im Bau (Inbetriebnahme in 2010).

Die Forschungsprojekte für die nächste Kraftwerksgeneration, der 700°C Kraftwerke, wurden in den 90er gestartet. Der derzeitige Wissensstand lässt die Realisierung eines ersten Prototyps mit 700°C, nach Abschluss der jetzt laufenden Forschungsprojekte, in einigen Jahren als realistisch erscheinen.

KOMET 650

Das Forschungsprojekt „KOMET 650“ (Kraftwerks-Optionen: **M**aterial- und **M**esstechnik-Entwicklungen, sowie deren **T**ests unter Betriebsbedingungen bei 650 °C) hatte die Aufgabe, innovative Werkstoffe, Mess- und Regelungstechniken sowie Verfahren zur Simulation von Betriebszuständen für einen sicheren und optimierten Kraftwerksprozess zu erproben. Das Projekt wurde in dem Zeitraum 1998 bis 2007 durchgeführt.

Die wesentlichen Erkenntnisse, die sich aus dem Projekt KOMET 650 abzeichnen, ist, dass für den Temperaturbereich oberhalb von 630 °C von den in KOMET 650 erprobten Werkstoffen alleine der Nickelbasiswerkstoff Alloy 617 (Inconel 617) einsetzbar ist (siehe unteres Bild).

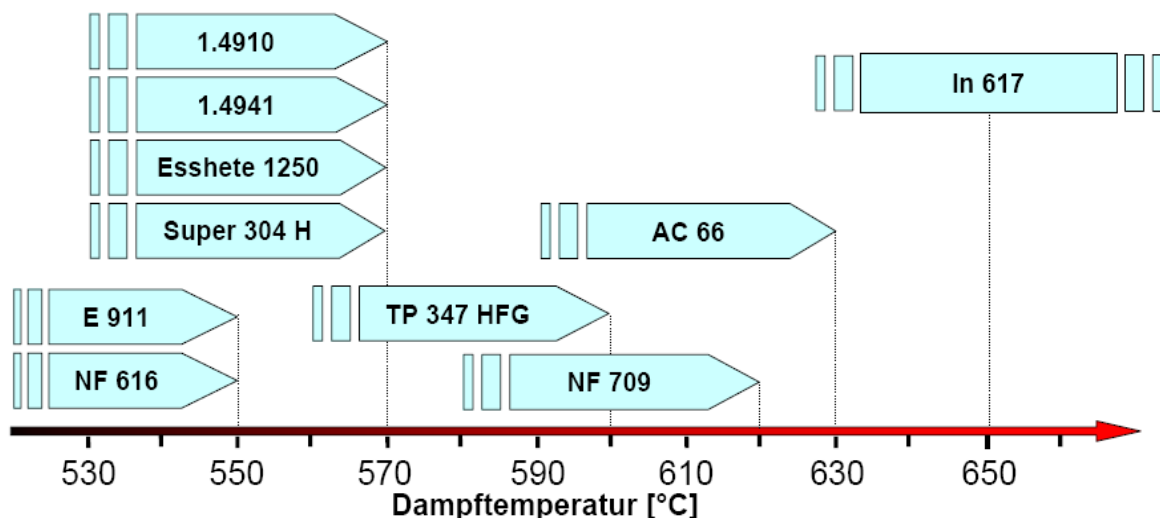


Bild 2: Einsatzbereich der im Teilprojekt „Material“ von KOMET650 getesteten Werkstoffe

Das bedeutet, Steinkohlekraftwerke können mit martensitischen und austenitischen Werkstoffen künftig bis maximal 630 °C realisiert werden. Darüber hinausgehende Anstrengungen, den Wirkungsgrad durch anheben der Frischdampf­temperatur und des Drucks weiter zu erhöhen ist nur mit Nickelbasiswerkstoffen auf Grund der erforderlichen höheren Festigkeitskennwerte möglich. Der Einsatz von Nickelbasiswerkstoffen verlangt, dass das Potenzial dieser Werkstoff­klasse angesichts der höheren Kosten entsprechend genutzt wird. Großtechnisch ist dies erst in einigen Jahren einsetzbar.

Damit wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger, Block 6 umgesetzt.

AD700

Das mehrphasige Forschungsprojekt „Advanced 700 °C PF Power Plant (AD700)“ ist ein europäisches Gemeinschaftsprojekt unter Beteiligung von über dreißig Herstellern, Betreibern und Organisationen. Ziel ist der Bau des ersten „ultrakritischen“ Demonstrationskraftwerks mit 700 °C Frischdampf­temperatur unter Ausnutzung des Potentials der Nickelbasiswerkstoffe. Das Kraftwerk wird mit Steinkohle befeuert sein und mit mindestens 400 MW_{el} und den Dampfparametern 700 °C/720°C/350 bar je nach Ausführung einen Wirkungsgrad >50 % erreichen.

COMTES 700

COMTES700 ist das Akronym für „Component Test Facility für ein 700 °C-Kraftwerk“, (CTF oder Komponententestanlage) und ist die 3. Phase des europäischen Forschungsprojektes AD 700 auf dem Weg zu dem oben angesprochenen 700 °C Kraftwerk. In COMTES700 sind insgesamt 15 Europäische Betreiber und Hersteller vereint. Das Projekt startete am 1. Juli 2004. In der COMTES700-Anlage wird eine Teststrecke bestehend aus einem Verdampferpanel und zwei Überhitzerpanelen zusammen mit Dampfleitungen und Ventilen im Gelsenkirchener Kraftwerk Scholven F der E.ON, bei Frischdampf­temperaturen von bis zu 705°C und einem Druck von ca. 220 bar getestet. Das Ziel von COMTES700 ist es, sowohl Erfahrungen aus der Herstellung (Umformen, Wärmebehandeln, Spanen, Schweißen etc.) von realitätsnahe­n Dampferzeugerkomponenten, als auch mit deren Betrieb zu sammeln. In COMTES700 sind neben den martensitischen und austenitischen Werkstoffen (10CrMo910, T/P24, HCM12, P91, P92 HR3C, TP 310 N und Sanicro 25) ebenfalls Nickelbasiswerkstoffe (Alloy 617 und Alloy 740) eingebaut.

Im Juli 2005 wurde die Komponententestanlage in Betrieb genommen und sie läuft voraussichtlich bis zum Frühjahr des Jahres 2011, worauf eine umfangreiche Untersuchung der ein-

gesetzten Werkstoffe erfolgt. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass ein 700 C Kraftwerk realisiert werden kann, allerdings liegen die Kosten hierfür auf Grund der Materialkosten und der zeitintensiveren und wesentlich schwierigeren Herstellung der Komponenten höher als ein Kraftwerk mit martensitischen und austenitischen Werkstoffen. Wie oben beschrieben erscheint die 700°C-Technologie erst in einigen Jahren einsetzbar zu sein.

Damit wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger, Block 6 umgesetzt.

Entwicklungsaufgaben und Zeithorizont

Das 700 C Demonstrationskraftwerk auf Steinkohlebasis, mit einem bislang nicht erreichbaren Wirkungsgrad von über 50 Prozent, soll von E.ON in Wilhelmshaven gebaut werden. Um die angestrebte Wirkungsgradverbesserung zu erzielen, werden Nickelbasiswerkstoffe zum Einsatz kommen müssen. Sie müssen einer Dampftemperatur von 700 C und einem Druck von 350 bar Stand halten. Bis sie in einer Großanlage eingesetzt werden können, sind noch weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten nötig.

Konsequenz ist, dass heute unter realen Betriebsbedingungen Kraftwerke nur mit Temperaturen von 600/620 °C gefahren werden können.

3 Verbrennungstechniken und Techniken zur Minderung von luftgetragenen Emissionen und Abfällen

3.1 Feuerungstechnik

3.1.1 Abgrenzung der Kohlenstaubfeuerung zu anderen Feuerungs- oder Kohleumwandlungstechniken

3.1.1.1 Rostfeuerung

Die Rostfeuerung stellt die älteste Art der Feststofffeuerung dar. Der Rost dient als Auflage für den Brennstoff. Die Öffnungen in dem Rost werden als freie Rostfläche bezeichnet. Durch die Rostöffnungen dringt die primäre Verbrennungsluft von unten an den Brennstoff. Die feinen Aschebestandteile fallen durch die freie Rostfläche und werden im Aschekasten gesammelt.

Der Rost ist hohen thermischen Belastungen ausgesetzt, die Betriebstemperaturen können bis 800 °C betragen.

Wanderrost

Eine oft verwendete Bauart ist die Wanderrostfeuerung, die bei Dampferzeugern bis zu einer Leistung von 100 MW_{th} eingesetzt worden ist. Der Wanderrost kann für die Verfeuerung von stückigem Brennstoff mit geringem Feinkornanteil eingesetzt werden. Er eignet sich sowohl für gasreiche und trockene Steinkohle als auch für Holz als Hackschnitzel. Die Wanderrostfeuerung war in den 30er bis 60er Jahren des 20. Jahrhunderts in Kraftwerken mittlerer Größe sehr verbreitet. Diese Bauart wird heutzutage nur noch für die Holzfeuerung bzw. Reststoffverwertung eingesetzt.

