

## **6 Anlagen- und Verfahrensbeschreibung**

6.0	Einleitung.....	2
6.1	Gliederung der Anlagen in Betriebseinheiten -Formular 6/1- .....	4
6.2	Apparateliste für Reaktoren, Behälter, Pumpen, Verdichter – Formular 6/2 - ....	10
6.3	Apparateliste für Geräte, Maschinen, Einrichtungen etc. -Formular 6/3-.....	20
6.4	Maschinen-/Apparateaufstellungspläne.....	21
6.5	Maschinen- und Apparatezeichnungen .....	21
6.6	Grundfließbilder mit Zusatzinformationen nach DIN EN ISO 10628.....	21
6.7	Anlagen- und Betriebsbeschreibung .....	21
6.8	Angaben zu verwendeten und anfallenden Energien .....	29
6.9	Wasserversorgung .....	30
6.10	Darstellung des Verfahrens .....	31
6.11	Maschinen- / Apparateaufstellungspläne.....	81
6.12	Technische Basisdaten der Anlagenteile.....	82
6.13	Anlagen zu Kapitel 6.....	91

## 6.0 Einleitung

Das vorhandene Kraftwerk Staudinger besteht aus 5 Blöcken und verfügt über eine elektrische Gesamtleistung von ca. 2000 MW. Die Blöcke 1-3 mit einer elektrischen Leistung von ca. 850 MW wurden in den Jahren 1965 (Block 1/2) und 1970 (Block 3) in Betrieb genommen.

Diese 3 Blöcke sollen nunmehr durch einen ca. 1100 MW Steinkohleblock ersetzt werden.

Die technischen Randbedingungen dafür und die dafür nötigen Kraftwerkssysteme werden gemäß ihrer Einteilung in Betriebseinheiten mit den dafür gültigen Formularen beschrieben und im Weiteren in diesem Kapitel 6 detailliert erläutert.

Insbesondere werden folgende Systeme und Komponenten im Einzelnen vorgestellt:

- Kühlturm (Kapitel 6.10.4)
- Kessel (Kapitel 6.10.5)
- DeNox (Kapitel 6.10.6)
- E- Filter (Kapitel 6.10.7)
- Turbine (Kapitel 6.10.8)
- REA (Wird Bestandteil einer späteren Teilgenehmigung werden)

Zusammenschaltung und Fahrweise der grundlegenden Komponenten und Systeme werden unter Kapitel 6.7 in einer Verfahrensbeschreibung erläutert.

Dabei wird auch Bezug genommen auf die Betriebseinheiten die sich bereits am Standort befinden und vom neu geplanten Block 6 teilweise mitgenutzt werden.

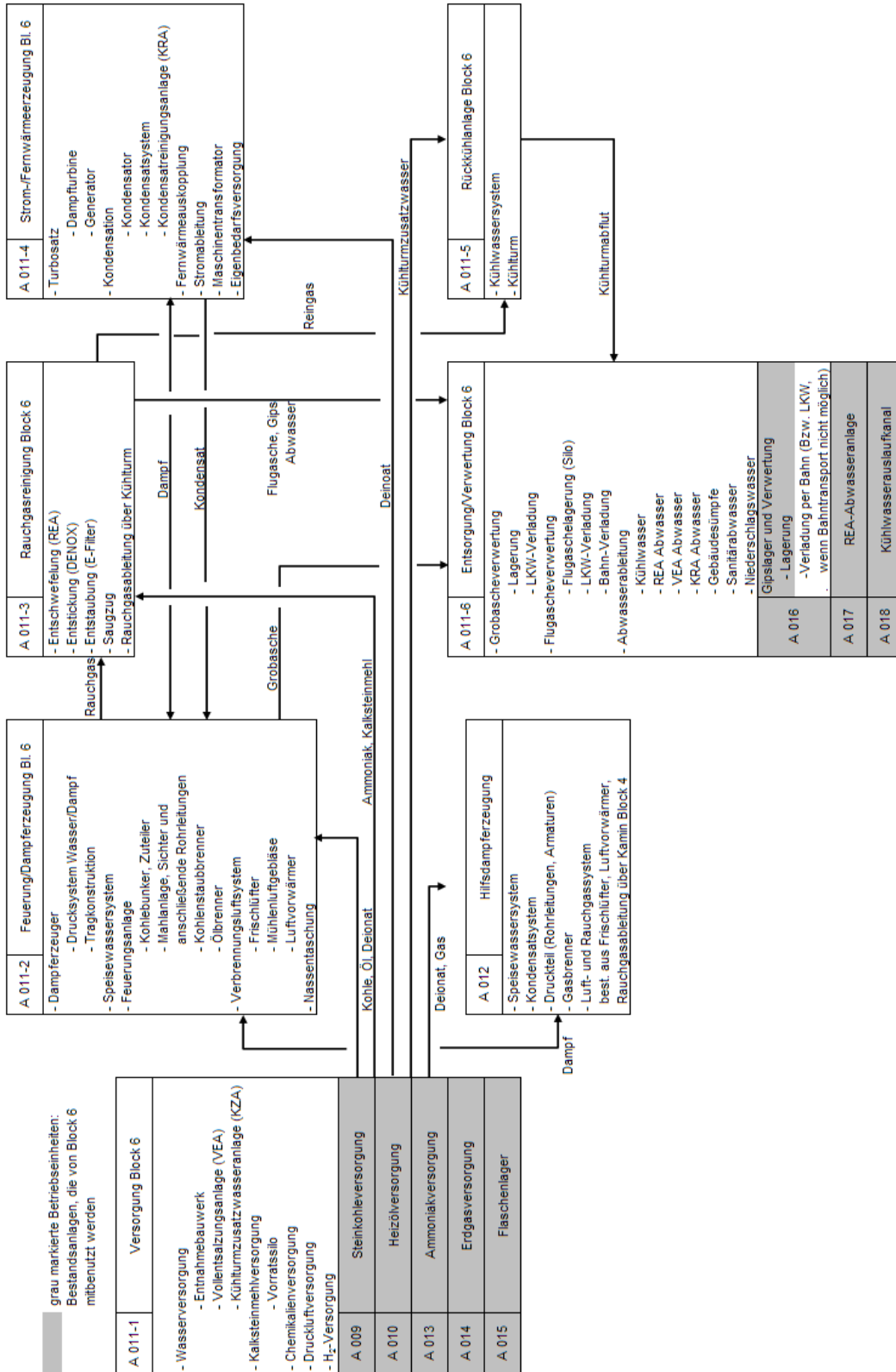
Aufgrund der Kapazität und des Zustandes dieser Betriebseinheiten ist dies möglich. Auf Anpassungen z.B. auf die der zusätzlichen Gipsverlademöglichkeit wird hingewiesen und diese wird dargestellt.

Die Situation der Mitnutzung von Betriebseinheiten wird u.a. im Kapitel 6.7.2 der Verfahrensbeschreibung näher erläutert.

Generell können durch diese Situation standortspezifische Synergien genutzt werden auch mit dem Effekt der Minimierung der Umweltauswirkungen, im Wesentlichen bedingt durch den Verzicht auf Neubau dieser Komponenten.

Der Übersichtlichkeit halber sind speziell diese Betriebseinheiten im Grundfließbild der Betriebseinheiten auf Seite 3 des Kapitels 6 grau unterlegt und werden im Formular 6.1 mit aufgelistet.

Grundfließbild der Betriebseinheiten



### 6.1 Gliederung der Anlagen in Betriebseinheiten -Formular 6/1-

Vollständige Auflistung aller Betriebseinheiten, die Teil der betreffenden Anlage sind oder von ihr mitbenutzt werden. Für Abgasreinigungseinrichtungen ist zusätzlich das Formular 8/2 zu benutzen (siehe Kapitel 8 - Luft).

In Spalte A sind alle Betriebseinheiten anzukreuzen, die vom beantragten Projekt wesentlich berührt werden.

In Spalte B sind Nr. und Spalte des Anhangs zur 4. BImSchV einzutragen, der die Betriebseinheit für sich betrachtet zugeordnet werden könnte (z. B. Flüssiggaslagerung (Nr. 9.1 Sp. 2) als Betriebseinheit einer Chemiefabrik (Nr. 4.1/Sp. 1)).

Nr.	a) Betriebseinheit (z. B. Eingangslager, Reaktionsteil I, Verfahrensvariante A, Einzelfeuerung II) b) Nr. des Gebäudes gemäß Werksplan c) zugehörige Nummern der Fließbilder und Fundstellen d) ggf. Bezeichnung anderer Anlagen, die die betreffende Betriebseinheit mitbenutzen	A	B	
			Nr.	Sp.
A 009	a) <b>Kohleversorgung der Anlage (Bestandsanlage)</b>	<input checked="" type="checkbox"/>	9.11	2
	b) bestehend aus: - Kreislager 1 und 2 (01UEB und 02UEB) - Verteilerbauwerk mit E/L-Zentrum (01UED) - Erweiterung Eckturm 1 (01UEF) - Ecktürme 4 (04UEF), 6 (06UEF), 7 (07UEF) und 8 (08UEF) - Gurtförderer (EAC11 bis -14, EAC 21 bis 29, EAC30, EAC40, EAC45, EAC50, EAC55, EAC59 bis -63) - Bahntladestation (01UEA und 02UEA) - Schiffsentladestation (00EAA10 und 00EAA20) - Notauslagerung (00EAE30)  Vorhandene Betriebseinheiten, die mitbenutzt werden: - Erdgasreduzierstation (A 014) - Sanitärabwasser (A 011-6) - Feuerlöschwasser (A 011-1)			
	c) Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	d) Block 5 (A 005); Feuerung/Dampferzeugung Block 6 (A 011-2)			

**Fortsetzung -Formular 6/1-**

Nr.	a) Betriebseinheit (z. B. Eingangslager, Reaktionsteil I, Verfahrensvariante A, Einzelfeuerung II) b) Nr. des Gebäudes gemäß Werksplan c) zugehörige Nummern der Fließbilder und Fundstellen d) ggf. Bezeichnung anderer Anlagen, die die betreffende Betriebseinheit mitbenutzen	A	B	
			Nr.	Sp.
A 010	a) <b>Heizölversorgung der Anlage (Bestandsanlage)</b>	<input checked="" type="checkbox"/>	9.2	2
	b) bestehend aus: 1. Heizöllagertank mit Auffangtasse Anlagenkennzeichnung: 00EGB10-00EGB11 Gebäudekennzeichnung: 00UEL0102 2. Heizöl-Abfüllstation für Tankkraftwagen (TKW) bestehend aus 3 TKW-Abfüllplätzen Anlagenkennzeichnung: 00EGA20 Gebäudekennzeichnung: 00UEH0103 3. Transferpumpenstation in einem Ölpumpenhaus mit einem Raum für elektr. und leittechn. Versorgungseinrichtungen Anlagenkennzeichnung: 00EGC00-00EGC50 Gebäudekennzeichnung: 00UEL0101 4. - Schiffsabfüllanlage auf Ölponton im Kraftwerkshafen Anlagenkennzeichnung: 00EGA10 Gebäudekennzeichnung: 00UEH0101			
	c) Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	d) Block 4 (A 004); Block 5 (A 005), Feuerung/Dampferzeugung und Block 6 (A 011-2)			
A 011-1	a) <b>Versorgung Block 6</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		
	1. Wasserversorgung 1a Entnahmebauwerk für Block 6 1b Kühlturmzusatzwasseraufbereitung (KZA) 1c Vollentsalzungsanlage (VEA) 2. Kalksteinmehlversorgung, best. aus Vorratssilo, Tagessilo, Ansetzbehälter 3. Chemikalienversorgung 4. Druckluftversorgung 5. H <sub>2</sub> Versorgung			
	b) bestehend aus: . Wasserversorgung 1a Entnahmebauwerk für Block 6 1b Kühlturmzusatzwasseraufbereitung (KZA) 1c Vollentsalzungsanlage (VEA) 2. Kalksteinmehlversorgung, best. aus Vorratssilo, Tagessilo, Ansetzbehälter 3. Chemikalienversorgung 4. Druckluftversorgung 5. H <sub>2</sub> Versorgung			

**Fortsetzung -Formular 6/1-**

Nr.	a) Betriebseinheit (z. B. Eingangslager, Reaktionsteil I, Verfahrensvariante A, Einzelfeuerung II) b) Nr. des Gebäudes gemäß Werksplan c) zugehörige Nummern der Fließbilder und Fundstellen d) ggf. Bezeichnung anderer Anlagen, die die betreffende Betriebseinheit mitbenutzen	A	B	
			Nr.	Sp.
	c) Übersicht Block 6 und Bekohlung Z.-Nr.: KST 00 U00 EENAP TZG 005 Übersichtsfließbild mit wesentlichen Stoffströmen Z.-Nr.: KST 60 U00 EENST TZG 002			
	d) Feuerung/Dampferzeugung (A011-2), Rauchgasreinigung (A 011-3), Strom- /Fernwärmeerzeugung (A011-4), Rückkühlanlage (A 011-5), Hilfsdampferzeugung (A 012), Block 4 (A 004), Block 5 (A 005)			
A 011-2	a) <b>Feuerung/Dampferzeugung Block 6</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		
	b) bestehend aus: 1. Dampferzeuger 1a Drucksystem Wasser/Dampf 1b Tragkonstruktion 2. Speisewassersystem 3. Feuerungsanlage 3a. Kohletagesbunker/Zuteiler 3b. Mahlanlage, Siebter, Anschließende Rohrleitungen 3c. Kohlenstaubbrenner 3d. Ölbrenner 4. Verbrennungsluftsystem 4a. Frischlüfter 4b. Mühlenluftgebläse 4c. Luftvorwärmer 5. Nassentaschung			
	c) Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	d) Rauchgasreinigung (A 011-3), Entsorgung/Verwertung (A 011-6)			
A 011-3	a) Rauchgasreinigung Block 6	<input checked="" type="checkbox"/>		
	b) bestehend aus: 1. Entstickung (DeNOx-Anlage) 2. Entstaubung (Elektrofilter) 3. Entschwefelung (REA) 4. Saugzug 5. Rauchgasableitung über den Kühlturm			
	c) Übersicht Block 6 und Bekohlung Z.-Nr.: KST 00 U00 EENAP TZG 005 Übersichtsfließbild mit wesentlichen Stoffströmen Z.-Nr.: KST 60 U00 EENST TZG 002			
	d) Versorgung (A 011-1), Entsorgung/Verwertung (A 011-6)			