Treppenrost

Treppenroste werden für problematische Brennstoffe eingesetzt, z. B. für Feuerungen mit feuchter Braunkohle oder für nicht vorgetrocknetes Holz. Der Rost besteht aus zweidimensional beweglichen Rosttreppen, die in einem Winkel von 8 bis 15 Grad angeordnet sind. Die Brennstoffzuführung erfolgt z. B. mittels einer Förderschnecke oder mittels mechanischer Schieber. Der Brennstoff wird kontinuierlich von dem Eintrag nach unten zum Ascheaustrag gefördert. Im ersten Bereich erfolgt eine Vortrocknung und Entgasung des Brennstoffes. Es schließt sich die Hauptverbrennungszone an und im letzten Rostabschnitt erfolgt der Ausbrand. Die Brennkammer ist feuerfest ausgekleidet. Der Rauchgasabzug ist je nach Feuerungsart oberhalb der Entgasungszone (Gegenstromfeuerung), in der Mitte des Rostes (Mittelstromfeuerung) oder am Ende des Rostes (Gleichstromfeuerung) angeordnet. Die Luft wird als Primärluft unterhalb und als Sekundärluft oberhalb des Rostes zugeführt.

3.1.1.2 Atmosphärische Wirbelschichtfeuerung

Die Wirbelschichtfeuerung ist eine Feuerung, die in einer Wirbelschicht aus Sand zerkleinertem Brennstoff (Brennstoffanteil etwa 2%) und heißer Verbrennungsluft (Primärluft durch den Düsenboden) stattfindet.

Der Brennstoff wird über dem Düsenbett in der Schwebelage gehalten und fluidisiert. Die zerkleinerten Brennstoffpartikel haben eine große Oberfläche, so dass ein guter Ausbrand erfolgen kann. Die starke turbulente Strömung hat einen sehr guten Impuls- und Wärmeaustausch zur Folge, so dass eine gleichmäßige Temperatur in der Wirbelschicht herrscht. Die Verbrennungstemperatur wird durch den eingebrachten Brennstoffmassenstrom bestimmt. Die Tem-

peratur wird so eingestellt, dass die Bildung schädlicher Gase (CO , NO_x) möglichst gering ist. Bei der Wirbelschichtfeuerung können geringe Stickoxidemissionen eingehalten werden, da eine relative niedrige Verbrennungstemperatur ohne Temperaturspitzen gefahren werden kann.

Es wird zwischen der stationären und der zirkulierenden Wirbelschicht unterschieden:

- bei der stationären Wirbelschicht wird die aus dem Brennraum ausgetragene Asche abgezogen.
- die zirkulierende Wirbelschicht hat hinter dem Brennraum einen Zyklon, über den der abgeschiedene Sand mit einem gewissen Anteil von Asche und unverbranntem Brennstoff wieder in den Brennraum zurückgeleitet wird.

Bei der Wirbelschichtfeuerung in Kohlekraftwerken wird der Kohle Kalk zugesetzt, um den in der Kohle enthaltenen Schwefel zu binden.

Eine Leistungssteigerung auf $1000 \text{ MW}_{\text{th}}$ ist nach heutigem Stand der Technik mit zirkulierenden Wirbelschichtanlagen möglich und wird derzeit in Polen realisiert.

Der wesentliche Einsatzbereich für atmosphärische Wirbelschichtanlagen ist in der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme – also Heizkraftwerken zu sehen. Die Beschränkung der Leistungsgröße kommt dabei kaum zum Tragen. Darüber hinaus eröffnet es ein breites Brennstoffband zum Einsatz zu bringen, dass von der Kohle über Biomasse bis hin zu Reststoffen reicht.

3.1.1.3 Druckwirbelschichtfeuerung

Ähnlich wie bei mit Erdgas befeuerten Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen), bestand in den 50iger Jahren des vergangenen Jahrhunderts der Wunsch, Kombikraftwerksanlagen bestehend aus einem Gasturbinenprozess und einem Dampfturbinenprozess für mit Steinkohle befeuerte Kraftwerke zu entwickeln, um höchste Anlagenwirkungsgrade zu realisieren. Erste größere Anlagen mit Druckwirbelschichtfeuerung wurden dann in den 80iger Jahren in Betrieb genommen. Dazu wurde die herkömmliche Brennkammer einer Gasturbinenanlage durch eine mit Kohle befeuerte Brennkammer ersetzt. Da die Brennkammer zur Erzielung eines großen Wirkungsgrades unter erhöhtem Druck (ca. 12bar – 16 bar) betrieben werden muss, war eine Unterbringung in einem zylindrischen oder auch Kugeldruckbehälter (Durchmesser ca. 22 m für eine geplante 300 MW-Anlage) erforderlich.

Auf der Basis der Druckwirbelschichtfeuerung wurden verschiedene Versuchsanlagen und Demonstrationsanlagen errichtet:

- Versuchskraftwerk Grimethorpe, Großbritannien,
- Demonstrationskraftwerk TIDD Ohio, USA
- Demonstrationskraftwerk Värtan, Stockholm,
- Demonstrationskraftwerk Escatron, Spanien
- Heizkraftwerk Stadtwerke Cottbus

Wirkungsgrad

Die bis heute erzielten Betriebserfahrungen haben gezeigt, dass die Druckwirbelschichtfeuerung nur ein eingeschränktes Wirkungsgradpotenzial besitzt. Durch die in der Wirbelschicht begrenzte Feuerraumtemperatur von 850 – 900 °C wird die den Wirkungsgrad bestimmende oberer Prozesstemperatur so beschränkt, dass lediglich Anlagenwirkungsgrade von max. 45% zu erwarten sind. Im praktischen Betrieb konnten Wirkungsgrade von etwa 42% erzielt werden.

Neben dem eingeschränkten Wirkungsgradpotenzial haben insbesondere Betriebserfahrungen dazu geführt, dass die Druckwirbelschichtfeuerung weltweit in der heutigen Kraftwerkstechnik an Bedeutung verloren hat:

3.1.1.4 Kohlevergasung (IGCC)

Ein weiterer Kraftwerksprozess zum Einsatz von Kohle in kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozessen ist durch die Vergasung von Kohle und der anschließenden Verbrennung des erzeugten synthetischen Kohlegases in einer nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinenanlage gegeben (IGCC-Prozess oder Integrated Gasification Combined Cycle).

Im eigentlichen Vergaser, der unter einem hohen gaseitigen Druck von 40 bar betrieben wird, wird die Kohle meist mit reinem Sauerstoff zu einem Synthesegas, das überwiegend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht, umgewandelt. Der Kohlenmonoxidanteil wird durch die Zugabe von Wasserdampf in einer so genannten Shift-Reaktion in Kohlendioxid und zusätzlichen Wasserstoff umgewandelt werden. Der Wasserstoff kann dann in die Gasturbinenanlage des der Kohlevergasung nach geschalteten Kombikraftwerkes zur Erzeugung von Strom eingesetzt werden. Die heißen Abgase der Gasturbine werden dabei über einen Abhitzedampferzeuger dem integrierten Wasser-Dampfkreislauf zugeführt.

Gegenüber anderen Kraftwerkkonzeptionen besitzt die IGCC-Technologie den Vorteil, dass das im Synthesegas vorhandene Kohlendioxid durch z.B. eine Rectisol-Rauchgaswäsche bei

relativ hohem Druck vorteilhaft aus dem Prozess abgeschieden werden kann. Langfristig könnte dann nach der Erschließung unterirdischer Speicherstätten eine CO₂-arme Kraftwerkstechnik auf Kohlebasis realisiert werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit aus dem Synthesegas auch synthetische Kraftstoffe und Chemiestoffe herzustellen, was dem Verfahren langfristig weitere attraktive Anwendungsmöglichkeiten eröffnet.

Seit den 80iger Jahren wurden verschiedene Demonstrationsanlagen mit Flugstromvergasung und Wirbelschichtvergasung erprobt. Heute werden verschiedene Verfahren von Shell, Uhde, General Electric und Siemens angeboten.

Folgende Demonstrationsanlagen wurden bislang zur Stromproduktion erstellt:

- Demonstrationsanlage Cool Water, USA, Betrieb 1984 – 1998
- Demonstrationsanlage Buggenum, NL, derzeit in Betrieb
- Demonstrationsanlage Puertollano, SP, derzeit in Betrieb

Obwohl die IGCC-Technik ein hohes Entwicklungspotential besitzt, konnte ein wirtschaftlicher Einsatz in Großanlagen bis heute nicht realisiert werden. Die heute zur Verfügung stehenden Betriebserfahrungen zeigen, dass weiterhin Entwicklungsbedarf im Bereich der Gasturbine, der Heißgasreinigung, sowie der Bekohlung und dem Schlackeaustrag besteht.

Um letztendlich einen zuverlässigen Anlagenbetrieb mit hoher Verfügbarkeit und hohem Wirkungsgrad zu realisieren, der den Anforderungen eines offenen Strommarktes gerecht wird (z. B. schwankende Windenergieeinspeisung), müssen die zur Zeit in der Entwicklung befindlichen Anlagenkomponenten weiter optimiert und in Demonstrationsanlagen erprobt werden.

In Deutschland soll eine erste Demonstrationsanlage 2014 in Betrieb genommen werden. Nach einem mehrjährigen Versuchsbetrieb könnte eine zuverlässige kommerzielle Anlagentechnik dann etwa um 2020 zur Verfügung stehen.

3.1.2 Kohlenstaubwirbelbrenner

3.1.2.1 Einleitung

In der vorhergehenden Abgrenzung der Kohlenstaubfeuerungen zu anderen Feuerungen bzw. Kohleumwandlungstechniken wurde dargelegt, dass keine zur Kohlenstaubfeuerung vergleichbare Technik über 1000 MW thermische Leistung hinauskommt. Die für Staudinger 6 erforderliche thermische Leistung von weit

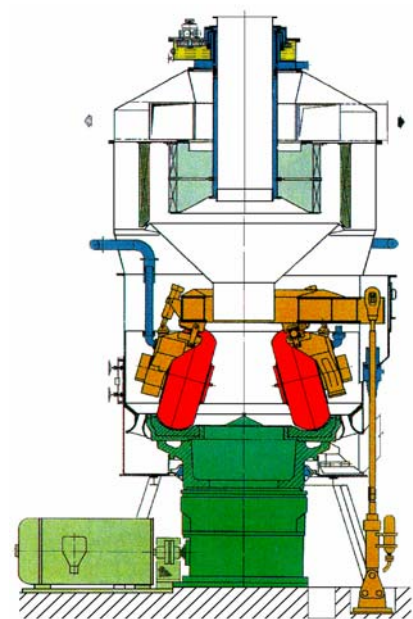


Bild 3: Schüsselmühle mit dynamischem Sichter

über 2000 MW ist also nur mit einer Kohlenstaubfeuerung zu realisieren.

3.1.2.2 Kohlenstaubaufbereitung

Zur Aufbereitung der Braunkohle haben sich in der Kraftwirtschaft Ventilatormühlen und zur Aufbereitung der Steinkohle Schüsselmühlen durchgesetzt. Diese Aufbereitung beinhaltet im Wesentlichen die Zerkleinerung (Oberflächenvergrößerung), Trocknung und Klassierung. Die Kohlenstaubklassierung, früher mit statischen Sichern durchgeführt, erfolgt seit den 90iger Jahren des vergangenen Jahrhunderts mehr und mehr mit drehzahlgeregelten dynamischen Sichern, siehe Bild 3.

3.1.2.3 Brennerbeschreibung

In einer fast 100jährigen Entwicklung der Kohlenstaubbrenner haben sich die so genannten Strahl- und Drallstufenbrenner (DS) etabliert, die sich bezüglich Ausbrand und Emissionen nur unwesentlich unterscheiden.

Die für das Kraftwerk Staudinger, Block 6 vorgesehenen Drallstufenbrenner sind an zwei gegenüberliegenden Brennkammerwänden in insgesamt 5 Ebenen (in höhenversetzter Anordnung, 3 bzw. 2 Ebenen) angeordnet.

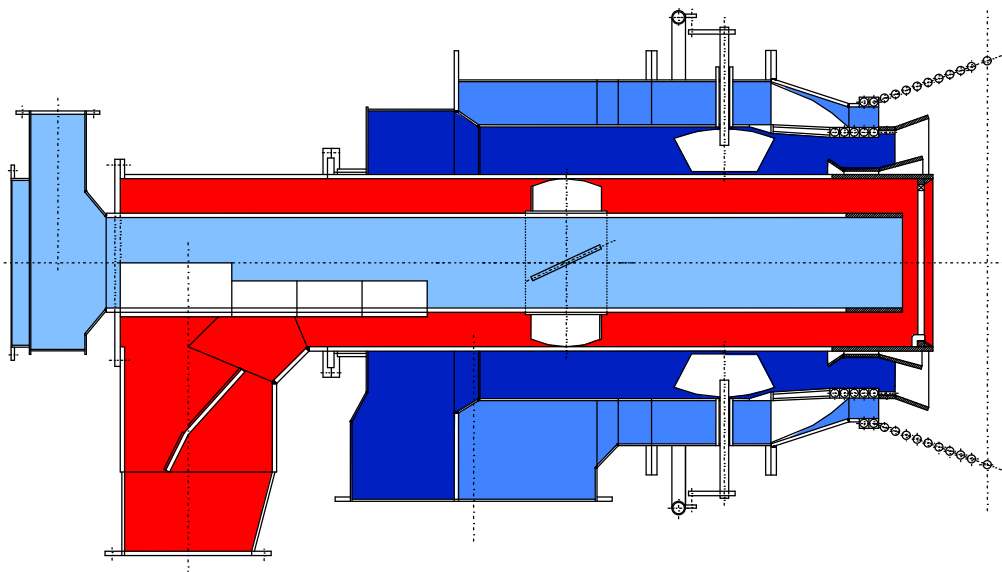


Bild 4: -Kohlenstaubbrenner (ohne Zünd- und Stützlastbrenner)

Jeder Brenner besteht aus einem Kernluftrohr, um das mehrere konzentrische Rohre angeordnet sind – siehe Bild 4 –. Im Kernluftrohr befindet sich der Zünd- und Stützlastbrenner (als Ölfeuerung ausgeführt), der zum Anfahr- und Stützlastbetrieb auf Betriebsposition in die Nähe der Feuerraumwand vorgefahren wird, ansonsten befindet sich der Zünd- und Stützlastbrenner in zurückgezogener Position, damit er der Brennraumstrahlung nur gering ausgesetzt ist und das

Kernluftrohr relativ wenig Kühlluft benötigt.

Der erste konzentrische Ringraum um das Kernluftrohr dient der Förderung des Kohlenstaub-Luftgemisches und wird auch als Primärluft bezeichnet. Für eine stabile, vollständige und umweltfreundliche Verbrennung soll der Kohlenstaub möglichst gleichmäßig über den Brenner-Ringquerschnitt verteilt in den Brennraum einströmen. Dazu tragen eine symmetrische Leitungsführung, eine ausreichende Primärluftgeschwindigkeit und ein Zahnkranz am äußeren Kohlenstaub-Ringrohr bei. Der Zahnkranz hat neben seiner Flammen stabilisierenden Wirkung auch die Aufgabe Kohlenstaubstrahlen aufzulösen. Damit nun alle Strahlen vom Zahnkranz erfasst werden, erhält der Kohlenstaub-Ringstrom vor dem Zahnkranz mittels Drallschaufeln einen geringen Drall.

Die weiteren Brenner-Ringquerschnitte dienen der gestuften Zuteilung der Verbrennungsluft und können ihre durchströmte Luft nicht nur mit variablem Impuls (Geschwindigkeit und Menge) sondern auch mit verschiedenen Drallstufen beaufschlagen. Die verschiedenen Drallstufen können durch verstellbare und feste Drallschaufeln erzeugt werden und ergänzen die erforderliche Flammenstabilität, sofern die vom Zahnkranz erzeugte nicht ausreicht. Die Flammenstabilität wird wesentlich durch den Anteil an Flüchtigen in der Kohle und die Ausmahlung, dem Feinkornanteil des Kohlenstaubs, beeinflusst. Der Anteil an unverbranntem Kohlenstoff in der E-Filterasche soll unter 5 % liegen, damit die Asche in der Zementindustrie verwertet werden kann. Dies wird hauptsächlich durch einen geringen Grobkornanteil im Kohlenstaub erreicht, der wiederum durch hohe Mahlleistung und eine scharfe Korntrennung im Sichter zustande kommt.

Durch den Einsatz dieser modernen Brennertechnologie mit Brennstoffstufung und Luftstufung können bei betriebsweise geringem Luftüberschuss niedrige Werte der NO_x-Emission erreicht werden. Die Brenner werden auch als Low-NO_x-Brenner bezeichnet.

Damit wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger, Block 6 umgesetzt.

3.1.2.4 NO_x-Primärmaßnahmen

3.1.2.4.1 Einleitung

Bei der Kohlenstaubverbrennung entstehen Stickoxide die zu über 95% als NO und zu wenigen Prozenten als NO₂ am Feuerraumende im Rauchgas auftreten.

Es werden drei Entstehungswege zum NO unterschieden:

- Thermisches NO, welches aus dem Stickstoff der Verbrennungsluft entsteht.
- Brennstoff-NO, welches aus dem Stickstoff des Brennstoffs entsteht.
- Promptes NO, welches in der Flammenwurzel über Kohlenwasserstoffradikale entsteht.

Promptes NO tritt in Kohlenstaubflammen vernachlässigbar wenig auf.

Brennstoff-NO spielt in den Brenngas-Temperaturzonen unter 1000 °C und thermisches NO in den Brenngas-Temperaturzonen über 1000 °C eine signifikante Rolle.

3.1.2.4.2 Primärmaßnahmen zur Verminderung der NO_x-Emissionen

Für kohlenstaubbefeuerte Dampferzeuger mit einer thermischen Leistung von über 300 MW empfiehlt „BVT“ bei Neuanlagen eine NO_x-Emission von 90 mg/Nm³ bis 150 mg/Nm³ und dass dieses Niveau durch eine Kombination von Primär- und Sekundärmaßnahmen (SCR) eingehalten werden soll, - siehe BVT Seite 275 bis 277 - .

Die NO_x-Primärmaßnahmen gliedern sich in:

- Luftüberschuss
- Brennstoffstufung
- Luftstufung

Mit den heute im Einsatz befindlichen Brennern werden innerhalb der Flammen Zonen mit unterschiedlichem Sauerstoff- und Brennstoffgehalten erzeugt. Da diese Technik bereits in der Flamme selbst zu relativ geringen NO_x-Emissionen führt, werden diese Maßnahmen Primärmaßnahmen genannt. Die Brenner mit dieser Technik werden als Low-NO_x-Brenner bezeichnet.

3.1.2.4.3 Luftüberschuss

Die Sauerstoffmenge in der Feuerungszone wird auf ein Mindestmaß, welches zur vollständigen Verbrennung notwendig ist reduziert. Dadurch wird die Umwandlung des im Brennstoff gebundenen Stickstoffs sowie, in geringerem Umfang, die thermische NO_x-Bildung verringert. Eine beträchtliche Emissionsminderung lässt sich mit dieser Maßnahme insbesondere bei älteren Kraftwerksanlagen erzielen. Daher wurde sie in viele bestehende Großfeuerungsanlagen integriert. Allgemein werden neue Anlagen mit umfangreichen Mess- und Steuergeräten ausgestattet, welche eine optimale Einstellung der Zufuhr von Verbrennungsluft gestatten. Zur Feuerung mit geringer Überschussluft wird keine zusätzliche Energie benötigt, und bei korrektem Betrieb sollte durch diese Primärmaßnahme zur Emissionsminderung die Verfügbarkeit des Kraftwerks nicht eingeschränkt sein. Da jedoch das Sauerstoffniveau reduziert ist, kann es zu unvollständiger Verbrennung kommen, und der Anteil an unverbranntem Kohlenstoff in

der Asche kann sich erhöhen.