**Fortsetzung -Formular 6/1-**

Nr.	a) Betriebseinheit (z. B. Eingangslager, Reaktionsteil I, Verfahrensvariante A, Einzelfeuerung II) b) Nr. des Gebäudes gemäß Werksplan c) zugehörige Nummern der Fließbilder und Fundstellen d) ggf. Bezeichnung anderer Anlagen, die die betreffende Betriebseinheit mitbenutzen	A	B	
			Nr.	Sp.
A 011-4	<b>a) Strom-/Fernwärmeerzeugung Block 6</b> 1. Turbosatz 1a. Dampfturbine 1b. Generator 2. Kondensation 2a. Kondensator 2b. Kondensatsystem 2c. Kondensatreinigungsanlage (KRA) 3. Fernwärmeauskopplung 3a. Wärmetauscher 3b. Pumpstation 3c. Kondensatrückführung 4. Stromableitung, best. aus Schaltanlagen für 380 kV 5. Maschinentransformatoren 6. Eigenbedarfsversorgung	<input checked="" type="checkbox"/>		
	<b>b)</b> 1. Maschinenhaus 2. Maschinenhaus 2a. Maschinenhaus 2b. Maschinenhaus 2c. Kondensatreinigungsanlage 3 Fernheizanlage 4.-6. Energieableitung und Egenbedarfversorgung			
	<b>c)</b> Übersicht Block 6 und Bekohlung Z.-Nr.: KST 00 U00 EENAP TZG 005 Übersichtsfließbild mit wesentlichen Stoffströmen Z.-Nr.: KST 60 U00 EENST TZG 002			
	<b>d)</b> Feuerung/Dampferzeugung (A 011-2)			
A 011-5	<b>a) Rückkühlanlage Block 6</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		
	<b>b)</b> 1. Kühlwassersystem 2. Kühlturm			
	<b>c)</b> Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	<b>d)</b> Entsorgung/Verwertung (A 011-6)			

**Fortsetzung -Formular 6/1-**

Nr.	a) Betriebseinheit (z. B. Eingangslager, Reaktionsteil I, Verfahrensvariante A, Einzelfeuerung II) b) Nr. des Gebäudes gemäß Werksplan c) zugehörige Nummern der Fließbilder und Fundstellen d) ggf. Bezeichnung anderer Anlagen, die die betreffende Betriebseinheit mitbenutzen	A	B	
			Nr.	Sp.
A 011-6	<b>a) Entsorgung/Verwertung Block 6</b>	<input checked="" type="checkbox"/>		
	b) bestehend aus: 1. Grobascheverwertung 1a. Grobaschelagerung (Tagesbunker) 1b. LKW-Verladung 2. Flugascheverwertung 2a. Flugaschelagerung (Silo) 2b. LKW-Verladung 2c. Bahn-Verladung 4. Gipsverwertung (A 016) 4a. Lagerung 4b. Bahn-Verladung 4c. LKW-Verladung (nur im Notfall) 5. Abwasserableitung 5a. Kühlwasser 5b. REA-Abwasser 5c. Kondensatreinigung 5d. Gebäudesümpfe 5e. Sanitärabwasser 5f. Niederschlagswasser			
	c) Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	d) Gipslager mit Verladung (Bestand), REA-Abwasseranlage (Bestand), Kühlwasserauslaufkanal (Bestand), Schacht 27 (Bestand)			
A 012	<b>a) Hilfsdampferzeugung</b> 1. Speisewassersystem 2. Kondensatsystem 3. Druckteil 4. Gasfeuerung 5. Luft- und Rauchgassystem, best. aus Frischlüfter, Luftvorwärmer, (Ableitung der Rauchgase über Kamin Block 4 (Bestand))	<input checked="" type="checkbox"/>		
	b) UTH			
	c) Siehe Kapitel 0 - Grundfließbild der Betriebseinheiten			
	d) Feuerung/Dampferzeugung (A 011-2); Block 4 (A 004); Block 5 (A 005)			
A 013	<b>a) Ammoniakwasserversorgung</b> (Block 6 betreffende Details s. A011-1)	<input type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			



	d) KW Staudinger; Bestand			
A 014	a) <b>Erdgasversorgung</b> (Block 6 betreffende Details s. A012; Hilfsdampferzeugung)	<input type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	d) KW Staudinger; Bestand			
A 015	a) <b>Flaschenlager</b> (Block 6 betreffende Details s. A011-1, Versorgung Block 6 )	<input type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	d) KW Staudinger; Bestand			
A 016	a) <b>Gipslager und Verwertung</b> (Block 6 betreffende Details s. A011-6, Entsorgung, Verwertung Block 6; neue Entlademöglichkeit)	<input checked="" type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger;			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	d) KW Staudinger; Bestand			
A 017	a) <b>REA Abwasseranlage</b> (Block 6 betreffende Details s. A011-6, Entsorgung, Verwertung Block 6)	<input type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	d) KW Staudinger; Bestand			
A 018	a) <b>Kühlwasserauslaufkanal</b> (Block 6 betreffende Details s. A011-5; Rückkühlanlage Bl. 6	<input type="checkbox"/>		
	b) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	c) Bestandsdokumentation KW Staudinger			
	d) KW Staudinger; Bestand			

## 6.2 Apparatliste für Reaktoren, Behälter, Pumpen, Verdichter – Formular 6/2 -

### 6.2.1 Formular 6/2-1 Wärmetauscher

Die Kurzzeichen sollen - soweit zutreffend - EN ISO 10628, Anhang D (März 2001) entsprechen. Sie sind einheitlich und auf Dauer (auch bei Änderungsanträgen) in Fließbildern, Apparatenaufstellungsplänen etc. zu verwenden.

Neue oder zu ändernde Apparate sind in der 2. Spalte anzukreuzen. Alle Angaben gelten grundsätzlich für die stoffberührte Seite (z. B. Reaktionsmischung), bei mehreren stoffberührten Seiten (z. B. Wärmeaustauscher) sind mehrere Zeilen auszufüllen. Für Pumpen, Verdichter u. ä. sind statt des Inhaltes die max. Ansaugmengen (273 K, 1013 hPa) anzugeben (\*). Zulässiger Betriebsdruck, Ansprechdruck einer Sicherheitseinrichtung gegen Drucküberschreitung (wie im Fließbild dargestellt) und maximaler Arbeitsdruck sind als Absolutdruck anzugeben. Die letzte Spalte enthält Querverweise auf weitere textliche Erläuterungen, Apparatzeichnungen, Werkstoffnachweise etc., soweit vorhanden.

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaugmenge	Zul. Betriebsdruck	Ansprechdruck der Sicherheitseinrichtung	max. Arbeitsdruck	max. Arbeitstemp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> ; m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0LAD70	<input checked="" type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 1 (A7) - Mantelseite	101,5	32	32	27,7	323	15NiCuMoNb-5	
	<input type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 1 (A7) - Rohrseite	19,5	390	n.e.	369	307	15Mo3	
6 0LAD70	<input checked="" type="checkbox"/>	Enthitzer (A7) - Mantelseite	26,5	32	n.e.	30	509	15NiCuMoNb-5	
	<input type="checkbox"/>	Enthitzer (A7) - Rohrseite	3	390	n.e.	369	307	15Mo3	
6 0LAD80	<input checked="" type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 2 (A8) - Mantelseite	97	83	76	60,1	375	15NiCuMoNb-5	
	<input type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 2 (A8) - Rohrseite	20	390	n.e.	369	307	15Mo3	
6 0LAD90	<input checked="" type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 3 (A9) - Mantelseite	91,5	103	n.e.	91	429	15NiCuMoNb-5	
	<input type="checkbox"/>	HD-Vorwärmer 3 (A9) - Rohrseite	18	390	n.e.	369	307	15Mo3	
6 0LCC20	<input checked="" type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 2 (A2) - Mantelseite	15,8	1,5	n.e.	0,66	88	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 2 (A2) - Rohrseite	8,7	40	n.e.	32	145	1.4541	

**Fortsetzung Formular 6/2-1 Wärmetauscher**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaug- menge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0LCC30	<input checked="" type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 3 (A3) - Mantelseite	16,1	5	n.e.	1,4	141	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 3 (A3) - Rohrseite	10,2	40	n.e.	32	145	1.4541	
6 0LCC40	<input checked="" type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 4 (A4) - Mantelseite	13,9	5	n.e.	2,4	193	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 4 (A4) - Rohrseite	8,6	40	n.e.	32	145	1.4541	
6 0LCC50	<input checked="" type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 5 (A5) - Mantelseite	18	5	n.e.	3,9	241	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	ND-Vorwärmer 5 (A5) - Rohrseite	10	40	n.e.	32	145	1.4541	
6 0NDD10	<input checked="" type="checkbox"/>	Heizungsvorwärmer 1 - Mantelseite	26,2	8	n.e.	5	300	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	Heizungsvorwärmer 1 - Rohrseite	20,8	16	n.e.	8,5	140	1.4541	
6 0NDD20	<input checked="" type="checkbox"/>	Heizungsvorwärmer 2 - Mantelseite	26,2	8	n.e.	5	300	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	Heizungsvorwärmer 2 - Rohrseite	20,8	16	n.e.	8,5	140	1.4541	
6 0PGD05	<input checked="" type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserkühler 1 -	8,4	12	n.e.	9,5	40	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserkühler 1 -	9,6	6	n.e.	3,5	47	1.4401	
6 0PGD06	<input checked="" type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserkühler 2 -	8,4	12	n.e.	9,5	40	P355NH	
	<input type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserkühler 2 -	9,6	6	n.e.	3,5	47	1.4401	
6 0HLC20	<input checked="" type="checkbox"/>	Mühlenluftwärmetauscher -							
	<input type="checkbox"/>	Mühlenluftwärmetauscher -							

**6.2.2 Formular 6/2-2 Behälter**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaug- menge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0LAA60 BB001	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserbehälter	645	- 1/15	15	11,2	185	P355NH (Mantel), P250GH (Fl.)	
0 0GAD10	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohwasserbehälter	1000	*		atmos.		Beton	
0 0GBL10	<input checked="" type="checkbox"/>	Klarwasserbehälter	1000	*		atmos.		Beton	
0 0LCP10	<input checked="" type="checkbox"/>	Deionatbehälter	3000	0,02		atmos.		1.4301 oder 1.4541	
6 0NDK01	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernwärmespeicher	450	0,02		atmos.	80	1.4301 oder 1.4541	

\*) Behälter sind offen

### 6.2.3 Formular 6/2-3 Pumpen/Gebälse Maschinenhaus

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaug- menge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech- druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0LAC10	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 1 (Hauptpumpe)	3.435	369	n.e.	301	185	1.4317 (Gehäuse,	
6 0LAC10	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 1 (Vorpumpe)	3.435	35	38	17,6	185	1.4313 (Gehäuse,	
6 0LAC20 AP001A	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 2 (Hauptpumpe)	1.372	369	n.e.	254	179	1.4006 (Gehäuse) 1.4008.09 (Laufrad)	
6 0LAC20 AP001B	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 2 (Vorpumpe)	1.372	35	38	14	179	1.4008 (Gehäuse) 1.4008.09 (Laufrad)	
6 0LAC30 AP001A	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 3 (Hauptpumpe)	1.372	369	n.e.	254	179	1.4006 (Gehäuse) 1.4008.09 (Laufrad)	
6 0LAC30 AP001B	<input checked="" type="checkbox"/>	Speisewasserpumpe 3 (Vorpumpe)	1.372	35	38	14	179	1.4008 (Gehäuse) 1.4008.09 (Laufrad)	
6 0LCB01 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Hauptkondensatpumpe 1	1.415	32	n.e.	30,2	35	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4008 (Laufrad)	
6 0LCB02 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Hauptkondensatpumpe 2	1.415	32	n.e.	30,2	35	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4008 (Laufrad)	
6 0LDK11 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe KRA 1	654	10	n.e.	7,6	35	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4008 (Laufrad)	
6 0LDK12 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe KRA 2	654	10	n.e.	7,6	35	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4008 (Laufrad)	

**Formular 6/2-3 Pumpen/Gebläse Maschinenhaus**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaug- menge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0LDK13 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe KRA 3	654	10	n.e.	7,6	35	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4008 (Laufgrad)	
6 0LCG01 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe 1 SPAT	180	3	n.e.	3	35		
6 0LCG02 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe 2 SPAT	180	3	n.e.	3	35		
6 0LCJ21 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	ND Nebenkondensatpumpe 21	160	22	n.e.	19	88	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0LCJ22 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	ND Nebenkondensatpumpe 22	160	22	n.e.	19	88	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0LCJ41 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	ND Nebenkondensatpumpe 41	140	18	n.e.	16	125	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0LCJ42 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	ND Nebenkondensatpumpe 42	140	18	n.e.	16	125	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0LCL21 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe Kesselentwässerung 1			n.e.				
6 0LCL22 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Kondensatpumpe Kesselentwässerung 2			n.e.				
6 0NAB11 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Heizkondensatpumpe 1	374	19,1	n.e.	16	114	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0NAB12 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Heizkondensatpumpe 2	374	19,1	n.e.	16	114	1.4008 (Gehäuse) 1.4408 (Laufgrad)	
6 0NDA20 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 3	2267	27	n.e.	18,5	140	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Laufgrad)	

**Formular 6/2-3 Pumpen/Gebläse Maschinenhaus**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaug- menge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 ONDA21 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 4	2267	27	n.e.	18,5	140	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	
6 ONDA40 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 5	1182	13,8	n.e.	5,3	135	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	
6 ONDA41 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 6	1182	13,8	n.e.	5,3	135	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	
6 ONDB03 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 1	3035	10	n.e.	8	80	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4408 (Lauftrad)	
6 ONDB04 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Fernheizpumpe 2	3035	10	n.e.	8	80	CGS-C25 (Gehäuse) 1.4408 (Lauftrad)	
6 OPGC01 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserpumpe 1	4850	12	n.e.	9,5	40	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	
6 OPGC02 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserpumpe 2	4850	12	n.e.	9,5	40	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	
6 OPGC03 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Zwischenkühlwasserpumpe 3	4850	12	n.e.	9,5	40	1.0619 (Gehäuse) 1.4317 (Lauftrad)	