3.1.2.4.4 Luftstufung

Die NO_x -Minderung mittels Luftstufung beruht auf der Bildung zweier getrennter Verbrennungszonen: einer Primärverbrennungszone mit Sauerstoffmangel und einer Sekundärverbrennungszone mit Sauerstoffüberschuss, um vollständigen Ausbrand sicherzustellen. Mittels Luftstufung wird die Menge des verfügbaren Sauerstoffs (70 – 90 % Primärluft) in der Primärverbrennungszone reduziert. Die unterstöchiometrischen Bedingungen in der Primärzone verhindern die Entstehung von NO_x aus dem im Brennstoff gebundenem Stickstoff. Auch wird die Bildung von thermischem NO_x bis zu einem gewissen Grad wegen der sich ergebenden niedrigeren Spitzentemperatur verringert. In der Sekundärzone werden 10 – 30 % der Verbrennungsluft über dem Verbrennungsbereich eingeblasen. Der Verbrennungsprozess wird mit dem vergrößerten Flammenvolumen abgeschlossen. Somit vermindert die vergleichsweise niedrige Temperatur in der Sekundärstufe die Erzeugung von thermischem NO_x .

- **Oberluft (OFA):** Für den OFA-Betrieb werden Luftdüsen zusätzlich zu den vorhandenen Brennern angebracht. Ein Teil der Verbrennungsluft wird durch diese separaten Öffnungen über der oberen Brennerreihe eingeblasen. Die Brenner können dann mit geringer Überschussluft betrieben werden, was die NO_x -Bildung hemmt, und durch den OFA-Betrieb wird ein vollständiger Ausbrand gesichert. Gewöhnlich werden 15 – 30% der gesamten Feuerungsluft, die normalerweise durch die Brenner strömt, zu den Oberluft-Öffnungen abgezweigt.

Luftstufung im Feuerraum erhöht nicht den Energieverbrauch der Feuerungsanlage und hat bei richtiger Anwendung keine negativen Auswirkungen auf ihre betriebliche Verfügbarkeit.

Es gibt zwei größere Nachteile der Luftstufung als Technik zur NO_x -Minderung. Der erste ist die mögliche Bildung einer i. d. R. signifikanten Menge von CO, falls die Luftdüsen nicht richtig platziert sind. Ein weiterer Effekt besteht darin, dass sich der Anteil unverbrann-

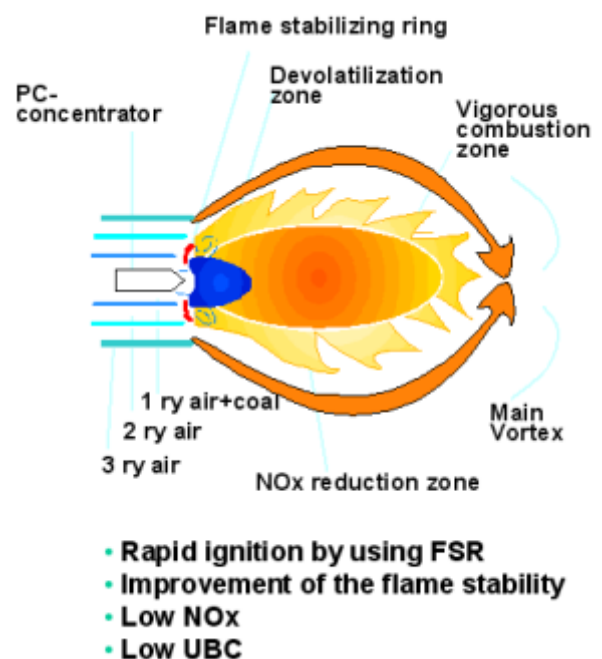


Bild 5: Low- NO_x -Brenner (LNB)

ten Kohlenstoffs erhöhen kann Das geschilderte Verfahren ist sehr kostengünstig zur Verminderung von Stickstoffoxidemissionen. Es wird sehr oft mit anderen Primärmaßnahmen zusammen angewandt wie z. B. bei Low-NO_x-Brennern.

3.1.2.4.5 Low NO_x-Brenner

Low-NO_x-Brenner haben einen hohen Entwicklungsstand erreicht, Da die Konstruktion von Low-NO_x-Brenner-Systemen sich im Einzelnen von Hersteller zu Hersteller wesentlich unterscheidet, wird nur grundsätzlich darauf eingegangen – siehe Bild 5 –.

In konventionellen Feuerungsanlagen wird die Kombination aus Brennstoff und Luft/Sauerstoffgemisch vollständig an ein und derselben Stelle eingeblasen. Die dabei entstehende Flamme besteht aus einer heißen, oxidierenden Primärzone am unteren Ende der Flamme, und einer kühleren Sekundärzone an der Flammenspitze. In der Primärzone wird das meiste NO erzeugt, das exponentiell mit dem Temperaturanstieg wächst, während die Sekundärzone einen ziemlich geringen Anteil daran hat.

Mithilfe von Low-NO_x-Brennern (LNB) wird die Luft- und Brennstoffzufuhr modifiziert, um den Mischvorgang zu verzögern, den verfügbaren Sauerstoff zu reduzieren und die Spitzentemperatur der Flamme zu senken. LNB verzögern die Entstehung aus Brennstoff gebundenem Stickstoff zu NO_x sowie die Bildung von thermischem NO_x bei Wahrung hoher Verbrennungseffizienz. Der Druckabfall in den Luftkanälen wird stärker, was höhere Betriebskosten nach sich zieht. Die Kohlemahlung beispielsweise muss verbessert werden, was wiederum zu erhöhten Betriebs- und Wartungskosten führt. Auch könnten Korrosionsprobleme entstehen, insbesondere bei fehlerhafter Verbrennungssteuerung.

Mit dem Einsatz von Low-NO_x-Brennern wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger, Block 6 umgesetzt.

3.2 Optimierung des Wirkungsgrades

3.2.1 Dampfkraftprozess

Die Umwandlung von Brennstoffwärme in mechanische Arbeit bzw. Elektrizität ist gemäß den physikalischen Gesetzen, nicht vollständig möglich. Gemäß dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik kann nur ein Teil der dem Kraftwerksprozess zugeführten Wärme (Brennstoffenergie der Kohle) in zunächst mechanische Energie und dann später in einem weiteren Prozessschritt (Generator) in elektrische Energie umgewandelt werden. Ein Teil der dem Prozess zugeführten Wärme wird stets als Abwärme abgeführt. Der Anteil der Wärme, die als Abwärme abgeführt wird, ist dabei von der oberen und unteren Prozesstemperatur des Kraftwerksprozesses abhängig. Die Abwärme ist umso kleiner je höher die obere Prozesstemperatur

(Dampfeintrittstemperatur in die Dampfturbine) und umso niedriger die untere Prozesstemperatur (Temperatur der Dampfkondensation im Kondensator nach der Dampfentspannung in der Dampfturbine) ist. Zur Beurteilung der Güte des Dampfkraftprozesses wird daher der so genannte Thermische Wirkungsgrad benutzt, der angibt, welchen Gütegrad ein Kraftwerksprozess im Vergleich zum theoretisch möglichen verlustfreien Kraftwerksprozess (Canot-Prozess) besitzt.

Der Jahresnutzungsgrad stellt als gewogener Mittelwert der einzelnen Wirkungsgradwerte einer Anlage über eine Berichtszeitspanne die eigentliche Kenngröße für die Effizienz der Anlage bei der Energieumwandlung und damit zur Beurteilung der „besten verfügbaren Kraftwerkstechniken“ (BVT) bei der Energieumwandlung dar.

Wesentliche Verluste treten auf:

- a) Bei der Verbrennung der Kohle gekennzeichnet durch Energie, die bei der Aufbereitung und beim Transport der Kohle eingesetzt wird.
- b) Bei der Abstrahlung von Wärme aus dem Dampferzeuger und auch durch unvollständige Verbrennung des eingesetzten Brennstoffs sowie Wärmeströme, die mit der Asche aus dem Prozess ausgetragen werden. Der Dampferzeuger und alle Wärmestrom führenden Rohrleitungen und Apparate sind daher möglichst gut Wärme dämend zu isolieren.
- c) Bei der Ableitung der Rauchgase an die Umgebung. Je höher die Temperatur der Rauchgase ist, und je größer die eingesetzte Luftmenge zur Verbrennung des Brennstoffs ist, je höher sind die so genannten Abgasverluste (Wärmemenge, die mit den Rauchgasen dem Prozess verloren gehen). Angestrebt wird daher, nur so viel Verbrennungsluft wie unbedingt erforderlich ist zur Oxidation des Brennstoffs einzusetzen. Charakterisiert wird dies durch den so genannten Luftüberschussfaktor, der angibt, welche zusätzliche Luftmenge eingesetzt wird, um die eingesetzte Kohle vollständig zu verbrennen ($\lambda=1,15$ bedeutet, dass 15% mehr Verbrennungsluft eingesetzt wird, als für die vollständige Oxidation des im Brennstoff vorhandenen Kohlenstoffs erforderlich ist. Grundsätzlich gilt, dass die Verbrennung immer mit kleinem Luftüberschuss realisiert werden muss, so dass beim Verbrennungsprozess sicher gestellt ist, dass jedes Kohlenstoffatom die erforderlichen Sauerstoffatome „findet“, also kein Mangel an Sauerstoffatomen vorherrscht, was zu erhöhten unverbrannten Kohlenstoff und zur Verschlechterung des Wirkungsgrades führen würde. Bei der geplanten Anlage Staudinger, Block 6, werden mit einer Luftzahl von $\lambda=1,15$ Bestwerte realisiert. Durch die vorgesehene Ableitung der Rauchgase über den Kühlturm, kann darüber

hinaus die Abgastemperatur im Kraftwerksprozess weiter abgesenkt werden, was zu einer weiteren Steigerung des Wirkungsgrades führt.

- d) Beim realen Kreisprozess, durch Verwendung eines nicht idealen physikalischen Arbeitsmediums wie z.B. Wasser oder Dampf.
- e) Durch Druckverluste über Rohrleitungen und Grädigkeiten in Apparaten, die in realen Prozessen unvermeidbar sind.
- f) Durch Hilfsmaschinen zur Durchführung des Dampfkraftwerksprozesses. Das sind z.B. die Kohlemühlen, die erforderlich sind, um die Kohle zu zerkleinern sowie die Pumpen, die zur Erhöhung des Druckes im Dampferzeuger oder zum Umpumpen des Kühlwassers eingesetzt werden. Die benötigte Energie zum Betrieb der Hilfsaggregate eines Dampfkraftwerkes wird allgemein als Eigenbedarf bezeichnet (z.B. Strombedarf zum Antrieb der Elektromotoren von Pumpen). Der Eigenbedarf der heute in Betrieb befindlichen Kraftwerke liegt bei etwa 8-10 % der Bruttoleistung des Kraftwerksblockes. Durch energetische Optimierungsmaßnahmen der Hilfs- und Nebenanlagen wurde der Eigenbedarf der geplanten Anlage Staudinger auf 4,2 % reduziert. Die Anlage unterschreitet damit deutlich die üblichen Eigenbedarfswerte heutiger in Betrieb befindlicher Kraftwerke.

Bei realen Umwandlungsprozessen treten durch maschinentechnische Gegebenheiten und durch die Verwendung nicht „idealer“ Arbeitsmedien wie Wasser bzw. Dampf die o.a. Umwandlungsverluste auf, die dazu zwingen, den realen Kraftwerksprozess (Clausius-Rankine Prozess) anders auszuführen als den idealen Vergleichsprozess (Carnot-Prozeß).

Die Verhältnisse, die sich beim idealen Carnot-Prozess ergeben, sind in Bild 6 dargestellt.

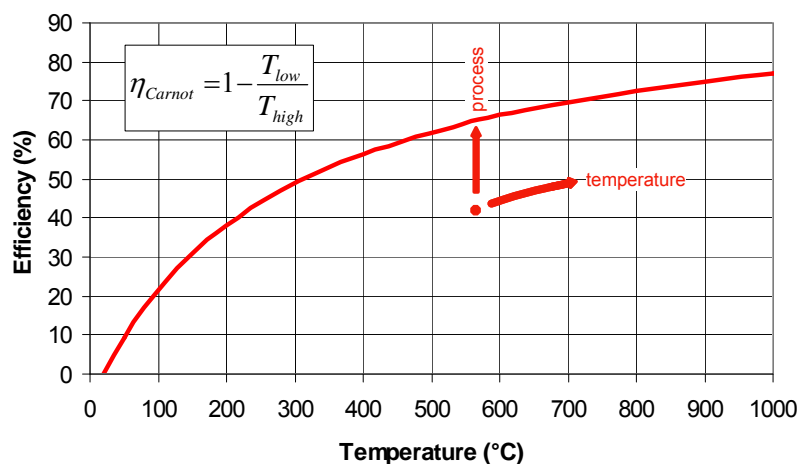


Bild 6: Carnot-Prozess

Die Kurve beschreibt den maximal theoretisch möglichen Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses. Sie zeigt deutlich, dass mit zunehmender Prozesstemperatur der Wirkungsgrad und damit die effiziente Umwandlung der Wärmeenergie der Kohle in elektrischen Strom zunehmen.

Die untere Prozesstemperatur, also die Temperatur bei der der Dampf in der Dampfturbine kondensiert wird, und die Wärme damit aus dem Prozess abgeführt wird, ist im Wesentlichen von den Umgebungsbedingungen, an denen das Kraftwerk betrieben wird, abhängig. An einem küstennahen Standort kann z. B. die niedrige Temperatur des Meerwassers (ca. 8 °C) vorteilhaft für die Prozesskühlung eingesetzt werden. An einem Binnenstandort muss dagegen eine künstliche Wärmesenke, wie z. B. ein Kühlturm errichtet werden, der lediglich Kühlwasser mit einer Temperatur von 12,9 °C liefern kann und dadurch den Wirkungsgrad verschlechtert.

Um mit hoher Effizienz Brennstoffwärme in elektrischen Strom umzuwandeln, ist damit vorzugsweise eine hohe Dampftemperatur und eine niedrige Kühlwassertemperatur zu verwirklichen. Die thermodynamischen Möglichkeiten, eines Dampfprozesses mit höchsten Prozesstemperaturen sind jedoch nur dann zu verwirklichen, wenn die für die hohen Prozesstemperaturen erforderlichen Materialien entwickelt wurden und störungsfrei eingesetzt werden können. Durch eine kontinuierliche Weiterentwicklung von hochtemperaturfesten Werkstoffen, konnte der mittlere Wirkungsgrad von mit Kohle befeuerten in Betrieb genommenen Kraftwerke von 1950 – 2008 von etwa 18% auf 43,5% in Deutschland gesteigert werden.

Eine Übersicht, über die Wirkungsgrade der in Europa in der Zeit von 1950 bis etwa 2000 in Betrieb genommenen Kraftwerkswirkungsgrade zeigt Bild 7.

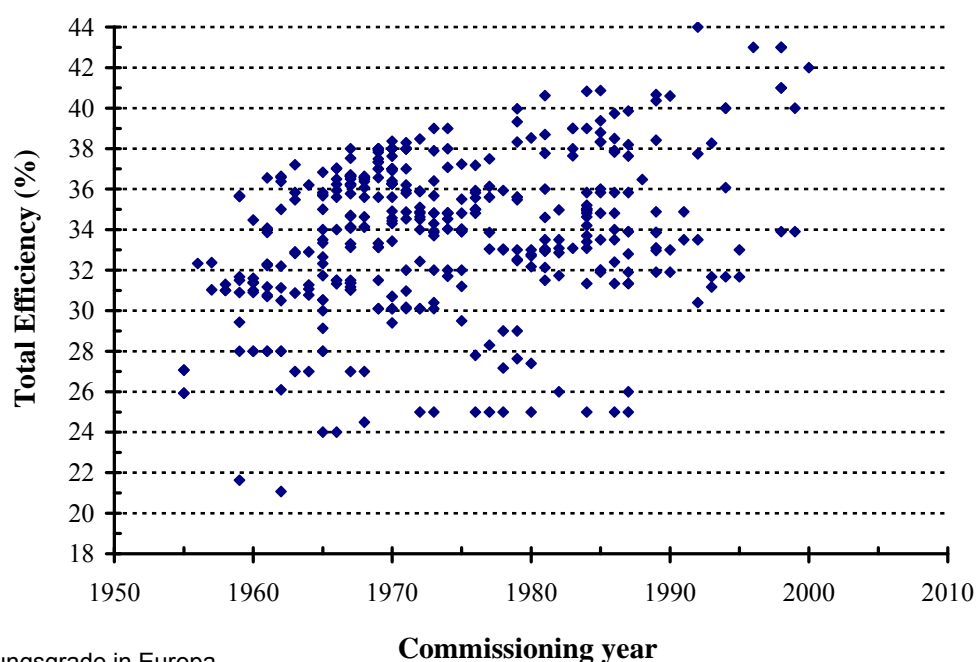


Bild 7: Wirkungsgrade in Europa

Man erkennt, dass der Anlagenwirkungsgrad neu in Betrieb genommenen Anlagen von knapp über 20% auf bis zu 44% bis zur Jahrtausendwende angestiegen ist. Die Möglichkeiten des klassischen Dampfkraftwerkprozesses waren unter Verwendung der am Markt verfügbaren Materialien damit zunächst weitestgehend innerhalb der wirtschaftlich sinnvollen Grenzen ausgeschöpft.

Mit einem Wirkungsgrad von ca. 46 % übertrifft das Kraftwerk Staudinger den durchschnittlichen Wirkungsgrad der in Deutschland (38 %) und Europa (36 %) in Betrieb befindlichen mit Steinkohle befeuerten Kraftwerke deutlich.

Bild 7 zeigt, dass die vorgesehene Wirkungsgradsteigerung der Anlage Staudinger um 8 % – 10 % Punkte, gegenüber den in Betrieb befindlichen Kraftwerksanlagen, zu einer deutlichen Reduzierung der CO₂-Emissionen und Reduzierung der eingesetzten Brennstoffmenge zur Erzeugung 1 kWh Stroms führen.