### 6.2.4 Formular 6/2-4 Pumpen/Gebälse Kesselhaus

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaugmenge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeitstemp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
0 0ETN10	<input checked="" type="checkbox"/>	Naßentascher-Abwasserpumpe 1	k.A.						
0 0ETN11	<input checked="" type="checkbox"/>	Naßentascher-Abwasserpumpe 2	k.A.						
6 0HAG10	<input checked="" type="checkbox"/>	Kesselumwälzpumpe	2024	333		160	347		
6 0HFE01	<input checked="" type="checkbox"/>	Primärlüfter 1	428x			1,165	50		
6 0HFE02	<input checked="" type="checkbox"/>	Primärlüfter 2	428x10 <sup>3</sup>			1,165	50		
6 0HLB01	<input checked="" type="checkbox"/>	Frischlüfter 1	2088x10 <sup>3</sup>			1,048	50		
6 0HLB02	<input checked="" type="checkbox"/>	Frischlüfter 2	2088x10 <sup>3</sup>			1,048	50		
6 0HNC01	<input checked="" type="checkbox"/>	Saugzuggebläse 1	2808x10 <sup>3</sup>				130		
6 0HNC02	<input checked="" type="checkbox"/>	Saugzuggebläse 2	2808x10 <sup>3</sup>			1,037	130		
6 0HSU11	<input checked="" type="checkbox"/>	Warmwasserumwälzpumpe WT 1							
6 0HSU21	<input checked="" type="checkbox"/>	Warmwasserumwälzpumpe WT 2							
6 0MKG54	<input checked="" type="checkbox"/>	Umwälzgebläse							
6 0PCC81	<input checked="" type="checkbox"/>	Abschlämppumpe 1							
6 0PCC82	<input checked="" type="checkbox"/>	Abschlämppumpe 2							
6 1HLB10	<input checked="" type="checkbox"/>	Antrieb Frischlüfter 1	Siehe						
6 1LCN30	<input checked="" type="checkbox"/>	Pumpe Kondensatablauf Dampflluvo	109	4040		15	198		
6 2LCN30	<input checked="" type="checkbox"/>	Pumpe Kondensatablauf Dampflluvo	109	40		15	198		
6 0HJX01	<input checked="" type="checkbox"/>	Steuerluftkompressor	60	10	13	8	40		
6 0HJX02	<input checked="" type="checkbox"/>	Steuerluftkompressor	60	10	13	8	40		



**Fortsetzung Formular 6/2-4 Pumpen/Gebläse Kesselhaus**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaugmenge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0HJX03	<input checked="" type="checkbox"/>	Steuerluftkompressor	60	10	13	8	40		
6 0HJF06	<input checked="" type="checkbox"/>	Druckerhöhung - Ölpumpe 100%	93	40	32	18	40		
6 0HJF08	<input checked="" type="checkbox"/>	Druckerhöhung - Ölpumpe 100%	93	40	32	18	40		
6 0HJF70	<input checked="" type="checkbox"/>	Slopölpumpe 100%	5,5	40	32	18	40		
6 0HJF71	<input checked="" type="checkbox"/>	Slopölpumpe 100%	5,5	40	32	18	40		
6 0HJQ01	<input checked="" type="checkbox"/>	Zünd-+Kühlluftgebläse 100%	600	6	2	0,1	40		
6 0HJQ02	<input checked="" type="checkbox"/>	Zünd-+Kühlluftgebläse 100%	600	6	2	0,1	40		

### 6.2.5 Formular 6/2-5 Pumpen/Gebälse Nebenanlagen

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaugmenge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech- druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
0 0GAF11	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohwasserpumpe 1	661	3	n.e.	2,3	25		
0 0GAF12	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohwasserpumpe 2	661	3	n.e.	2,3	25		
0 0GAF21	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohwasserpumpe 3	661	3	n.e.	2,3	25		
0 0GAF22	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohwasserpumpe 4	661	3	n.e.	2,3	25		
0 0PAS11	<input checked="" type="checkbox"/>	Kühlturmzusatzwasserpumpe 1	641	6,1	n.e.	5	25		
0 0PAS12	<input checked="" type="checkbox"/>	Kühlturmzusatzwasserpumpe 2	641	6,1	n.e.	5	25		
0 0PAS13	<input checked="" type="checkbox"/>	Kühlturmzusatzwasserpumpe 3	641	6,1	n.e.	5	25		
0 0PAS14	<input checked="" type="checkbox"/>	Kühlturmzusatzwasserpumpe 4	641	6,1	n.e.	5	25		
0 0SGA01	<input checked="" type="checkbox"/>	Klarwasserpumpe 1	65	10	n.e.	8,6	25		
0 0SGA02	<input checked="" type="checkbox"/>	Klarwasserpumpe 2	65	10	n.e.	8,6	25		
0 0SGA03	<input checked="" type="checkbox"/>	Klarwasserpumpe 3	65	10	n.e.	8,6	25		
0 0SGA04	<input checked="" type="checkbox"/>	Klarwasserpumpe 4	65	10	n.e.	8,6	25		
0 0SGA47	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 1	200	10	n.e.	10	20		
0 0SGA48	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 2	200	10	n.e.	10	20		
0 0SGA49	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 3	200	10	n.e.	10	20		
0 0SGA51	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 4	200	10	n.e.	10	20		
0 0SGA52	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 5	200	10	n.e.	10	20		
0 0SGA53	<input checked="" type="checkbox"/>	Feuerlöschwasserpumpe 6	200	10	n.e.	10	20		
6 0HNA11	<input checked="" type="checkbox"/>	Rohgasanalysegebläse DeNOx							

**Fortsetzung Formular 6/2-5 Pumpen/Gebläse Nebenanlagen**

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Inhalt bzw. Ansaugmenge	Zul. Betriebs- druck	Ansprech- druck der Sicher- heitsein- richtung	max. Arbeits- druck	max. Arbeits- temp.	Hauptwerkstoffe	Detailinfo auf Blatt
Nr.			m <sup>3</sup> , m <sup>3</sup> /h*	bar	bar	bar	°C		Nr.
6 0HNA21	<input checked="" type="checkbox"/>	Reingasanalysegebläse 1 DeNOx							
6 0HNA21	<input checked="" type="checkbox"/>	Reingasanalysegebläse 2 DeNOx							
6 0HTL51	<input checked="" type="checkbox"/>	Abwasserpumpe 1							
6 0HTL52	<input checked="" type="checkbox"/>	Abwasserpumpe 2							
6 0LCR10	<input checked="" type="checkbox"/>	Reservekondensatpumpe 1	100	7	n.e.	7	25		
6 0LCR20	<input checked="" type="checkbox"/>	Reservekondensatpumpe 2	100	7	n.e.	7	25		
0 0LCR01	<input checked="" type="checkbox"/>	Reservekondensatpumpe 1	227	4,7	n.e.	3,5	25		
0 0LCR02	<input checked="" type="checkbox"/>	Reservekondensatpumpe 2	227	4,7	n.e.	3,5	25		
6 0PAC10 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Hauptkühlwasserpumpe 1	45601	3,5	n.e.	2,5	35	RSt 37.2 (Gehäuse) 1.4347 (Lauftrad)	
6 0PAC20 AP001	<input checked="" type="checkbox"/>	Hauptkühlwasserpumpe 2	45601	3,5	n.e.	2,5	35	RSt 37.2 (Gehäuse) 1.4347 (Lauftrad)	

<sup>1)</sup> Kurzzeichen gem. Kraftwerkskennzeichnungssystem (KKS)

### 6.3 Apparateliste für Geräte, Maschinen, Einrichtungen etc. -Formular 6/3-

Die Kurzzeichen sollen - soweit zutreffend - EN ISO 10628, Anhang D (März 2001) entsprechen. Sie sind einheitlich und auf Dauer (auch bei Änderungsanträgen) in Fließbildern, Apparatenaufstellungsplänen etc. zu verwenden.

Neue oder zu ändernde Apparate sind in der 2. Spalte anzukreuzen. Wesentliche Merkmale sind insbesondere: Bautyp, Konstruktionsmerkmale, Leistungs- und Kapazitätsangaben, Werkstoffe, Ausstattung, Ausrüstung, Angaben zur Funktion und Bedienung.

Die letzte Spalte enthält Querverweise auf weitere textliche Erläuterungen, Apparatzeichnungen, Werkstoffnachweise etc., soweit vorhanden.

Kurzzeichen <sup>1)</sup>	Neu / Änd.	Bezeichnung/verfahrenstechnische Aufgabe	Wesentliche Merkmale	Detailinfo auf Blatt
Nr.				Nr.
0 OYD	<input checked="" type="checkbox"/>	Branntkalkentladung für TKW RAA Bl. 5/6	1 Entladestelle für TKW; max. Verladekapazität 110 t/h	
6 OUGJ	<input checked="" type="checkbox"/>	Branntkalkentladung für TKW KZA Bl. 6	1 Entladestelle für TKW; max. Verladekapazität 110 t/h	
6 OUES	<input checked="" type="checkbox"/>	Grobaschebeladung für LKW	1 Beladestelle für LKW; max. Verladekapazität 100 t/h, Zuladung 27 t, Ladezeit 16,2 min, Handling 4 min	
6 OUVE11/12	<input checked="" type="checkbox"/>	Kalksteinmehlentladung für LKW REA Bl. 6	2 Entladestellen für LKW; je max. Verladekapazität 100 t/h, Zuladung 27 t, Ladezeit 16,2 min, Handling 4 min	
UET	<input checked="" type="checkbox"/>	Flugaschebeladung für LKW (Nassverladung)	1 Beladestelle für LKW, max. Verladekapazität 250 t/h, Zuladung 27 t, Ladezeit 6,48 min, Handling 4 min	
UET	<input checked="" type="checkbox"/>	Flugaschebeladung für LKW (Trockenverladung)	3 Beladestellen für LKW, je max. Verladekapazität 250 t/h, Zuladung 27 t, Ladezeit 6,48 min, Handling 4 min	
UES	<input checked="" type="checkbox"/>	Flugaschebeladung für Ganzzüge	1 Beladestelle für Ganzzüge, max. Verladekapazität 250 t/h, Zuladung 54 t/Wagon, 19 Wagons/Ganzzug, Ladezeit 12,96 min, Handling 4 min	
	<input checked="" type="checkbox"/>	Gipsbeladung für Ganzzüge	2 Beladestellen für Ganzzüge, max. Verladekapazität 120 t/h, Zuladung 54 t/Wagon, 19 Wagons/Ganzzug, Ladezeit 27 min, Handling 4 min	

<sup>1)</sup> Kurzzeichen gem. Kraftwerksskennzeichnungssystem (KKS)

## 6.4 Maschinen-/Apparateaufstellungspläne

Die Maschinen- und Apparateaufstellungspläne sind den Anlagen zu Kapitel 6.13 zu entnehmen.

## 6.5 Maschinen- und Apparatezeichnungen

Die Maschinen- und Apparateaufstellungszeichnungen sind den Anlagen zu Kapitel 6.13 zu entnehmen.

## 6.6 Grundfließbilder mit Zusatzinformationen nach DIN EN ISO 10628

Die Grundfließbilder sind den Anlagen zu Kapitel 6.13 zu entnehmen.

## 6.7 Anlagen- und Betriebsbeschreibung

### 6.7.1. Betriebsweise und zu beachtende Randbedingungen für den Betrieb

Das Kraftwerk wird ganzjährig im Grund- und Mittellastbereich betrieben. Mit seiner großen Lastvariation von 300-1100 MW und entsprechender Laständerungsgeschwindigkeit eignet es sich gut für die Bereitstellung der notwendigen Systemdienstleistungen (z.B. Fernwärmeerzeugung, Regelleistung etc.). In besonders lastarmen Zeiten (Sommerwochenende, Nachts etc.) ist sowohl ein Betrieb mit Minimallast als auch eine Abstellung denkbar. Im letzteren Fall würden die bei Abstellung des Blockes noch in Betrieb befindlichen Hilfskessel des Blockes die Fernwärmeerzeugung besichern.

Im Rahmen der Anlagenerneuerung werden am Standort 5 Hilfskessel mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von max. 200 MW errichtet. Die Hilfskessel werden ausschließlich mit Erdgas betrieben. Der Betrieb der Hilfskessel wird neben der o.g. Besicherung der Fernwärmelieferung notwendig beim Stillstand (z.B. für die Warmhaltung von diversen Komponenten) und zum Anfahren des Kraftwerkes.

Die Planung für den neuen; 1100 MW Steinkohleblocks erfolgt unter folgenden grundsätzlichen Randbedingungen:

- Auslegung für Kreislaufkühlung bei +13°C mittlerer Umgebungstemperatur
- die maximale Feuerungswärmeleistung beträgt 2.350 MW
- Netto-Wirkungsgrad (Auslegungsfall & Kühlturbetrieb) von 45,5 %
- max. 300 MW Fernwärmeheizleistung
- Integration der neuen Anlagen in den bestehenden Kraftwerksstandort, d.h. teilweise Nutzung von vorhandener Infrastruktur und Systemen

Für die Auslegung des Dampferzeugers wurden Kohlequalitäten zugrunde gelegt, wie sie sowohl im Inland als auch auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen. Die vorgesehenen Steinkohlen werden durch folgende Parameter charakterisiert:

Heizwert	22,5 – 28,3 MJ/Kg
Aschegehalt	6 – 16 %
Schwefelgehalt	0,3 – 2 %

## 6.7.2. Hauptkomponenten der Anlage

Um den Gesamtzusammenhang und die Funktionalität des Kraftwerkes darzustellen ist es notwendig, unabhängig davon, ob die hier aufgeführten Hauptkomponenten bereits zur Gänze in der 1. TG beantragt werden, diese dennoch aufzuführen. Zusätzlich wird informativ angegeben, welche Anlagen aus heutiger Sicht in späteren Teilgenehmigungen (TG) beantragt werden.

### Kesselanlage und Entstickungsanlage (1. TG)

Die Kesselanlage wird für eine Dampfleistung von 825 kg/s ausgelegt und mit einer direkt einblasenden Steinkohlenstaubfeuerung mit trockenem Aschenabzug ausgerüstet.

Durch eine optimierte Auslegung des gesamten Feuerungssystems einschließlich der Feuerraumgeometrie, der Brenneranordnung und der Brennstoff-Luftversorgungs-Einrichtungen wird ein Anteil unverbrannter Bestandteile in der Flugasche kleiner 5 % angestrebt, was die Feuerungsverluste minimiert.

30 Steinkohlenstaubbrenner, die in bis zu 5 Ebenen angeordnet sind, erbringen gemeinsam die Feuerungswärmeleistung (max.) von 2.350 MW.

Die Steinkohle wird aus den im Kesselhaus aufgestellten 5 Kohletagesbunker mit einer Füllmenge von je 1037 t abgezogen und über gravimetrische Zuteiler den Kohlemühlen zugeführt. Jede Brennergruppe wird über 5 Staubleitungen von einer Mühle mit Kohlenstaub versorgt. Als Zündfeuerung wird eine Heizöl EL Feuerung vorgesehen. Die maximale Ölfeuerungsleistung beträgt 822,5 MWth (35 % der Feuerungswärmeleistung) beim Einsatz von 30 Ölbrennern.