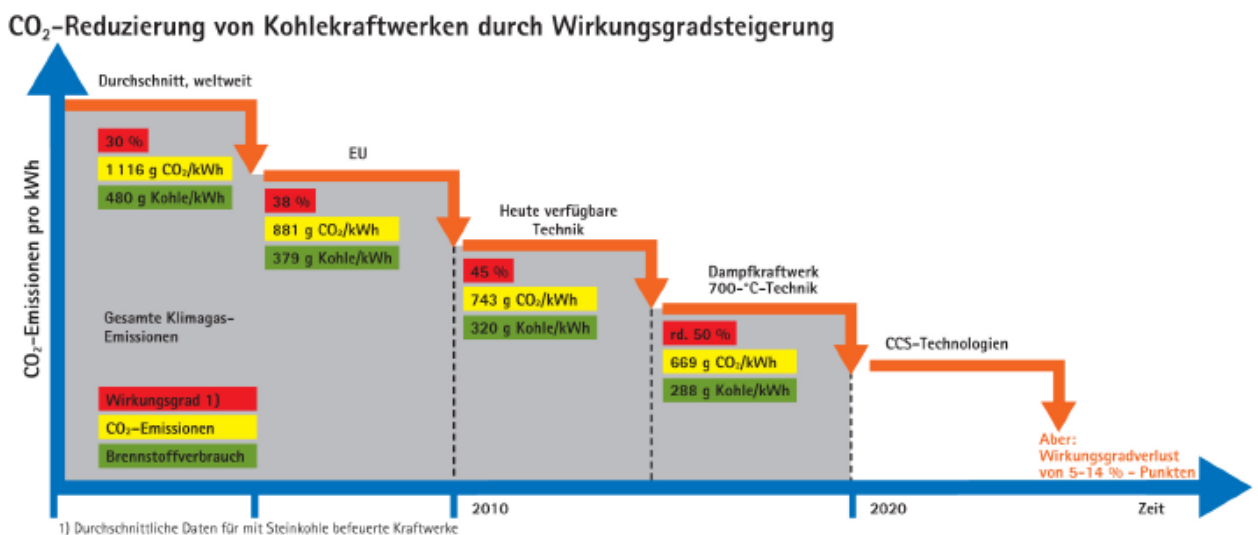


Bild 8: VGB-Zahlen und Fakten 2007

Das Bild 8 zeigt, dass die CO₂-Emissionen durch effiziente Umwandlungstechnologien, wie sie im Kraftwerk Staudinger mit einem Wirkungsgrad von rund 46 % vorgesehen ist, deutlich reduziert werden können. Alleine die bei der Steinkohleverstromung anfallende CO₂-Menge könnte weltweit um rd. 35 % abgesenkt werden, wenn Kraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad (mittlerer weltweiter Wirkungsgrad heute 30 %) durch Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von rund 46 % ersetzt würden.

Die im Bild 8 dargestellte 700°C-Technik ist heute nicht Stand der Technik und befindet sich, wie bereits an andere Stelle beschrieben, in der Entwicklung. Es wird erwartet, dass die erste große Demonstrationsanlage mit der 700°C-Technik etwa im Jahre 2014/15 zur Verfügung stehen wird.

3.2.2 Dampfkraftwerk mit Wärmeauskopplung

Wärmeauskopplung bedeutet die Nutzung von Wärme mittels Anzapfleitungen, die es ermöglichen, Dampf aus dem ND-Teil der Dampfturbine zu entnehmen. Die Wärmeparameter bestimmen, an welcher Stelle die Leitungen an der Turbine angebracht werden. Der Dampf gibt seinen Energieinhalt über einen Wärmetauscher, auch Heizkondensator genannt, an das Wärmenetz ab. Die Auslegung des Wärmetauschers ist dergestalt, dass ein unterschiedlicher Wärmebedarf übertragen werden kann. Der abgekühlte Dampf wird an geeigneter Stelle in die Speisewasservorwärmung zurückgeführt.

3.2.3 Kohlevergasung

Die Vergasung ist in Kapitel 3.1.1.4 ausführlich beschrieben sodass nachstehend auf einige Literaturen verwiesen wird.

1. Carnot Studie
2. VGB Zahlen und Fakten 2007
3. Studie RKW NRW

3.3 Rauchgasreinigung

3.3.1 Gesetzlich vorgeschriebene Emissionsgrenzwerte für feste Brennstoffe

Primäre Umweltqualitätsregelungen

Die Emissionen von staub- und gasförmigen Stoffen in die Atmosphäre, von löslichen und unlöslichen Stoffen in die Gewässer und Böden (einschließlich Deponieeinträgen) aus Industrieanlagen, Hausbrand und Verkehrssystemen werden zum Schutz der Gesundheit und zur Vorsorge gegen Beeinträchtigungen der direkten und indirekten Lebensbedingungen in der Umwelt durch nationale Regelungen begrenzt. Die Umweltschutz-Richtlinien der Europäischen Union (EU) geben für ihre europäischen Mitgliedstaaten einen Rahmen vor, der aus Wettbewerbsgründen wegen der zusätzlichen Kosten für Umweltschutzmaßnahmen als Mindestanforderung für entsprechende nationale Anforderungen berücksichtigt werden muss.

Internationale Verträge der Einzelstaaten und Staatenbünde setzen ebenfalls Mindeststandards für den Umweltschutz fest, um eine vergleichbare Lebensqualität für die Bürger ihrer Länder und Ländergemeinschaften zu erreichen oder zu erhalten. Durch die **World Health Organisation** (WHO) werden **international abgestimmte Qualitätsanforderungen** als **Zielvorgaben** – hier relevant: **für die Atemluft** – festgelegt, bei deren Einhaltung nach dem

Stand der Wissenschaft auch die Gesundheit empfindlicher Menschen wie Kranke und Kleinkinder nicht beeinträchtigt werden.

Die wichtigsten Regelungen für den Bürger sind die - einklagbaren - Qualitätsanforderungen, die durch Umsetzung der Zielvorgaben der WHO in nationalen Regelungen festgelegt werden. Der Schutz der Gesundheit in Regionen mit hoher Industrie-, Verkehrsdichte und / oder Hausbrandnutzung erfordert in der Regel höhere Anforderungen an die jeweiligen Hauptverursacher der Überschreitungen von Qualitätsanforderungen.

Aus diesem Grund werden Anforderungen an die Emissionsbegrenzung nach dem **Stand der Technik**, bzw. der **Besten Verfügbaren Technik** gesetzlich gefordert und durch Nachrüstung bestehender Anlagen oder deren Ersatz durch neue emissionsarme Anlagen erreicht.

Tabelle 1: Grenzwerte für Tagesmittel bei festen Brennstoffen, 13. BImSchV 2004 auf der Grundlage EU-Großfeuerungsanlagen-Richtlinie 2001

Stoff/mg/m ³	13. BImSchV 2004	
	Neuanlagen	Altanlagen
Brennstoff/Anwendung		
Staub	20	20
CO	200	250
NO_x ;	200	200
SO_x (angegeben als SO₂)	200 +85% SAG	300 +85% SAG
hoher S-Gehalt	400 +95% SAG	400 +95% SAG
Hg (außer naturbelassenes Holz)	0,03	0,03
Dioxine / Furane	0,1 ng/m ³	0,1 ng/m ³

In Umsetzung der 1. EU-GFARichtlinie (1988) mussten in allen EU-Mitgliedsländern nur für neue Kraftwerke entsprechende Emissionsgrenzwerte festgelegt werden (entsprechen weitgehend den Grenzwerten der alten Neuanlagen der EU-GFAR 2001 in Tabelle 2). Bestehende Anlagen mussten nur eine zeitlich gestaffelte Minderung der Emissionsfracht umsetzen. Selbst die novellierte EU-GFARichtlinie (2001), die Anlass für die novellierte 13. BImSchV von 2004 war, ist trotz der Umsetzungsfrist von drei Jahren in den meisten EU-Ländern noch nicht in die Praxis umgesetzt.

Erwartete Emissionsfrachten

Zum Vergleich der Emissionen aus dem geplanten Block 6 KWS und der vermiedenen Emissionen werden die Emissionserklärungen der letzten 5 Jahre der stillzulegenden Blöcke 1 – 3 herangezogen. Daraus ergibt sich eine mittlere Jahresfracht, die durch die Stilllegung der Blöcke vermieden wird und für den neuen Block zur Verfügung steht, ohne die örtliche Belastung zu erhöhen. Tabelle 4.

Tabelle 2: Mittlere Staub-, SO₂- und NO_x-Emissionsfracht pro Jahr (Mittelwert der Jahre 1996-2006) und nach Ersatz der Blöcke 1-3 durch den geplanten Block 6 und Inbetriebnahme des neuen geschlossenen Kohlelagers

Anlagen	Staub, t/a	SO ₂ , t/a	NO _x , t/a	Stromerzeugung GWh
Blöcke 1-5	442	1.219	3.554	6.000
Blöcke 4-6	350	1.219	3.554	10.000

Die Bilanz in Tabelle 4 zeigt, dass durch den Ersatz der Blöcke 1 – 3 durch den geplanten Block 6 die Emissionen von Staub, SO₂ und NO_x am Standort KWS nicht zunehmen, obwohl die geplante elektrische Stromerzeugung des Kraftwerkes Staudinger mit Inbetriebnahme des Blockes 6 deutlich erhöht werden soll..

3.3.2 Entstickungsverfahren

Als Stickoxide (NO_x) aus der Verbrennung werden die beiden Verbindungen NO und NO₂ als „Nitrose Gase“ zusammengefasst, da unter Sauerstoffzufuhr aus NO in der Luft das für die menschliche Gesundheit kritischere NO₂ gebildet wird. Aus diesem Grund müssen die NO_x-Emissionen in NO₂-Emissionen umgerechnet werden. (Andere Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen (wie z. B. Lachgas, N₂O) wandeln sich dagegen nicht in NO₂ um, und werden daher nicht beim NO_x berücksichtigt.