Die erforderliche Verbrennungsluft wird von zwei Frischluftgebläsen aus dem Kesselhaus bzw. aus dem Freien angesaugt. Bevor die Verbrennungsluft in Dampf-Luft-Vorwärmern und anschließend in Rauchgas-Luft-Vorwärmern auf rund 350 °C (Wert bei Vollast) erwärmt wird, wird die zur Trocknung und zum Transport der Kohle erforderliche Primärluft aus der Frischluft-Druckleitung entnommen. Dieser Luftanteil wird von Primärluftgebläsen angesaugt und über separate Luftleitungen als Kalt- und Heißluft den Mühlen zugeführt.

Zur Begrenzung der NO<sub>x</sub>-Emissionen ist eine Entstickungsanlage nach dem SCR-Verfahren vorgesehen. Das SCR-Verfahren beruht auf der katalytischen Reduktion der im Rauchgas enthaltenen Stickstoffoxide mit Ammoniak (NH<sub>3</sub>). Die Stickstoffoxide im Rauchgas (ca. 90 % NO und 10 % NO<sub>2</sub>) werden zu Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) reduziert.

Die Katalysatoren werden im Rauchgasweg zwischen Economiser und Regenerativ- Luftvorwärmer eingebaut.

Das Reduktionsmittel (Ammoniak) wird in flüssiger Form angeliefert und in einer vorhandenen Ammoniakversorgungsanlage bevorratet. Vor dem Einsatz in der Entstickungsanlage wird das Ammoniak mittels Wärmezufuhr in einer vorhandenen Verdampferanlage verdampft.

Im Anschluss an die DeNO<sub>x</sub>-Anlage wird ein großer Teil der verbliebenen Rauchgaswärme im Luftvorwärmer (Luvo) auf die Primär- und Verbrennungsluft übertragen. Das je nach Schwefelgehalt der Kohle auf ca. 120 °C bis 150 °C abgekühlte Rauchgas verlässt die Kesselanlage in Richtung Elektrofilter.

### Rauchgasreinigung (RGR); (spätere TG)

Zur Reduzierung der Emissionen werden feuerungstechnische Maßnahmen, z. B. optimierte Verbrennungsluftzuführung und -regelung, durchgeführt. Zusätzlich ist der Dampferzeugeranlage eine Rauchgasreinigungsanlage nachgeschaltet. Diese Kette besteht aus den Einzelkomponenten:

Elektrofilter zur Abscheidung staubförmiger Rauchgasbestandteile,

Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), ausgeführt als Zweikreis-REA nach dem Kalkstein-Waschverfahren. Mit dieser Anlage werden die SO<sub>2</sub>-Emissionen um mehr als die Hälfte des Grenzwertes nach der 13 BImSchV reduziert. Im Staubfilter (Elektrofilter) nicht vollständig abgeschiedene Schwermetalle werden in der als Nasswäsche ausgeführten nachgeschaltet REA ebenso abgeschieden. Das gilt auch für Quecksilber, weil es spätestens im Katalysator der DeNO<sub>x</sub>-Anlage größtenteils oxidiert wird und danach als gut wasserlösliches HgCl<sub>2</sub> vorliegt, das in der Nasswäsche aus dem Rauchgas abgeschieden wird. Die Eingangsdaten für die RGR und die erforderlichen Abscheidegrade ergeben sich aus dem Kohleband und den Randbedingungen in der Feuerung in Verbindung mit den beantragten Emissionswerten.

Die gereinigten Rauchgase werden anschließend über den Kühlturm an die Atmosphäre abgeleitet.

### **REA-Abwasseraufbereitung (RAA); (spätere TG)**

Das Abwasser aus der Rauchgasentschwefelungsanlage (ca. 20 m<sup>3</sup>/h) wird vor der Ableitung in den Main in einer bereits vorhandenen REA-Abwasser-Aufbereitungsanlage (RAA) behandelt.

Diese Behandlung in der RAA erfolgt mit dem Ziel, den pH-Wert anzuheben, die Schwermetallgehalte zu reduzieren und das Wasser abschließend zu klären. Das so behandelte Abwasser erfüllt die in den Anhängen 33 und 47 zur Abwasserverordnung (AbwV) genannten Anforderungen an das Abwasser zur Direkteinleitung in ein Gewässer.

Bei dieser Behandlung wird ein Schlamm erzeugt, der einer ordnungsgemäßen Entsorgung zugeführt wird.

### **Stromerzeugung (1. TG)**

Die Stromerzeugung erfolgt in einem 1100 MW Generator, der von der Dampfturbine angetrieben wird. Die mehrgewölbige Dampfturbine besteht aus den Hochdruck-(HD), Mitteldruck-(MD) und Niederdruck-(ND) teilturbinen. Der Frischdampf durchströmt zunächst die HD-Teilturbine, wird danach im Dampferzeuger zwischenüberhitzt und gelangt über die MD- und ND-Teilturbinen in den Kondensator, wo er niedergeschlagen wird. Die dabei freiwerdende Wärme wird auf niedrigem Temperaturniveau an das Kühlwassersystem übertragen. Die Dampfturbine verfügt über mehrere Anzapfungen und Entnahmen, aus welchen Dampf in verschiedenen Druckstufen zur Beheizung der ND- und der HD-Vorwärmstrecke, des Speisewasserbehälters sowie der Fernheizwärmetauscher entnommen wird.

### **Fernwärmeerzeugung (Erzeugung; 1. TG)**

Über entsprechende Fernheizwärmetauscher können in Block 6 bis zu 300 MW Fernheizleistung in Kraft-Wärmekopplung erzeugt werden bei einem Netto-Anlagennutzungsgrad von 56,33 %. Die erzeugte Fernwärme wird in das Fernheiznetz der Städte Hanau-Ost, Großkrotzenburg und Hanau-West sowie zukünftig in die Richtung Untermain eingespeist.

Die Fernheizwärmetauscher werden normalerweise mit Anzapfdampf aus den Niederdruckturbinenstufen beheizt. Im Stillstand des Kraftwerkes wird der zur Bereitstellung der Fernwärme benötigte Dampf von einer Hilfskesselanlage produziert. Fährt das Kraftwerk extreme Schwachlast, können die in den Anzapfungen der Turbine vorhandenen Dampfdrücke zu gering sein, um die benötigte Fernheizwassertemperatur zu liefern. In diesem Fall wird die Fernwärmeerzeugung mit Dampf von der Hilfskesselanlage unterstützt.

### **Hilfskesselanlage (teilweise spätere TG)**

Zur Stützung der Fernwärmeerzeugung im Schwachlastbetrieb, zur Fernwärmeerzeugung bei Stillstand des Kraftwerkes und zur Produktion von Hilfsdampf für das Kraftwerk (im Wesentlichen im Anfahrbetrieb) wird eine Hilfsdampferzeugeranlage in einem separaten Gebäude vorgesehen.

Die Hilfsdampferzeugeranlage, bestehend aus 5 Einzelkesseln, mit einer Feuerungswärmeleistung von max. 200 MW wird ausschließlich mit Erdgas betrieben. Die Rauchgase werden über den vorhandenen Schornstein des Blockes 4 an die Atmosphäre abgeleitet.

### **Energieableitung; (spätere TG)**

Die vom Generator erzeugte elektrische Energie wird über eine einphasig gekapselte Generatorableitung und den Generatorschalter zu den beiden Maschinentransformatoren (jeweils 700 MVA) geführt. Für die Energieableitung in das 380-kV-Verbundnetz wird eine 1-systemige Freileitung mit einer Länge von ca. 1,4 km von den Maschinentransformatoren im Kraftwerk bis zum Umspannwerk (UW) Großkrotzenburg errichtet. Für den Anschluss des Kraftwerkes wird das UW Großkrotzenburg durch ein neues 380-kV-Schaltfeld erweitert. Durch den Einsatz des Generatorschalters ist gewährleistet, dass bei den einzelnen Betriebszuständen des Kraftwerkes, wie Lastbetrieb, Anfahren, Abfahren und Stillstand, die erforderliche elektrische Energie für den Eigenbedarf des Blockes über die beiden Eigenbedarfstransformatoren bezogen werden kann.

### **Rückkühlanlage (1. TG )**

Die Kühlwassersysteme bestehen im Wesentlichen aus dem Naturzug-Nasskühlturm, dem Hauptkühlwassersystem mit Zusatzwassernachspeisung, dem Nebenkühlwassersystem sowie dem Zwischenkühlwassersystem.

Die Hauptkühlwasserpumpen versorgen den Kondensator mit Hauptkühlwasser (86.983 t/h) aus der Kühlturmzone. Nachdem die Kondensationswärme im Kondensator an das Hauptkühlwasser abgeführt wurde, wird dieses zum Naturzug-Nasskühlturm geleitet. Über den Kühlturm wird die Wärme schließlich an die Umgebung abgegeben bei einer Kühlzonenbreite von 11,0 K. Um die erforderliche Kühlwasserqualität

sicherzustellen, wird ein Teil des Kühlwassers abgeschlämmt. Bei einer Eindickungszahl von 4 beträgt die Abschlämmenge ca. 500 t/h. Die Verluste infolge Verdunstung (ca. 1500 t/h Verdunstungsverluste (abzüglich 180 t/h REA-Verdunstungsverluste und 9 t/h Kühlturmsprühverluste Block 6)) und Abschlämzung werden durch die Nachspeisung von ca. 2000 t/h Zusatzwasser ersetzt.

Nebenkühlwasser wird aus dem Hauptkühlwassersystem vor dem Kondensator entnommen. Nachdem es die Wärme aus dem Zwischenkühlwassersystem (ca. 35 MW) aufgenommen hat, wird es hinter dem Kondensator wieder dem Hauptkühlwassersystem zugeführt.

Das geschlossene Zwischenkühlwassersystem führt die Wärme der einzelnen Nebenkühlstellen des Blockes über den Zwischenkühlwasserwärmetauscher an das Nebenkühlwassersystem ab.

Der Naturzug-Nasskühlturm arbeitet nach dem Gegenstromprinzip und ist mit einer Reingaseinleitung für gereinigtes Abgas aus der Rauchgas-Entschwefelungs-Anlage ausgerüstet. Das durch den Kondensator erwärmte Kühlwasser (1254 MW Wärmemenge) wird im Kühlturm über die Wasserverteilung und die Sprühdüsen auf den Kühlturmeinbauten verteilt und durch Berührung mit der durchströmenden Luft abgekühlt. Das Reingas wird in den Kühlturm oberhalb der Rieseleinbauten zentral eingespeist. Diese Ausführung der Rauchgasableitung entspricht dem Stand der Technik und ist energetisch die zu bevorzugende Variante.

### **Einsatzstoffe**

Die Betriebsmittelversorgung erfolgt per Schiff, Bahn und LKW.

#### Steinkohle

Der Hauptbrennstoff Steinkohle wird per Schiff oder per Bahn angeliefert und in einem Kohlekreislager zwischengelagert. Nach Abzug aus dem Lager wird die Kohle per Bandanlagen den Kohletagesbunkern am Kesselhaus zugeführt.

#### Wasser

Als Einsatzwasser für die Sanitäranlagen wird Trinkwasser aus dem vorhandenen Trinkwassernetz bezogen.

Als Prozesswasser wird Wasser aus dem Main entnommen.

Vor der Verwendung z.B. als Kühlwasser oder als Zusatzwasser für den Wasser-Dampf-Kreislauf erfolgt eine entsprechende Aufbereitung.

#### Kalksteinmehl

Das für die SO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigte Kalksteinmehl (CaCO<sub>3</sub>) wird per Silofahrzeug angeliefert und in einem Silo zwischengelagert.

Nach Abzug aus dem Silo wird das Kalksteinmehl dem REA-Wäscher zugegeben.

#### Heizöl EL (HEL)

Das zur Zünd- und Stützfeuerung des Kessels benötigte leichte Heizöl wird per LKW oder Schiff angeliefert und in einem bereits vorhandenen HEL-Tank zwischengelagert.

#### Erdgas

Das für den Betrieb der Hilfskessel benötigte Erdgas wird über eine Versorgungsleitung der Mainova zugeführt. Die zugehörige Erdgasreduzierstation ist bereits vorhanden. Die neuen Hilfskessel werden über eine separate Leitung mit Erdgas versorgt.

#### Ammoniak

Das für die NO<sub>x</sub>-Abscheidung benötigte druckverflüssigte Ammoniak wird auf dem Gelände in einem bereits bestehenden Ammoniaklager bevorratet. Die Belieferung erfolgt ausschließlich mit Bahnwaggons. Die DENOX-Anlage für Block 6 wird über eine separate Leitung mit gasförmigem Ammoniak beliefert.

#### Weitere Einsatzstoffe

Neben den o.g. Stoffen werden noch in kleinen Mengen weitere Stoffe vorgehalten und eingesetzt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um Wasserstoff für die Kühlung des Generators, Salzsäure und Natronlauge, die im Bereich der Wasseraufbereitung verwendet werden. Darüber hinaus werden noch weitere Chemikalien in Gebinden (je maximal 1,0 m<sup>3</sup>) wie z.B. Fällungs- und Flockungsmittel, Dispergiermittel u.ä. vorgehalten und eingesetzt.



### Nebenanlagen

Für den Kraftwerksbetrieb werden auf dem Gelände folgende notwendige Nebenanlagen errichtet bzw. mitgenutzt:

- Kohlekreislager und Bekohlungsanlagen (Bestandsanlage)
- Abwasseraufbereitungsanlagen (Bestandsanlage)
- Vollentsalzungsanlage (VEA) (Neuanlage)
- Kondensatreinigungsanlage (KRA) (Neuanlage)
- Kühlturmzusatzwasseranlage (KZA) (Neuanlage)
- Hilfskesselanlage (Neuanlage)
- Heizölversorgung (Bestandsanlage)
- Erdgasversorgung (Bestandsanlage)
- Gipsentwässerung (Neuanlage)
- Gipslagerhalle (Bestandsanlage)
- Flugaschesilo, Flugaschetransport und –verladung (Neuanlage)
- Grobaschetagesbunker (Neuanlage)
- Kalksteinmehlsilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage)
- Branntkalksilo und –versorgungsanlagen (Neuanlage)
- Ammoniakversorgungsanlage (Bestandsanlage) mit Anschluss an den Block 6 (Neuanlage)
- 380 kV Ableitung zum Schaltfeld (Neuanlage)
- Zwei Maschinentrafos (jeweils 700 MVA) und zwei Eigenbedarfstrafos (EB-Trafos) (jeweils 76x38x38 MVA)

Gleisanlagen: Im Zuge des Neubaus Block 6 werden zwei Doppelgleise (ca. 750 m nördlich und ca. 500 m südlich des Blocks 6) gebaut. Das nördliche Gleis dient u.a. zur E-Flugascheverladung, das südliche u.a. zur Gipsverladung. Im Zuge der Planung des Blocks 6 werden die Verlademöglichkeiten um die Bahnverladung und eine LKW Verladung erweitert.