Bei der NO_x-Minderung sind zwei Quellen zu unterscheiden: der Brennstoffstickstoff, chemisch in der Kohle gebundener Stickstoff, und der Luftstickstoff, in Form des Gasmoleküls (N₂), der auch in der Natur bei hohen Temperaturen freigesetzt wird (Blitze). Bei Brennstoffen ohne Brennstoffstickstoff kann nur thermisches NO_x freigesetzt werden (z. B. Erdgas).

Der Brennstoffstickstoff liegt mit einem Gewichtsanteil von 1,1 – 1,7 %, im Mittel mit 1,5 % Stickstoff in der Steinkohle vor. Bei vollständiger Umsetzung in NO₂ ergibt sich eine theoretische

sche Rohgaskonzentration von 3.800 bis 5.900, im Mittel 5.200 mg/m³. Bei normaler Verbrennung ergeben sich bereits nur noch ca. 1000 mg/m³. Gegenüber dem theoretischen Rohgas sind bereits 81% bei der Verbrennung in das Luftstickstoff Molekül N₂ umgewandelt. Je nach Brennstoffeigenschaften erreicht man zwischen 900 und 500 mg/m³ in Abhängigkeit vom Brennstoff durch Optimierung der NO_x-armen Verbrennungstechnik nach dem Stand der Technik (eff. 83 – 90 % NO_x-Minderung). NO_x-arme Verbrennungstechniken lassen sich erst nach mehrjähriger Praxis als Stand der Technik bestätigen, da das Korrosionsrisiko und Auswirkungen auf die Standzeit der Kesselberohrung überwacht werden müssen. Mit feuerungstechnisch erreichten NO_x-Extremwerten von 300 mg/m³ und weniger liegen noch nicht ausreichend Erfahrungen vor. Bei einheitlichem Brennstoff sind ggf. entsprechende weitergehende Maßnahmen möglich. Das gilt grundsätzlich nicht für den Einsatz unterschiedlicher internationaler Steinkohlen. Luftstickstoff als Quelle der zusätzlichen thermischen NO_x-Bildung beginnt praktisch erst bei Temperaturen über 1.000°C. Mit zunehmenden Verbrennungstemperaturen (Dampfparameter) muss vermehrt mit thermischer NO_x-Bildung gerechnet werden. Damit muss für den Stand der Technik der abgasseitigen NO_x-Minderung als Maximalwert für das Rohgas von 900 mg/m³ NO_x ausgegangen werden.

Als in der Praxis eingesetzte Verfahren nach dem Stand der Technik sind im „Merkblatt über beste verfügbare Techniken für Großfeuerungsanlagen“ (engl.: BREF LCP) der EU-Richtlinie zur Integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (EU-IVUR) für das SNCR-Verfahren 30 – 50 % NO_x-Minderung und das SCR-Verfahren 80 – 95 % NO_x-Minderung angegeben.

Das SNCR-Verfahren ist bei Steinkohlefeuerungen mit ggf. mehr als 500 mg/m³ NO_x nicht geeignet, die Mindestanforderungen der 13. BImSchV 2004 von 200 mg/m³ NO_x zu erreichen.

Damit kommt nur das SCR-Verfahren in Frage. Mit 90 % NO_x-Minderung sind auch bei hohen NO_x-Rohgasgehalten am Ausgang der Feuerung von 900 mg/m³ die niedrigsten Werte des BREF LCP erreichbar. Das BREF LCP gibt für NO_x-Emissionen von neuen Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe eine Bandbreite von 90 – 150 mg/m³ als Beste Verfügbare Technik (BVT) an. Der niedrigste BVT-Wert soll an Stellen mit hoher Vorbelastung der Luftqualität bei Grundlastanlagen als typischer Tagesmittelwert erreicht werden. Anlagen mit beschränktem Lastprofil können unter ökonomischen Aspekten in Bezug auf „BREF Economic and Cross Media“ weniger stringente Anforderungen umsetzen. Die BVT-Anforderungen der IVU-Richtlinie sind nicht selbstverpflichtend wie die Anforderung der Großfeuerungsanlagenrichtlinie oder die 13. BImSchV vom Betreiber beantragt, sondern sie sind von der Genehmigungsbehörde im Genehmigungsverfahren festzulegen

Im Fall des Blocks 6 liegen praktisch alle Tagesmittelwerte unter dem niedrigsten BVT-Wert. Damit wird die Beste Verfügbare Technik bereits fortgeschrieben. Ohne Einsatz einer BVT-

konformen Kombination von feuerungstechnischen und nachgeschalteten Maßnahmen ist dieses Ziel nicht erreichbar.

3.3.3 Entstaubung

Bei der Entstaubungstechnik hat der Eigenbedarf durch den Druckverlust bei der Kraftwerkstechnik ein großes Gewicht. Das gilt insbesondere unter dem Gesichtspunkt: Verhältnis Bruttowirkungsgrad zu Nettowirkungsgrad. Selbst bei einem modernen E-Filter mit 5 Feldern, die bei schwer abscheidbaren Stäuben hinter Steinkohlefeuerungen eingesetzt werden, ist der Druckverlust deutlich geringer als bei einem Gewebefilter. In der Praxis haben sich Gewebefilter bei Wirbelschichtfeuerungen durchgesetzt, weil das im Abgas vorhandene SO_3 bereits in der Feuerung weitgehend absorbiert wird. Da der SO_3 -Gehalt im Abgas eine entscheidende Komponente für die elektrische Leitfähigkeit des abgeschiedenen Staubs ist, hat das Gewebefilter in Ländern mit vorwiegendem Einsatz von schwefelarmen heimischen Kohlen einen großen Marktanteil im Kraftwerkssektor erreicht. Das ist anders in Ländern und Regionen, in denen vorrangig heimische Kohle mit einem Schwefelgehalt um 1% und darüber eingesetzt wird. Während E-Filter gezielt auf definierte Abscheidegrade ausgelegt werden können, die sie für die Reisezeit eines Kraftwerks einhalten, zeigen Gewebefilter erst gegen Ende der meist kürzeren Reisezeit (zwischen zwei Hauptrevisionen) durch zunehmende kleine Leckageströme ansteigende Emissionen, die zu Emissionen im Bereich des Grenzwertes oder darüber führen. Die Erfahrungen in den letzten Jahren zeigen zunehmend Konzepte mit abgetrennten Filterzonen, in denen während des Betriebes Filter ausgetauscht werden können, so dass Gewebefilter keine Begrenzung für die Reisezeit mehr aufweisen.

Die meisten Steinkohle-Kraftwerkstandorte sind in Deutschland vorwiegend mit Elektrofiltern ausgerüstet. Für die Anlage in Staudinger wird somit die beste verfügbare Technik eingesetzt.

3.3.4 Schwermetallbilanzen

Eine detaillierte Schwermetallbilanz wird üblicherweise bei Steinkohle gefeuerten Anlagen nicht vorgenommen. Die Grenzwerte in Tabelle 1 gehen allein auf Quecksilber ein. Die Erfahrung aus Sondermessungen belegen, dass die Werte für Schwermetall sich an der Nachweisgrenze bewegen. Es sind daher auch keine besonderen Abscheidemaßnahmen notwendig.

3.3.5 Entschwefelung

Das Rauchgas durchläuft folgende Bereiche:

- Rohgaskanaleintritt
- Absorptionszone
- Tropfenabscheider und Reingaskanalaustritt

In der Absorptionszone erfolgt die wesentliche Abscheidung an der Oberfläche von fein verteilten Tropfen. Entsprechende Düsen verteilen die Tropfen so homogen wie möglich. Bevor das Abgas in den Reingaskanal geleitet wird, wird es durch Tropfenabscheider von den mitgerissenen Feinstropfen gereinigt.

Sumpf

Der Sumpf dient zum Auffangen des Tropfenregens aus dem Absorber, zum Anwachsen der Gipskristalle, zum Eintrag von frischem Absorbens und zur Entnahme der Sorbenslösung zu den Sprühdüsen. Ein Teil der Sorbenslösung wird zur Gipsabtrennung ausgeschleust, die dabei abgetrennte verdünnte Sorbenslösung wird wieder in den Kreislauf zurückgeführt. Davon wird ein geringer Teil zur Abwasserbehandlung abgetrennt.

Der Zweikreiswäscher ist prinzipiell auch ein Sprühturm-Absorber, nur dass das Rauchgas zwei unterschiedliche Waschstufen durchströmt, die sich in der Zusammensetzung der Suspension unterscheiden. Der Zweikreiswäscher ist durch folgende Merkmale charakterisiert:

- Anordnung der zwei Waschstufen übereinander, getrennt durch eine Auffangtasse (Absorptionssammeltrichter). Die Rauchgase durchströmen einen Ringspalt um den Sammeltrichter
- Abgekoppelter Absorber-Versorgungsbehälter mit den Absorberumwälzpumpen, in den die Suspension aus dem Sammeltrichter über ein großes Ablaufrohr überführt wird
- Radiale Zuführung der Rauchgase über den Rohgaskanal in den Quencher

Der Sumpf des Quenchers ist relativ klein bemessen. Die Suspension hat einen niedrigen pH-Wert von ca. 4,5. Aus dem Quenchersumpf wird die Gips suspension zur Gipsentwässerung abgezogen. Der geringe pH der Suspension hat den Vorteil, dass ein niedriger Restcarbonatgehalt im Gips – teilweise niedriger als 1% – erzielt wird.

Die Rauchgase durchströmen nach dem Quencher den Ringraum um den Auffangtrichter.

Anschließend durchströmen die Rauchgase den Absorber mit mehreren übereinander angeordneten Sprühebene n.

Die Absorb ersuspension wird im Sammeltrichter (Trennboden zwischen erster und zweiter Stufe) aufgefangen und über ein großes Ablaufrohr zu dem Absorberversorgungsbehälter (AVB) geführt. Diesem Behälter wird auch das Kalksteinmehl zugegeben.