### **Anlieferkonzept**

Für die Anlieferung der Brennstoffe, sonstiger Einsatzstoffe sowie für den Abtransport von Produkten und Reststoffen sind als Transportmittel Schiff, Lkw und Bahn vorgesehen.

### 6.7.3. Technische Daten Gesamtanlage

#### Lastfall (Auslegung) Jahresmittel +13°C (Betrieb ohne Fernwärme)

Brennstoff-Feuerungswärmeleistung	ca. 2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	ca. 1.098 MW
Elektrischer Eigenbedarf	ca. 48,5 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	ca. 1.049,5 MW
Fernwärmeabgabe	keine
Blockwirkungsgrad elektrisch	45,5 % (Nettowert ohne Fernwärmeabgabe)

#### Lastfall Lufttemperatur +4°C (Betrieb mit Fernwärme)

Brennstoff-Feuerungswärmeleistung	ca. 2.308 MW
Elektrische Bruttoleistung gesamt	ca. 1.046 MW
Elektrischer Eigenbedarf	ca. 46 MW
Elektrische Nettoleistung gesamt	ca. 1.000 MW
Fernwärmeabgabe	300 MW
Anlagennutzungsgrad	56,33 % (Nettowert mit Fernwärmeabgabe)

#### Dampferzeuger und Feuerung

Bauart	Turmkessel
Feuerungswärmeleistung (max.)	ca. 2.350 MW
Betriebsdruck	ca. 285 bar
Frischdampf Temperatur	ca. 600°C
HZÜ-Dampf Temperatur	ca. 620°C
Brennstoff	Steinkohle
max. Brennstoffbedarf bei Vollast	376 t/h (bezogen auf Hu = 22,50 MJ/kg)
Anfahrbbrennstoff	Heizöl EL

#### Hilfsdampferzeuger

Bauart	Großwasserraumkessel
Feuerungswärmeleistung (max.)	ca. 200 MW
Dampfdruck	ca. 12 bar
Dampf Temperatur	ca. 280°C
Brennstoff	Erdgas
Schornsteinhöhe	250 m (Nutzung des Kamins von Block 4)

#### Kühlturm

Bauart	Naturzug-Nasskühlturm
Abwärmeleistung an die Luft	1254 MW
Beckendurchmesser	ca. 120 m
Höhe über Gelände	ca. 180 m

#### 6.7.4. Emissionen der Gesamtanlage

Für den Betrieb des Blocks 6 sind bei dem vorgesehenen Einsatz von Steinkohle die Emissionsgrenzwerte der 13. BImSchV maßgeblich. Für die Stoffe SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> und Staub werden über die 13. BImSchV hinausgehend wesentlich geringere Emissionsgrenzwerte beantragt. Die zugesagten Jahresfrachten beziehen sich auf den gesamten Standort und sind nicht Bestandteil dieser Beschreibung.

**Tab. A1: Emissionsgrenzwerte**

Stoff	Mittelwerte nach 13. BImSchV für Steinkohle in mg/m <sup>3</sup> i. N.,tr.,6 % O <sub>2</sub>	
	Tages-	Halbstunden-
SO <sub>2</sub> /SO <sub>3</sub>	70	140
NO <sub>x</sub>	95	190
Staub	10	20
Hg	0,015	0,025

#### 6.7.5. Kraftwerksnebenprodukte und sonstige Rückstände

Bei dem Betrieb des Blocks 6 fallen folgende Nebenprodukte und sonstige Rückstände an, die einer Verwertung zugeführt werden. Ist eine Verwertung der Rückstände nicht möglich, werden diese entsorgt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um nachfolgende Produkte und Rückstände:

- Grobasche aus dem Kessel (4,78 t/h TS)
- Flugasche aus der Entstaubung (38,69 t/h TS),
- Gips aus der REA (9,34 t/h TS),
- Schlamm aus der REA-Abwasseraufbereitungsanlage (0,91 t/h).

Weitere Abfälle, z.B. aus Werkstätten, Verwaltung u.ä. fallen in kleinen Mengen an und werden entsprechend den gesetzlichen Vorgaben entsorgt.

#### 6.7.6. Abwasseranfall, -behandlung und -einleitung

Für die Neuanlage Block 6 wird eine Trennentwässerung vorgesehen. Es werden entsprechend den Abwasserqualitäten und unterschiedlichen Herkunftsbereichen verschiedene Entwässerungsnetze erstellt:

Für die wesentlichen Herkunftsbereiche sind die betrieblichen Abwässer zu benennen und die Massenströme einzutragen:

- REA-Abwasser (ca. 20 t/h)
- Kühlturmabflut (ca. 500 t/h)
- KRA (ca. 7,5 t/h)
- Verwerfkondensate werden in den Prozess zurückgeführt und nicht in die Entwässerungsnetze eingeleitet.
- Abwasser aus Nassentaschung (ca. 140 t/h)
- Abwasser aus den Siebanlagen der Kühlwasserreinigung wird über eine Freispiegelleitung in den Main zurückgeführt

##### Schmutzwasserkanalisation (S - Netz):

Das S-Netz dient zur Ableitung von verschmutztem Abwasser, wie z.B. sanitärem Abwasser, Betriebsabwässer (Kondensate, diverse Abwässer aus der Wasseraufbereitung etc.), Spritzwässer aus

Bodenabläufen der Gebäude, ggf. Niederschlagswässer von stark verschmutzten Straßenflächen sowie Abläufen aus Ölabscheidern.

Sanitäre Abwässer und Betriebsabwässer werden der kraftwerksinternen Kläranlage zugeführt und von dort aus geregelt in den Main eingeleitet.

Spritzwässer aus Bodenabläufen sowie Abläufe aus Ölabscheidern werden in den Flüssigkeitsabscheider (Schacht 27) auf dem Kraftwerksgelände eingeleitet und von dort aus dem Kraftwerkshafen zugeführt.

#### Niederschlagswasser von Dachflächen und Straßen (R – Netz)

Niederschlagswässer von Dachflächen und Straßen werden über das Regenwasser-Kanalnetz (R-Netz) abgeleitet und ebenfalls dem Flüssigkeitsabscheider (Schacht 27) auf dem Kraftwerksgelände zugeführt. Von dort wird das Niederschlagswasser in den Kraftwerkshafen eingeleitet.

#### Kühlturmabflut (K - Netz):

Die anfallende Kühlturmabflut wird dem vorhandenen Kühlwasserauslaufkanal zugeführt.

## 6.8 Angaben zu verwendeten und anfallenden Energien

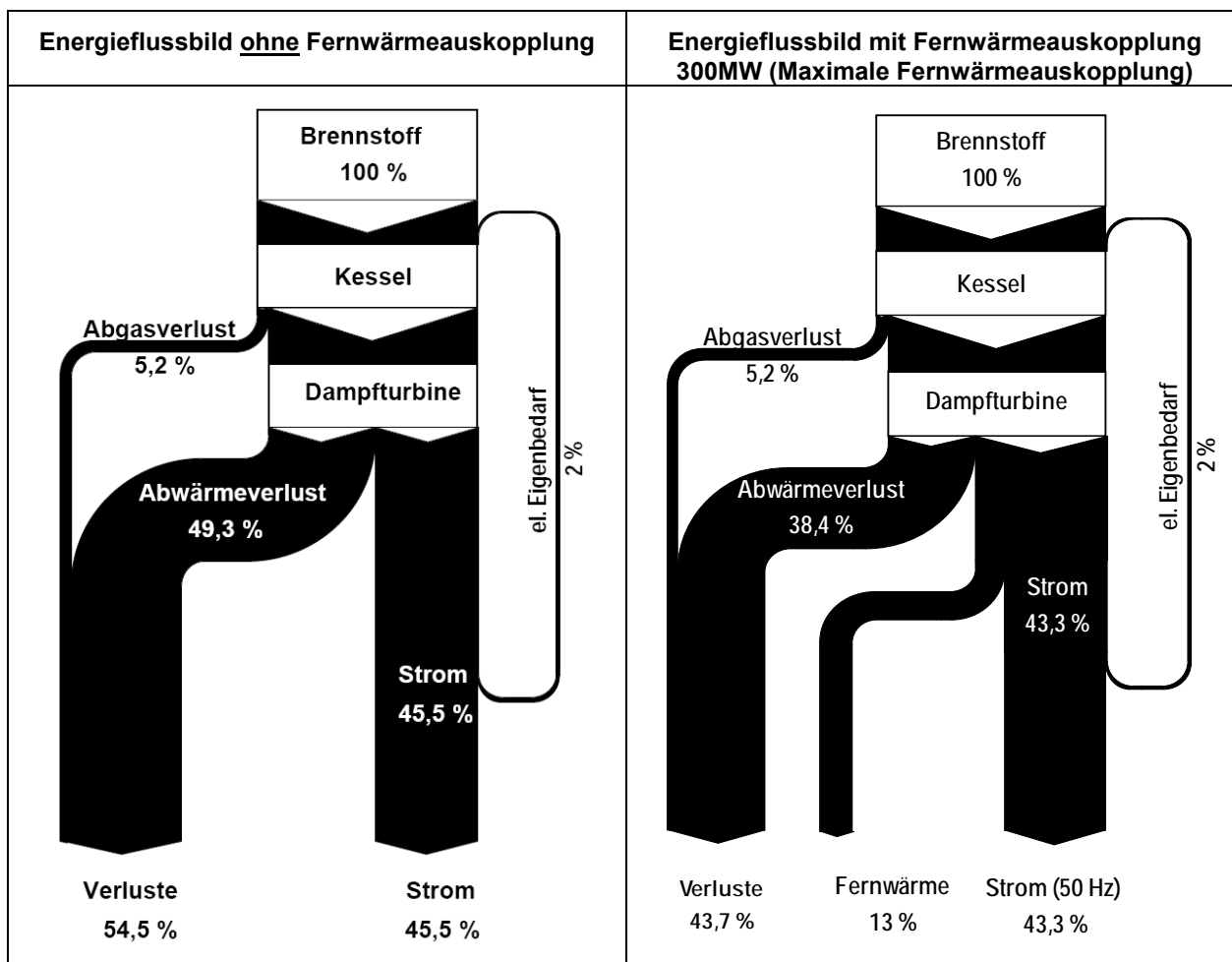
Im Folgenden sind die Energieflussbilder für die Fälle ohne und mit Fernwärmeauskopplung dargestellt. Sie zeigen gemittelte, auf den Brennstoffeintrag bezogene, prozentuale Energieflüsse in der Anlage ausgehend von der eingesetzten Primärenergie bis hin zu den erzeugten Nutzenergien (Strom, Fernwärme) und den unvermeidbaren Verlusten.

Für den Fall ohne Fernwärmeauskopplung beträgt der mittlere elektrische netto Gesamtwirkungsgrad 45,5 % (netto bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der elektrische Eigenverbrauch der Anlage bereits von der insgesamt erzeugten elektrischen Leistung abgezogen wurde).

Der Lastfall ohne Wärmeauskopplung wird im regulären Betrieb nicht auftreten, da eine minimale Fernwärmeabgabe auch im Sommer jederzeit erforderlich ist.

Für den dargestellten Fall mit Fernwärmeauskopplung liegt der Brennstoffnutzungsgrad bei 56,3 %.

Im realen Anlagenbetrieb werden die Produkte Fernwärme und elektrische Gesamtleistung laufend in unterschiedlichen Mengen und in unterschiedlichem Leistungsverhältnis produziert. Dabei wird bei erhöhter Fernwärmeauskopplung der Brennstoffnutzungsgrad auch zeitweise höher liegen können als in der unteren Abbildung dargestellt.



## 6.9 Wasserversorgung

Die Bilanzierung der aus dem Main entnommenen und zurückgegebenen Wässer sowie die wichtigsten internen Wasserströme können dem Verfahrensschema und der Verfahrensbeschreibung entnommen werden.

### 6.9.1. Trinkwasserversorgung

Die Versorgung des Kraftwerksgeländes mit Trinkwasser erfolgt über die Gemeindewerke Großkrotzenburg GmbH als örtliches Versorgungsunternehmen. Die Einspeisung vom öffentlichen in das kraftwerkseigene Trinkwassernetz erfolgt an der südöstlichen und nordwestlichen Seite des Kraftwerksgrundstücks.

Der Block 6 wird an dieses Wasserversorgungsnetz angeschlossen und über eine Ringleitung mit einem Betriebsdruck von 6-7 bar versorgt. Der zur Verfügung stehende Versorgungsdruck ist mit Ausnahme der WC-Bereiche in den Treppentürmen UMT und UHT ausreichend. In den Treppentürmen werden Druckerhöhungsanlagen aufgestellt.

Die Leitungen werden unterirdisch in frostfreier Tiefe überwiegend in Straßenrandlage verlegt. Die unterirdischen Leitungen werden in Kunststoff PEHD, Druckstufe PN 16 und die in den Bauwerken zu verlegenden Leitungen in Edelstahl hergestellt. Sie entsprechen der Trinkwasserverordnung unter Beachtung der einschlägigen DIN- und DVGW-Regelwerke und unterliegen keiner weiteren Einsatzbeschränkung. Für den Schutz des Trinkwassers werden die Sicherungsmaßnahmen der DIN EN 1717, DIN 1988 eingehalten.

### 6.9.2. Feuerlöschwasserversorgung

Für die aktive Brandbekämpfung und zur Notkühlung von Trafo-Anlagen wird ein weitläufiges Feuerlöschwassernetz in PEHD-Rohren, Druckstufe PN 16 mit einer Mindestnennweite von DN 150 im Kraftwerksgelände verlegt.

Das Löschwassernetz umspannt als Ringleitung sämtliche Bauwerks- und Lagerbereiche. Das erforderliche Löschwasser wird im Bedarfsfall (Brand- oder Testfall) dem Main entnommen.

Dem Löschwassernetz kann außerhalb von Gebäuden im Abstand von 50 m - 80 m über Überflurhydranten Wasser entnommen werden. In den Bauwerksbereichen werden Wandhydranten mit formstabilen Schläuchen in erforderlicher Anzahl an Steig- und Verteilleitungen aus geeignetem Metall angeschlossen. Die Anzahl und die Anschlussreihenfolge werden gemäß den Hinweisen des begleitenden Brandschutzsachverständigen geplant.

Die Steig- und Verteilleitungen werden i.d.R. als Nassleitung installiert. In frostgefährdeten Bereichen werden sichernde Maßnahmen ergriffen (Begleitbeheizung oder Nass/Trockenleitungen). Die Steigleitungen im hohen Kesselhaus UHA werden über Druckerhöhungen mit ausreichendem Wasserdruck versorgt. Zur Vermeidung stagnierenden Wassers in den Leitungen und für die betriebliche Brauchwasserversorgung (Nichttrinkwasser) wird das Löschwassernetz auch von der Wasseraufbereitung UGB gespeist. Die Steig- und Verteilleitungen erhalten Spüleleitungen zur Ausspülung von Main-Wasser nach dessen erfolgter Einspeisung.

Die Löschwassermenge wird gemäß VGB R 108 für den Blocktrafo als größten ortsfesten Verbraucher mit einer Menge von 691 m<sup>3</sup>/h über 7 Minuten (Fließdruck 5,0 bar) angesetzt. Zusätzlich wird gemäß VGB R 108 für den gleichzeitigen Betrieb von vier Überflurhydranten nach DIN 3222 eine Liefermenge von 192 m<sup>3</sup>/h über 2h bei einem Fließdruck von 3 bar zur Verfügung gestellt.

Der vorgenannte Druck wird am letzten Verbraucher zur Verfügung gestellt. Für die an das Feuerlöschnetz angeschlossenen Wandhydranten wird an der höchsten Stelle ein Überdruck von 3,0 bar angesetzt.

### 6.9.3. Kühlwasserversorgung

Siehe Kapitel 6.10.4.1 „Verfahrensbeschreibung Kühlturm“.

## **6.10 Darstellung des Verfahrens**

### **6.10.1. Übersichtsfließbild mit wesentlichen Stoffströmen**

Das Übersichtsfließbild mit Angaben zu den wesentlichen Stoffströmen ist den Anlagen zu Kapitel 6.13 zu entnehmen.

### **6.10.2. Wasserversorgungsschema**

Das Wasserversorgungsschema ist den Anlagen in Kapitel 6.13 zu entnehmen.

### **6.10.3. Abwasserschema**

Das Abwasserschema ist den Anlagen in Kapitel 10.8 - Anlagen zu Kapitel 10 – Abwasserdaten zu entnehmen.

### **6.10.4. Kühlturm**

#### **6.10.4.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung**

##### **6.10.4.1.1. Aufbau und Wirkungsweise**

Bei thermischen Kraftwerken kann nur ein Teil der eingesetzten Primärenergie in elektrische Energie umgewandelt werden. Die Restenergie wird meistens als Abwärme abgegeben. Dies geschieht durch Ableitung der Wärme über Kühltürme in die Atmosphäre.

Der neue Naturzugkühlturm in Staudinger ist für eine Kühlkapazität von 1254 MW/t<sub>h</sub> ausgelegt und hat eine Höhe von 180 m. Diese Bauhöhe sorgt für einen ausreichend großen Auftrieb des Luftstroms im Kühlturm. Die Geometrie des Kühlturmes wurde unter Berücksichtigung der Spezifikation und der thermischen Vorgaben festgelegt. Lufteintritts- und Pumpförderhöhe wurden dementsprechend optimiert.

Der Kühlturm dient gleichzeitig zur Abführung der gereinigten Abgase. Diese Einleitung der Abgase erfolgt beim Kühlturm Staudinger durch einen Kanal von 8,60 m Durchmesser aus glasfaserverstärktem Kunststoff, welcher in Hochlage durch die Kühlturmschale geleitet wird.

Auf Grund der Anforderungen aus dem Schallgutachten werden im Lufteintrittsbereich Schallkulissen vorgesehen.

Das zu kühlende Wasser wird über zwei, unter der Tassensohle verlaufende, Rohrleitungen DN2600 dem zentralen Steigeschacht zugeführt. Von hier aus wird das Wasser über ein Wasserverteilungssystem über die Kühleinbauten verteilt und rieselt von oben nach unten durch die Kühleinbauten. Die Kühlluft wird durch den in der Kühlturmschale erzeugten Auftrieb im Gegenstrom zum Wasser durch die Kühleinbauten gesaugt.

Die Kühlung erfolgt hauptsächlich durch die Verdunstung des Wassers - wodurch dem Kühlwasserstrom Verdunstungswärme entzogen wird - und zum anderen durch konvektiven Wärmeübergang an die Kühlluft. Die Kühlluft verlässt den Kühlturm über die Luftaustrittsöffnung als feuchtigkeitsgesättigte oder -übersättigte Luft, der so genannte Schwaden. Bei dem Schwaden handelt es sich somit um ein Luft-/Wasserdampf-Gemisch. Zusammen mit diesem Schwaden wird auch das eingeleitete Rauchgas abgeführt.

##### **6.10.4.1.2. Kühleinbau**

Der Kühleinbau besteht aus Folienpaketen. Einzelfolien werden über ein Vakuumverfahren hergestellt, die zu kompakten Paketen verbunden und in mehreren Lagen kreuzweise übereinander auf einer Zwischenkonstruktion montiert werden.

Die Folienpakete bestehen aus senkrecht angeordneten Anströmkanten und Kanälen. Durch den Selbstreinigungseffekt der vertikalen Kanäle wird die Verschmutzungsanfälligkeit minimiert.

Der Kühleinbau befindet sich oberhalb der Lufteintrittsöffnungen. Die Pakete werden in 3 Lagen übereinander, jeweils um 90° versetzt angeordnet. Dadurch wird der sich bildende Wasserfilm unterbrochen und erneut durchmischt.

Der Kühleinbau ist für Inspektionszwecke begebar.

Der Kühleinbau wird auf GFK-Trägern aufgelagert, die an Edelstahlhängungen befestigt sind.

#### **6.10.4.1.3. Wasserverteilungsanlage**

##### **Steigeschacht:**

Über den zentralen Steigeschacht werden die orthogonal angeordneten Hauptverteilerkanäle mit Wasser beaufschlagt. Die Kanäle werden als Doppelkanäle ausgeführt.

Im Steigeschacht sind die motorisch betriebenen, gehäuselosen Schieber – auch Schütze genannt - zur Aufteilung des Wassermassenstromes für die Rand- und Kernbereiche sowie die Winterringleitung angeordnet. Diese Schieber werden grundsätzlich nur in ihren Endlagen AUF oder ZU benutzt.

1,30 m über der Achse Wasserverteilungsanlage ist umlaufend im Steigeschacht eine Überfallkante für den Bypass / Überlauf angeordnet. Über vertikale, in den Steigeschacht integrierte Kanäle wird das überlaufende Wasser in das Kühlturmbecken geführt.

##### **Rohre:**

An den Verteilertrögen sind die Wasserverteilerrohre DN250, DN300, DN400 angeschlossen. Diese Rohre liegen auf einem Rost aus Stahlbeton-Lochbalken frei auf. Die Verbindung der Einzelrohre, als auch der Anschluss an die Kanäle, erfolgt über Muffen mit Dichtungen.

Die an die Verteilertröge angeschlossene Rohrwasserverteilung arbeitet im Wesentlichen drucklos nach dem "Schwerkraftsystem" und ist durch das nach unten gerichtete Sprühsystem selbstentleerend.

##### **Spritzaggregate**

Die eigentliche Verteilung des Kühlwassers über den Kühleinbau erfolgt mit nach unten sprühenden Spritzaggregaten. Durch ein Spritzrohr mit konischer Mündung (Spritzdüse) strömt das Wasser aus dem Verteilersystem auf einen speziell geformten, in zwei Stufen aufgeteilten Sprühkörper. Dieser bewirkt, dass der ausfließende Wasserstrahl nahezu zu einem Vollkegel aufgeweitet und in Einzeltropfen aufgelöst wird.

Der Wärme- und Stoffaustausch zwischen Wasser und Luft ist dann besonders intensiv, wenn die Wasserversprühung auf den Kühleinbau entsprechend der gewünschten Regendichte verteilt möglichst gleichmäßig erfolgt. Dazu ist die hydraulische Auslegung der Wasserverteilung so gestaltet, dass die Größe der örtlichen Sprühdüse dem Vordruck an der jeweiligen Stelle im Verteilungssystem angepasst wird. Im Kühlturm werden somit unterschiedlich große Sprühdüsen eingesetzt.

##### **Winterringleitung**

Zur Sicherung des Winterbetriebes des Kühlturms und Reduzierung von Eisbildung wird dieser mit einer Winterringleitung ausgerüstet. Durch den über die Winterringleitung erzeugten Wasservorhang wird einerseits die Umgebungsluft aufgewärmt, dadurch stellt sich innerhalb des Kühlturmes ein leichter Naturzug ein. Andererseits wirkt der Wasservorhang als Strömungsbremse, um den Luftdurchsatz zu reduzieren.

Im unteren Bereich der Kühlturmschale sind umlaufende (360°) Rohre angeordnet. Im unteren Bereich dieser Rohre sind Bohrungen angebracht, wodurch das ausfließende Wasser einen Wasserschleier erzeugt.

Das Winterrohr wird über zwei der Hauptverteilerkanäle und vier Einspeisestellen mit Wasser versorgt. Die Wasserzuführung erfolgt direkt aus dem Steigeschacht. Bei Normalbetrieb sind die Zuläufe durch 2 Schieber im Steigeschacht geschlossen.

#### **6.10.4.1.4. Tropfenabscheider**

Bei der Verteilung des Wassers werden kleine Wassertropfen vom aufwärts gerichteten Kühlluftstrom mitgerissen. Um das Austragen dieser Tropfen in die Umgebung zu minimieren, ist der Kühlturm oberhalb der Wasserverteilung mit einem Tropfenfang ausgestattet. Profilabmessungen und Teilung sind so aufeinander abgestimmt, dass die mit Wassertropfen beladene Luft mehrfach umgelenkt wird. Die Wassertropfen setzen sich an den Umlenflächen ab, sammeln sich zu größeren Tropfen und fallen zurück auf den Einbau bzw. in das Becken. Die Tropfenabscheider sind hinsichtlich eines hohen Abscheidewirkungsgrades bei kleinem Druckverlust optimiert.



Der Tropfenfang liegt auf der Stahlbeton- Einbaukonstruktion auf.

#### **6.10.4.1.5. Hydraulische Schaltung**

##### **Hydraulische Belastung**

Der Kühlturm ist hydraulisch für einen maximalen Kühlwassermassenstrom von 120 % des Auslegungsmassenstromes ausgelegt. Für den Überfallbypassbetrieb ist ein Kühlwassermassenstrom von 120 % des Auslegungsmassenstromes berücksichtigt.

Der Kühlturm ist so ausgelegt, dass er bis zu einer Außenlufttemperatur mit  $-20^{\circ}\text{C}$  betrieben werden kann. Ein Betriebsfall mit nur 20 % der Nennwärmelast ist ebenfalls berücksichtigt.

##### **Sommer- Winterbetrieb**

Oberhalb einer Umgebungsluft-Temperatur von  $+4^{\circ}\text{C}$ , also außerhalb des Vereisungsbereiches von Wasser, liegt der so genannte „Sommerbetrieb“ vor. Im Sommerbetrieb kann der Kühlturm gefahrlos in sämtlichen Schieberstellungen gefahren werden, ohne dass Beschädigungen auftreten können.

Im so genannten „Winterbetrieb“ unterhalb einer Umgebungsluft-Temperatur von  $+4^{\circ}\text{C}$  wird durch die exakte Einhaltung der Betriebsanweisung örtliche Vereisung des Kühleinbaus verhindert.

##### **Messstellen zur Steuerung der Betriebszustände**

Für die Steuerung der hydraulischen Betriebszustände sind folgende Informationen bzw. Messwerte erforderlich:

- Messung der Umgebungs-Lufttemperatur (Trockenlufttemperatur) zur Feststellung, ob Sommer- oder Winterbetrieb vorliegt:  
Sommer  $> +4^{\circ}\text{C} \geq$  Winter
- Messung der Beckenwassertemperatur – 2 Mess-Stellen
- Messung des Füllstandes des Kühlturmbeckens – 2 Mess-Stellen
- Messung der Kaltwassertemperatur unmittelbar unter Einbau im Randbereich
- Ermittlung der Kühlwassermenge in Prozent der Nennwassermenge

##### **Aufteilung des Kühlturms**

Das zu kühlende Wasser wird über einen Steigeschacht vertikal auf die Ebene der Wasserverteilung geführt. Von diesen Steigeschächten gehen Verteil- und Transportkanäle ab, die die Fläche in einen äußeren, zum Schalenrand hin umlaufenden nahezu ringförmigen Außenbereich und einen rechteckigen zentralen Kernbereich aufteilen.

Die Flächenverteilung beträgt

- Kernbereich 40%
- Außenbereich 60%

Der Steigeschacht ist mit einem Überfall-Bypass-Schacht ausgestattet, über den insgesamt 105 % der Nennwassermenge in das Becken abgeführt werden kann. Der Überfall-Bypass tritt dann selbsttätig in Aktion, wenn mehr Wasser zugeführt wird als von der Wasserverteilung aufgenommen wird.

Die Steuerung der Wasserverteilung erfolgt zentral durch Schieber, die am zentralen Steigeschacht angeordnet sind.

Das Winterrohr wird über zwei Betonkanäle mit vier Einspeisestellen mit Wasser versorgt.

#### **6.10.4.1.6. Betriebsweisen**

##### **Grundstellung und Anfahren über Bypass**

In der Grundstellung befinden sich alle Schieber in der Stellung ZU. Die Kühlwasserpumpen können ohne Einschränkung seitens des Kühlturmes ein- oder ausgeschaltet werden.

Das Kühlwasser steigt im Steigeschacht auf und wird über die Überfallkanten der Steigeschächte direkt in das Kühlturmbecken zurückgeführt. Der dadurch entstehende Gegendruck ermöglicht eine Fahrweise der Pumpen

entsprechend ihrer Auslegung. Allerdings erfolgt im Bypass-Betrieb keine nennenswerte Abkühlung des Kühlwassers.

Wird der Block gestartet und wird zunächst nur wenig oder keine Abwärme erzeugt, kann diese Betriebsart auch bei extremen niedrigen Temperaturen beliebig lange aufrechterhalten werden. Im Bypass-Betrieb wird die Temperatur des Beckenwassers als Fortschaltkriterium erfasst.