Bei Einkreiswäschern liegt der pH-Wert typisch bei ca. 5. Bei niedrigerem pH-Wert wird weniger SO₂ abgeschieden, bei höherem löst sich der Kalkstein langsamer.

Bei Zweikreiswäschern löst der 1. Waschkreislauf bei pH 4,5 den Kalkstein besser auf und scheidet der 2. Waschkreislauf bei pH 6 das SO₂ besser ab.

Schwefel liegt im Abgas hauptsächlich als SO₂ und zu einem kleinen Teil als SO₃ vor. SO₂ bleibt bei Abkühlung unter den Säuretaupunkt gasförmig und Gasmoleküle bewegen sich innerhalb der Strömung sehr schnell in alle Richtungen, so dass sie auf Suspensionstropfen treffen und von diesen abgeschieden werden.

SO₃ bildet unterhalb des Taupunktes mit der Rauchgasfeuchte Schwefelsäure (daher Säure taupunkt), aber nicht als Gas sondern in Gestalt sehr feiner Tropfen. Je kleiner diese sind, desto mehr folgen diese der Gesamt-Strömung, ohne dass allerdings dieser Strömung wie bei Gas-Molekülen eine schnelle, weit reichende, chaotische Bewegung überlagert ist. Weil die Säure-Aerosol-Tröpfchen seltener auf Suspensionstropfen treffen, wird SO₃ nicht so gut abgeschieden, wie SO₂.

Bei der für den geplanten Block 6 vorgesehenen REA wird das Zweikreisverfahren eingesetzt. Der Gesamtschwefelabscheidegrad liegt bei 98,7 %.

Im BREF LCP werden die Nassverfahren nicht unterschieden. Die Schwefelabscheidegrade sind in Kap. 3.3.7 mit „92-98 % (in Abhängigkeit vom Absorbertyp)“ charakterisiert. Das hier eingesetzte Verfahren liegt mit im Spitzenbereich dieser Verfahren.

Auch andere Verfahren – Seewasser-REA und Trockenwirbelschichtverfahren weisen im BREF hohe Abscheidegrade aus, entsprechen jedoch nicht der Abfall-Vorrang-Regel: Vermeiden Verwerten Entsorgen. Im ersten Fall wird der gasförmige Abfall ins Meer entsorgt, im zweiten Fall wird ein schlecht verwertbares SAV-Produkt aus CaSO₃ und CaSO₄ erzeugt ggf. mit hohem Restkalkgehalt.

3.3.6 Erreichte Emissionswerte

Stoff	Emissionsgrenzwerte (EGW) und Emissionswerte (EW)				
	EGW, 13. BImSchV	EGW EU-GFAR	EW BREF LCP BVT-Bereich	KWS- Planung	EGW BVT kompatibel
Staub	20	10	5-20	10	ja
SO ₂	200	200	20-150	70*	ja
NO _x	200	200	90-150	95	ja

* Der Wert von 70 mg/m³ berücksichtigt sowohl SO₂ als auch SO₃. Bei den BREF-Werten wird lediglich SO₂ berücksichtigt.

Standardangaben zu dem über den Schornstein abgegebenen Abgas:

Alle Emissionsangaben und Emissionsgrenzwerte, angegeben in mg/m³ in den Tabellen und im Text, sind auf die Normbedingungen von Luft bei = 0°C und 1013 hPa (mbar) nach Abzug der Feuchte umgerechnet (mg/m³ i.N.tr) und unter Berücksichtigung unterschiedlicher O₂-Gehalte.

(Nur die Anforderungen und Daten für die Umweltqualität der Luft sind auf die Lufttemperatur der Umgebung bei 20 °C umzurechnen.)

Damit wird der Stand der besten heute verfügbaren Technik im Kraftwerk Staudinger Block 6 umgesetzt.

4 Zusammenfassung

Die Verbesserung des Wirkungsgrades bei gleichzeitiger drastischer Verringerung der Emissionen, allen voran die Abtrennung von SO_x , NO_x und Staub, haben die Entwicklung der letzten 20 Jahre geprägt (Abbildung Reduktion der einzelnen Größen dargestellt als Funktion der Zeit). Diese Entwicklung war keinesfalls ein gradliniger Weg, sondern war vielmehr durch Rückschläge und mühsame Kleinarbeit gekennzeichnet. Die heute erzielten Werte für den Anlagen-Wirkungsgrad und die Emissionen sind Ergebnis eines permanenten Verbesserungsprozesses; eines Prozesses, der sich aus einer Vielzahl kleiner Schritte zusammensetzt und nur in einer optimalen Verknüpfung seine heutigen Werte sicherstellt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist, dass die Emissionswerte im Betrieb, d.h. unter wechselnden Lastbedingungen / wechselnden Kohlebedingungen ihre niedrigen Werte halten können.

Wesentliche Stichworte in diesem Zusammenhang sind:

- die kontinuierliche Entwicklung der Werkstoffe für Kessel, Turbinen, Rohrleitungen und Armaturen,
- die Verbesserung des inneren Kesselwirkungsgrades durch verbesserte Luft- und Feuerungsführung,
- Verbesserung der Kesselkonstruktionen (Falschluff)
- Rauchgas – Reinigungsanlagen mit Unterschreiten der gesetzlichen Anforderungen
- die Verbesserung des Turbinenwirkungsgrades durch die Einführung der Titanbeschaukelung in der ND-Turbine, die entsprechend hohe Abströmquerschnitte ermöglichen, sowie die Einführung von Schaufeln mit 3D-Geometrie.
- Antriebe
Der gesamte Eigenbedarf, der wesentlich durch elektrische Antriebe gekennzeichnet ist, wurde durch den Einsatz verbesserter Pumpen, verbesserter Antriebe etc. optimiert.
- Gesamt-Thermodynamische Optimierung
Darunter fällt insbesondere die Optimierung des kalten Endes sprich Kondensator / Kühlturm und so Minimierung der Verluste

Dieser Prozess der permanenten Optimierung ist nie abgeschlossen. Die Entwicklung geht zum einen in Richtung einer Konsolidierung der 600 / 620 °C-Werkstoffe und zum anderen hin zu einer Erhöhung der Dampftemperatur von 700 °C. Die Werkstoffentwicklung spielt eine

entscheidende Rolle, da sie neben den vorher genannten Einzelschritten den Schlüssel für die Anhebung des Wirkungsgrades darstellt. Gerade der Schritt von den 560 °C Dampfparametern auf 600 / 610 hat gezeigt, dass trotz intensiver Entwicklung und Tests für die Werkstoffe unter normalen Fertigungsbedingungen im normalen Betrieb nicht die erwarteten Werte bestätigt werden. Deshalb sind zwei Stoßrichtungen für die Werkstoffentwicklung zu nennen, zum einen die Konsolidierung der 600 °C-Werkstoffe und zum anderen eine weiter verbesserte Vorbereitung für die Einführung der 700 °C-Werkstoffe.

Ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang ist die Zeit, die benötigt wird, um von der Idee, über die Erprobung, hin zur technischen Reife und damit zum täglichen Einsatz im Kraftwerk zu gelangen. Die gemachten Ausführungen für den Bereich Werkstoffe belegen eindrucksvoll, wie viel Zeit erforderlich ist. Obgleich Europa und weltweit alle Kräfte gebündelt werden, kann der Prozess letztlich nur bedingt beschleunigt werden. Von der ersten Idee bis hin zu einem zuverlässigen und störungsfreien Betrieb, der über eine erste Demonstrationsanlage gehen muss, vergehen rund 20 Jahre und bis hin zur kommerziellen Reife weitere 5 Jahre.

Diesen Zeithorizont muss man sich auch vor Augen halten, wenn von „Carbon Capture“ (Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerksabgasen) und „Capture Ready“ (Planung und Errichtung neuer Kohlekraftwerke so, dass CO₂-Abscheidung leicht nachgerüstet werden kann) die Rede ist. Die Entwicklung hat erst in den letzten Jahren begonnen, wenige kleine Testeinrichtungen sind in Betrieb, Pilotanlagen befinden sich erst in Planung. Der mühsame Lernprozess hat also gerade erst begonnen. Um 2015 sollen erste Demonstrationsanlagen mit CCS (Carbon Capture & Storage) in Betrieb genommen werden."

Das Thema „beste verfügbare Technik“ bestimmt seit Jahren den Kraftwerksbereich. Aus Sicht der VGB ist sehr zu begrüßen, dass die Europäische Kommission sich dieses wichtigen Themas angenommen hat. Sie greift damit die Grundidee, beste verfügbare Technik, in Richtlinien und Merkblättern festzuschreiben und so einer weltweiten Verbreitung den Weg zu öffnen, auf.

Unter den verschiedenen Verfahren, Kohle zu verbrennen und die freiwerdende Wärme zur Erzeugung von Dampf zu nutzen, stellt die Staubfeuerung eine der effizientesten Verfahren zur Schonung von Ressourcen und Umwelt dar. Insbesondere für große Anlagen gibt es aus heutiger Sicht keine Alternative. Der Vorteil der Staubfeuerung ist ein hoher Kesselwirkungsgrad mit stabiler und guter Feuerungsführung, die die Grundlage für niedrige Emission, CO, NO_x und SO_x sowie C in der Asche, bildet. Die Erfahrungen, über die Hersteller und Betreiber verfügen, lassen auf Dauer einen Betrieb mit hohem Wirkungsgrad und niedrigeren Emissionen erwarten.

Die Frage der Optimierung, d.h. auf der einen Seite Wirkungsgradverbesserungen und auf der