#### **Winterbetrieb (Umgebungsluft-Temperatur von $\leq 4^{\circ}\text{C}$ )**

##### **Winterringleitung mit Bypass**

Hat die Beckentemperatur einen Wert von  $20^{\circ}\text{C}$  erreicht, wird die Winterringleitung zugeschaltet.

Zur Zuschaltung der Winterringleitung werden in dem Steigeschacht die beiden Schieber für die Zuleitungen nahezu zeitgleich geöffnet. So ist sichergestellt, dass sich ein gleichmäßiger und ununterbrochener Wasservorhang einstellt.

Durch den über die Winterringleitung erzeugten Wasservorhang wird einerseits die Umgebungsluft aufgewärmt, dadurch stellt sich innerhalb des Kühlturmes ein leichter Naturzug ein. Andererseits wirkt der Wasservorhang als Strömungsbremse, um den Luftdurchsatz zu reduzieren.

Die Auftriebsströmung mit warmer und feuchter Luft verursacht insbesondere in dem für Vereisung gefährdeten Randbereich eine Aufwärmung des Kühleinbaus. Gleichzeitig wird das Kühlwasser gekühlt.

In dieser Betriebsart werden etwa 20 % der Nennwassermenge über das Winterrohr abgeführt, der Rest wird unmittelbar über den Bypass zurückgeführt.

Fällt die Beckenwasser-Temperatur (z.B. durch Nachlassen der Wärmebeaufschlagung) unter  $10^{\circ}\text{C}$  ab, ist die Winterringleitung zu schließen; es wird nur noch der Bypass-Betrieb gefahren.

##### **Winterringleitung mit Beregnung des Außenbereichs**

Wird mit Bypass-Betrieb und zugeschalteter Winterringleitung im Becken eine Wassertemperatur von mindestens  $25^{\circ}\text{C}$  gemessen, kann der Außenbereich des Kühleinbaues beaufschlagt werden. Hierzu sind die Außenbereichs-Schieber an den Steigeschächten in die Stellung AUF zu bewegen. Es stellt sich nun eine wirksame Beregnung über ca. 60% der Gesamtfläche im Randbereich des Kühlturmes ein. Der Kühlturm wird jetzt einen wirksamen Auftrieb erzeugen und das Kühlwasser entsprechend stark abkühlen.

Messstellen unterhalb des Kühleinbaus erfassen die unmittelbare Kaltwasser-Temperatur. Diese Messwerte sind ab dieser Betriebsart nun für die weitere Betriebsführung entscheidend. Allerdings wird das Signal erst nach einer Wartezeit ab Erreichen der Endlage der Außenbereichs-Schieber ausgewertet, um eine Temperatur-Stabilisierung des Kühlwassers und des Messwertes abzuwarten.

Fällt der Messwert (Mittelwert aus allen Messungen) unter  $12^{\circ}\text{C}$ , ist auf die vorhergehende Betriebsart zurückzuschalten.

##### **Winterbetrieb: Winterringleitung mit halber Kernabschaltung**

Erreicht die Kaltwassertemperatur unter Einbau im Außenbereich den Schaltwert von  $18^{\circ}\text{C}$ , wird noch ein halber Kernbereich wasserseitig, über das Öffnen eines Schiebers, zugeschaltet. Dies ist der Endzustand für die Fahrweise im Winterfall (Außenlufttemperatur  $< +4^{\circ}\text{C}$ ).

Für die technische Funktion ist es unerheblich, welche halbe Kernfläche abgeschaltet wird.

Die Nennwassermenge wird nun ausschließlich über den Kühleinbau und die Winterringleitung verregnet. Der Bypass ist selbsttätig ausgeschaltet.

Eine Rückschaltung in den vorigen Betriebszustand wird nach Ablauf einer Wartezeit zur Temperaturstabilisierung dann vorgenommen, wenn unter dem Einbau die vorgegebene Grenztemperatur unterschritten wird.

##### **Sommerbetrieb**

Steigt die Umgebungsluft-Temperatur über  $+4^{\circ}\text{C}$  (leittechnisch ist hier eine Hysterese mit Wartezeit oder noch besser mit Gradienten-Überwachung vorzusehen), kann auf Sommerbetrieb umgeschaltet werden. Das bedeutet, dass die Winterringleitung grundsätzlich abgeschaltet, die eigentliche Kühlfläche aber komplett zugeschaltet wird.

Eine Rückschaltung auf Winterbetrieb mit  $\frac{1}{2}$  Kernabschaltung wird über den Grenzwert der Umgebungs-Lufttemperatur gesteuert.

#### 6.10.4.2. Verfahrensbild

Das Verfahrensbild ist den Anlagen in Kapitel 6.13 Anlage 6 - 1 zu entnehmen.

#### 6.10.4.3. R&I-Schema

Das R&I-Schema ist den Anlagen in Kapitel 6.13 zu entnehmen.

### 6.10.5. Kessel

#### 6.10.5.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung (einschl. Sicherheitstechnik)

Die Dampfkesselanlage ist für folgende Revisionszyklen ausgelegt:

- äußere Prüfung jedes Jahr,
- innere Prüfung alle 3 Jahre,
- Wasserdruckprüfung alle 9 Jahre.

Die Standzeiten der relevanten Bauteile wurden vertraglich entsprechend festgelegt und durch die Auslegung und Konstruktion der Komponenten sichergestellt. Die Wanddicken und Abmessungen aller druckrelevanten Bauteile sind so nach DIN EN 12952-3 dimensioniert, dass sie dem Berechnungsdruck bei Berechnungstemperatur über die rechnerische Lebensdauer standhalten, wobei die Werkstoffe nach DIN EN 12952-2 sowie VdTÜV- und V&M-Werkstoffblättern zugrunde gelegt sind. Zur Gewährleistung der oben genannten Revisionszyklen kommen neben der Lebensdauerüberwachung nach DIN EN 12952-4 (weitere Beschreibung siehe unten) zusätzlich unterstützende Expertensysteme nach dem neusten Stand der Technik zum Einsatz. Diese sind im Einzelnen:

Expertensystem zur Optimierung des Einsatzes der Heizflächen-Reinigungsanlage (Kesseldiagnose):

In den Verdampferwänden werden voraussichtlich Wärmestromsonden eingebaut um vorrangig die verschmutzten Bereiche der Membranwände zu reinigen. Die Bündelheizflächen werden durch Wärmebilanzrechnungen bewertet und entsprechend des Verschmutzungszustandes gereinigt. Damit werden die Heizflächen gleichmäßig belastet, Übertemperaturen durch Wärmeverschiebungen vermieden und thermische Belastungen durch das Blasen von sauberen Heizflächen verhindert.

- Messsystem zur Ermittlung der repräsentativen Abbildung der Rohrtemperaturen am Austritt der Verdampferschraube und der Vertikalbohrung (Temperaturmessstellen am Ende jedes Rohres der Schraubenbohrung, am Ende jedes 3. Rohres der Vertikalbohrung. An den Verbindungen zu den Überhitzer-Austrittsammlern sind Temperaturmessstellen wie folgt angebracht: horizontal jedes 5. oberste Rohr bei einer 120er Breitenteilung, horizontal jedes 3. oberste Rohr bei einer 240er Breitenteilung, horizontal jedes 2. oberste Rohr bei einer 480er Breitenteilung und horizontal jedes oberste Rohr bei einer 960er Breitenteilung, sowie vertikal 2 komplette Scheiben je Sammler). Somit werden unzulässige Wärmespannungen durch zu große Temperaturdifferenzen zwischen benachbarten Rohren ausgeschlossen.
- Leckortungssystem / Schalldetektion für Rohrschäden:  
Damit ist ein schnelles Erkennen von Rohrschäden möglich. Mit der gezielten Außerbetriebnahme der Anlage im Schadensfall werden Sekundärschäden vermieden.
- Überwachung des Feuerraums mit Kameras:  
Mit diesem System ist eine zusätzliche Überwachung des Zündvorganges der Ölbrenner, der Bewertung des Flammenbildes und der Verschmutzungsverteilung im Wand- und Schottbereich möglich.

Für alle Druckgeräte im Bereich der Dampfkesselanlage, die dem Revisionszyklus von 3 bzw. 6 Jahren unterliegen, wird das Modul G gemäß Druckgeräterichtlinie angewendet. Durch die Lieferanten wird eine Konformitätserklärung für die Teile der Dampferzeugeranlage entsprechend der vertraglich vereinbarten Umfänge gemäß Druckgeräterichtlinie erstellt. Für ausgewählte Bauteile am Dampferzeuger und Formstücken in Rohrleitungssystemen die im Zeitstandbereich betrieben werden, sind eine Vielzahl von Messstellen sowie entsprechende Hard- und Software vorgesehen, um durch Temperaturfeldberechnungen die Wechsellagerungen bestimmen zu können. Die Lebensdauerüberwachung erfolgt mit zeitabhängigen

Festigkeitskennwerten gemäß TRD 508 bzw. DIN EN 12952-4. Die Berechnung des Lebensdauer verbrauchs erfolgt im Betriebsmanagementsystem der Hauptleittechnik.

Für den Einsatz von noch nicht zugelassenen Werkstoffen im Bereich des Kesseldruckteils gilt weiterhin, dass zu diesen Einzelgutachten durch die benannte Stelle erstellt werden.

### **Betriebsverhalten / Lastprogramm**

Der Dampferzeuger wird ohne zeitliche Begrenzung gefahren, dabei von

- 20 % bis 40 % Last im Umwälzbetrieb (Festdruck)
- 40 % bis 100 % Last im Durchlaufbetrieb (Gleitdruck)

Tägliches An- und Abfahren der Anlage ist vorgesehen.

Der Druckteil wird für eine Lebensdauer von 200.000 Bh ausgelegt.

### **Anfahren**

#### Allgemeines

Das Feuerungssystem und der druckführende Teil sind für ein verlustarmes und materialschonendes Anfahren mit geringstem Heizöl-EL-Verbrauch ausgelegt.

Hinweis: Mit zwei Ölbrennern kann auch Slopöl verbrannt und damit effizient verwertet werden. Das Slopöl wird kesselintern in einem 5 m<sup>3</sup> Tank gesammelt, nicht von außen zugeführt und ist somit kein Eingangstoff im Sinne des Kapitel 7 und folglich dort nicht separat mit aufgeführt. Slopöl ist ein Gemisch aus Heizöl EL mit Kondensat und wird deshalb zusammen mit Heizöl HEL mit erfasst und im Kapitel 7 beschrieben. In Hinsicht auf die Verwendung des Slopöls gelten damit prinzipiell die gleichen Anforderungen (Kesselschutz usw.) wie bei der Nutzung des eigentlichen HEL. Im Folgenden wird bei Bedarf auf den Einsatz von Slopöl explizit hingewiesen, insbesondere unter 6.10.5 in diesem Kapitel.

Das Anfahren erfolgt nach der Gleitdruck-Gleittemperatur-Methode.

Die Anlage wird von der Warte aus vollautomatisch an- und abgefahren.

Zum Anfahren und zur Beherrschung von Betriebsstörungen wird die Anlage auf der Hochdruck- und Zwischenüberhitzerseite mit Umleitstationen für den vollen Dampfstrom ausgerüstet.

#### Fremddampf

Ein absoluter Kaltstart wird nur selten stattfinden. In diesem Fall wird der Dampferzeuger durch das vorgewärmte Speisewasser und durch behutsame Steigerung der Ölfeuerungsleistung aufgeheizt.

Für den Kaltstart steht Fremddampf zur Verfügung, um den Dampfbedarf der Ölfeuerung zu decken, das Speisewasser auf ca. 130 °C vorzuwärmen und den Umwälzkreislauf aufzuheizen. Der Kaltstart muss jedoch auch mit jeder beliebigen Speisewassertemperatur oberhalb von 10°C durchgeführt werden können.

Für den Warmstart gelten sinngemäß die gleichen Bedingungen wie für den Kaltstart.

#### Umwälz- und Ablaufsystem

Für die verfahrenstechnische Auslegung des Anfahrsystems, bestehend aus dem Umwälzsystem und dem Ablaufsystem einschl. atmosphärischem Entspanner, ist ein maximaler Anfahrdruck von 160 bar (Richtwert) zugrunde gelegt. Dies erfordert bei höheren Systemdrücken vor dem Anfahren, eine kontrollierte Druckabsenkung durch Öffnen der Hochdruckumleitstation (HDU) und Niederdruckumleitstation (NDU).

Der Dampferzeuger kann aus jedem Betriebszustand und bei jedem Betriebsdruck bis 160 bar mit trockenem Überhitzer angefahren werden. Der in den Abscheidern abgeschiedene Wasseranteil fließt in die Anfahrflasche und wird dort mit Hilfe einer Umwälzpumpe in den Speisewasserstrom vor Economiser gefördert. Überschüssiges Wasser wird von der Anfahrflasche über zwei Ablaufregelventile zu einem atmosphärischen Entspanner geleitet. Das Ablaufsystem ist dafür ausgelegt, dass bei Ausfall der Umwälzpumpe ein Anfahren im reinen Ablaufbetrieb möglich ist.

Der Verdampferdurchsatz unterschreitet während des Anfahrvorganges nicht einen Wert entsprechend 35% der Frischdampfleistung.

#### Hochdruck- und Zwischenüberhitzer

Während des Anfahrvorganges aus dem kalten Zustand kann der Dampferzeuger längere Zeit mit konstanten Dampfaustrittstemperaturen von HD 435°C und ZUE 420°C betrieben werden, um die Rohrleitungen und die Turbine bereits frühzeitig aufzuwärmen. Während dieser Zeit sind die Einspritzungen zur Temperaturregelung in Betrieb.

Während des Anfahrens werden die HD-Umleitstationen und die ND-Umleitstationen entsprechend den Anforderungen der jeweiligen Startart geöffnet. Die HDU und die NDU werden so gefahren, dass eine ausreichende Kühlung der Heizflächen gegeben ist und die Druckgradienten in zulässigem Bereich bleiben. Mit Hilfe der NDU wird der ZUE Druck so angehoben, dass bereits in einem frühen Stadium des Anfahrvorganges der notwendige Druck für die Eigenversorgung mit Hilfsdampf erreicht wird.

### **Betrieb**

Der Dampferzeuger und seine Hilfseinrichtungen sind so dimensioniert, dass die Anforderungen des Transmissions-Codes 2003 erfüllt werden, die an einen kohlegefeuerten Block bezüglich Anfahrzeiten und Laständerungsgeschwindigkeiten gestellt werden. Voraussetzung für die Bereitstellung der Primärregelreserve ist, dass die ZÜ-Dampfentnahme z. B. für die Reinigungseinrichtungen innerhalb von 240 Sekunden unterbrochen werden kann. Das Unterbrechen des Reinigungsprogramms muss entsprechend automatisiert werden.

#### Höchste Dauerleistung

Alle Anlagenteile besitzen bis zum Ende der Reisezeit bei der höchsten Dauerleistung ausreichende Reserven, die es gestatten, den Betrieb der Anlage ohne Einschränkungen durchzuführen.

#### Teillast

Der Dampferzeuger kann in jedem Lastpunkt des Durchlaufbetriebs mit einer konstanten Frischdampf Temperatur von 600 °C und in jedem Lastpunkt des Umwälzbetriebs beliebig lange ohne materialgefährdende Temperaturschiefen gefahren werden.

Die ZÜ-Austrittstemperatur wird oberhalb einer Last von 70 % auf 620 °C über den Luftüberschuss konstant gehalten.

Im Umwälzsystem des Dampferzeugers wird eine Probeentnahmestelle zur Wasseranalyse installiert.

#### Mindestlast

Im Umwälzbetrieb oder im Ablaufbetrieb (z. B. bei Ausfall der Umwälzpumpe) kann der Dampferzeuger ohne zeitliche Begrenzung mit einer dampfseitigen Mindestlast von 20 % betrieben werden.

Der Betrieb ohne Umwälzeinrichtung ist durch ein entsprechend ausgelegtes Ablaufsystems möglich.

Die kohleseitige Mindestlast, die bei Betrieb ohne Stützfeuer (Heizöl EL) unter normalen Betriebsbedingungen sicher gefahren werden kann, beträgt 25 %.

#### Laständerungen

Der Dampferzeuger und seine Hilfseinrichtungen werden so dimensioniert, dass die Anforderungen der DVG (Deutsche Verbundgesellschaft e.V.) erfüllt werden, die an einen kohlegefeuerten Dampferzeuger bezüglich Anfahrzeiten und Laständerungsgeschwindigkeiten gestellt werden.

#### Betriebsweise

Neben dem reinen Gleitdruckbetrieb soll zur sprungförmigen Laständerung auch der Betrieb im modifizierten Gleitdruck möglich sein, d. h. die Turbineneinlassventile können auch im Teillastbereich um 2 % bis ca. 10 % angedrosselt werden.

Der Dampferzeuger kann ohne zeitliche Begrenzung zwischen einer Dampfleistung von 329,74 kg/s bis 824,34 kg/s im modifizierten Gleitdruck gefahren werden.

- bis ca. 35 % Dampfkesselleistung läuft der Kessel im Umwälzbetrieb.
- von 35 bis 100 % Dampfkesselleistung läuft der Kessel im Durchlaufbetrieb.

Sprungförmige Änderungen der Generatorleistung um 5 % der Maximalleistung im Lastbereich von 40 % bis 100 % aufgrund zusätzlicher Dampfentnahme durch Änderung der Turbinenventilstellung sind zulässig. Dabei betragen die Abweichungen der HD- bzw. ZÜ- Austrittstemperaturen nicht mehr als 8 K bzw. 12 K.

Die Anlage (einschließlich Nebenanlagen) ist so ausgelegt, dass sie mit einer Dampfdauerleistung von 824,34 kg/s betrieben werden kann ("Zulässige Dampferzeugung" nach DIN EN 12952).

#### Laständerungsgeschwindigkeit

Mühlen, Brenner, Frischluft- und Saugzuggebläse sowie HD- und ZÜ-Einspritzungen sind so dimensioniert, dass unter Einhaltung der zulässigen Temperaturänderungen und zulässigen absoluten Materialtemperaturen ausreichende Laständerungsgeschwindigkeiten erreicht werden.

Innerhalb des Durchlaufbetriebes des Dampferzeugers werden die Temperaturschwankungen so geregelt, dass sie bei diesen Laständerungen und ordnungsgemäßer Feuerführung (ohne Russblasen)

- am HD-Austritt  $\pm 8$  K
- am ZÜ-Austritt  $\pm 12$  K nicht überschreiten.

#### Betriebsfälle

Stabiles Kohlefeuer (ohne Stützfeuer) wird in einem Lastbereich  $> 25$  % mit dem Brennstoffband gefahren.

Der Einsatz von Heizöl EL als alleinigem Brennstoff ist für bis zu 35 % der Feuerungswärmeleistung (bei Nachweiskohle und betriebsmäßiger Verschmutzung), bezogen auf die maximale Dampfdauerleistung, vorgesehen.

Zum Anfahren und zur Beherrschung von Betriebsstörungen ist der Dampferzeuger auf der HD-Dampfseite mit Sicherheits-Umleitstationen (im Sinne DIN EN 12952 und auf der ZÜ- Dampfseite mit Sicherheitsventilen für den max. Dampfstrom) einschließlich Einspritzung ausgerüstet.

Die Dampfluftvorwärmanlage (Bypass-Schaltung) ist so ausgelegt, dass mit ihr die Verbrennungsluft beim Anfahren bis auf ca. 80 °C aufgewärmt wird. Eine Belüftung (DIN EN 12952) der Brennkammer mit Warmluft entsprechend der genannten Auslegung ist vorgesehen.

Der Dampferzeuger wird ab 329,74 kg/s (40 % Last) im Durchlaufbetrieb die Frischdampftemperatur von 600 °C und die ZÜ-Austrittstemperatur oberhalb von 577,04 kg/s (70 % Last) auf 620 °C konstant gehalten. Die Dampftemperaturen werden über den Luftüberschuss eingestellt.

Ein Anfahren des Dampferzeugers ohne Umwälzpumpe ist im Normalfall nicht vorgesehen. Ein Anfahren ohne Umwälzpumpe (Störung oder Reparatur der Umwälzpumpe) ist möglich.

### **Abfahren und Stillstand**

#### Normales Abfahren

Das Abfahren des Dampferzeugers erfolgt vollautomatisch von der Warte aus. Der Dampferzeuger kann aus jeder Betriebsart und aus jedem Betriebszustand sicher abgefahren werden.

#### Abfahren bei Betriebsstörungen

Bei Betriebsstörungen, bei denen eine Nachspeisung des Dampferzeugers nicht erfolgen kann, muss sich der Dampferzeuger ohne Schäden abfahren lassen. Ein Schwarzabfahren des Dampferzeugers ist ebenfalls ohne Schäden möglich.

#### Stillstand

Die Wärmeverluste der Anlage während des Stillstandes werden durch eine gute Isolierung und dicht schließende Klappen gering gehalten.

### **Betriebsstörungen/ Sonderlastfälle**

#### Allgemeines

Bei Betriebsstörungen wie Schnellschluss oder Lastabwurf der Turbine, Ausfall der HD-Vorwärmer treten an keiner Stelle der Anlage unzulässige Materialbeanspruchungen auf.

#### Störungen in der Speisewasserversorgung

Ein Ausfall der Speisewasserversorgung wird durch 2 x 33% E-Speisepumpen abgefangen. Die Anlage ist so ausgelegt, dass nach 20 Sekunden eine Speisewasserförderung von 66% der Volllastmenge wieder zur Verfügung steht. Dieser Vorgang führt nicht zum Ausfall des Dampferzeugers, selbst wenn er bei Volllast betrieben wird. In diesem Fall wird die Feuerungswärmeleistung sprunghaft auf die 66% Dampfleistung abgesenkt. Sobald nach 15 s kein Speisewasser zur Verfügung steht, wird die Brennstoffzufuhr zu der Anlage

abgeschaltet. Auch bei dieser Betriebsstörung dürfen an keiner Stelle der Anlage unzulässige Materialbeanspruchungen auftreten.

Bei Störungen an den dampfbeheizten Hochdruckvorwärmern ist es möglich, den Dampferzeuger mit abgesenkter Speisewassertemperatur uneingeschränkt zu betreiben. Die Wärmeleistung des Dampferzeugers wird jedoch nur soweit gesteigert, wie es die Auslegung der Hilfsmaschinen und -systeme zulässt.

#### Störungen in der Brennstoffversorgung

Fällt im normalen Dauerbetrieb mit mindestens 3 Mühlen eine der Mühlen aus, so führt dies nicht zum Ausfall des Dampferzeugers oder zu einer für die Turbine unzulässig großen Temperaturschwankung. Ein 2-Mühlenbetrieb ist somit darstellbar. Es ist in einfacher Weise möglich, die Ölfeuerung betriebsbereit zu halten.

Die verbleibenden Mühlen werden sofort voll ausgefahren, und weitere Leistung kann durch Hereinnahme der Ölfeuerung anschließend ersetzt werden.

#### Gebälse-/ Luvoausfall

Bei Ausfall eines Frischlüfters oder eines Saugzuges treten keine unzulässigen Unter- oder Überdrücke auf. Der Dauerbetrieb mit nur einem Frischlüfter oder einem Saugzug ist mit einer Frischdampfleistung von mindestens 45 % möglich.

Das Gleiche gilt für den Ausfall eines Luvos.

Der Dampferzeuger ist luft- und rauchgasseitig einstraßig befahrbar. Eine Überkreuzung der beiden Straßen ist nicht vorgesehen.

#### Sonstige Betriebsstörungen und Sonderlastfälle

Im Falle von Betriebsstörungen, bei denen eine Nachspeisung des Dampferzeugers nicht erfolgen kann, lässt sich der Dampferzeuger ohne Schäden abfahren. Ein Schwarzabfahren des Dampferzeugers ist ebenfalls ohne Schäden möglich.

Der Dampferzeuger ist im Inselbetrieb zur Eigenbedarfsversorgung, d. h. lastabwurfsicher, zu betreiben. Das dynamische Verhalten des Dampferzeugers ist bezüglich Regelfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit für alle Einzelkomponenten hierauf abgestimmt.

Die Dampfleistung, die der Dampferzeuger bei Ausfall der Hochdruckvorwärmer und bei maximaler Feuerungsleistung abgeben kann, beträgt 658 kg/s.

Der Dampferzeuger kann aus jedem Betriebszustand mit trockenen Überhitzern angefahren werden.

#### **Automatisierungskonzept**

Die Anlage ist so geplant, dass der gesamte Kraftwerksprozess ausschließlich über Bildschirme von einer zentralen Blockwarte bedient und beobachtet wird.

Der Kraftwerksblock ist als vollautomatisches Kraftwerk mit geringem Fahrpersonal ausgelegt, d.h. das An- und Abfahren erfolgt grundsätzlich ohne Handeingriffe über ein Blockleitprogramm.

#### **Kesselschutzbeschreibung**

##### **Aufgabenstellung**

Die Aufgabe für den Schutz besteht in der Sicherung der Kesselanlage vor gefährlichen Betriebszuständen, die Schäden an menschlicher Gesundheit und an der Anlage verursachen. Die im Folgenden zusammengestellten Kriterien gelten für den Betrieb unter der Bedingung der ständigen Beaufsichtigung der Anlage.

Die Anforderungen an die Sicherheitskette für die Kesselanlage Block 6 ergeben sich aus dem Einsatz der Mehrstoff-Feuerung mit Heizöl EL für Zünd- und Stützfeuerung und mit Kohlenstaub als Hauptbrennstoff. Für die Absicherung der Anlage sind dabei die Anforderungen der Normen für Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten nach DIN EN 12952-7, DIN EN 12952-8, DIN EN 12952-9 und DIN EN 12952-14 berücksichtigt.

Die entsprechende Steuerung ist nach den Anforderungen der Norm DIN EN 61508 mit Sicherheitsbetrieb SIL 3 und der Aufbau der Sicherheitsstromkreise nach DIN EN 50156-1 Elektrische Ausrüstung von Feuerungsanlagen ausgeführt.

##### **Begriffsbestimmungen**

Folgende Begriffe aus den o. a. Teilen der DIN EN 12952 sind für den Kesselschutz des Blocks 6 zutreffend:

Zwangsdurchlauf-Kessel	DIN EN 12952-7 3.1.3
ständig beaufsichtigte Feuerungsanlage	DIN EN 12952-8 1.3
Mehrbrennstoff-Feuerungsanlage	DIN EN 12952-8 3.16, DIN EN 12952-9 3.32
automatische Brenner	DIN EN 12952-8 3.2.1
Direktfeuerung	DIN EN 12952-9 3.10
Kohlestaubbrenner	DIN EN 12952-9 3.35

### Aufbau der Sicherheitsschaltung

Die Sicherheitsschaltung ist als Freigabekette aufgebaut, deren einzelne Freigaben zum Betrieb der zugehörigen Aggregate notwendig sind. Wird die Freigabekette unterbrochen (durch Nichterfüllung eines Kriteriums) entfallen alle in der Kette nachfolgenden Freigaben und die entsprechenden Aggregate werden sofort abgeschaltet. Eine Ausnahme hiervon bilden die zweisträngig ausgeführten Anlagenteile.

Weiterhin sind Bereiche deren Ausfall nicht zur Abschaltung der Gesamtanlage führt, z. B. NH<sub>3</sub>-Eindüsung, in unabhängigen Freigabeebenen organisiert.

Die messtechnische Ausrüstung der Abschaltkriterien ist nach folgenden Regeln berücksichtigt:

- Kriterien mit Einfluss auf die Verfügbarkeit der Gesamtanlage (Abschaltung des gesamten Blockes oder Leistungsminderung von größer als 40% der Blocklast) werden in 2v3-Schaltung ausgeführt
- Kriterien die den Ausfall von Einzelaggregaten (Ölbrenner oder Gurtförderer) auslösen werden in 1v1-Schaltung ausgeführt (höherwertige Schaltungen werden nur eingesetzt, wenn keine geeigneten Geber zur Erreichung der SIL 3- Klasse vorhanden sind).

Der grundsätzliche Aufbau der Sicherheitsschaltung ist in folgende Funktionsbereiche hierarchisch mit entsprechenden Freigaben gegliedert:

- Bereich Saugzüge
- Bereich Frischlüfter
- Bereich Belüftung
- Bereich Luftversorgung
- Bereich Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer
- Bereich Ölfeuer
- Bereich Ölbrenner 1 - 30
- Bereich Kohlefeuer
- Bereich Mühle 1 - 5 / Mühlenluftschnellschlussklappe / Zuteiler

Die Sicherheitsschaltung folgender Funktionsbereiche ist nicht hierarchisch aufgebaut:

- Bereich Brennstoffhauptabschaltung
- Bereich NH<sub>3</sub>-Eindüsung
- Bereich Slopöltank

Die Abhängigkeit der einzelnen Bereiche ist in den nachfolgenden Aufbauzeichnungen zusammengefasst.



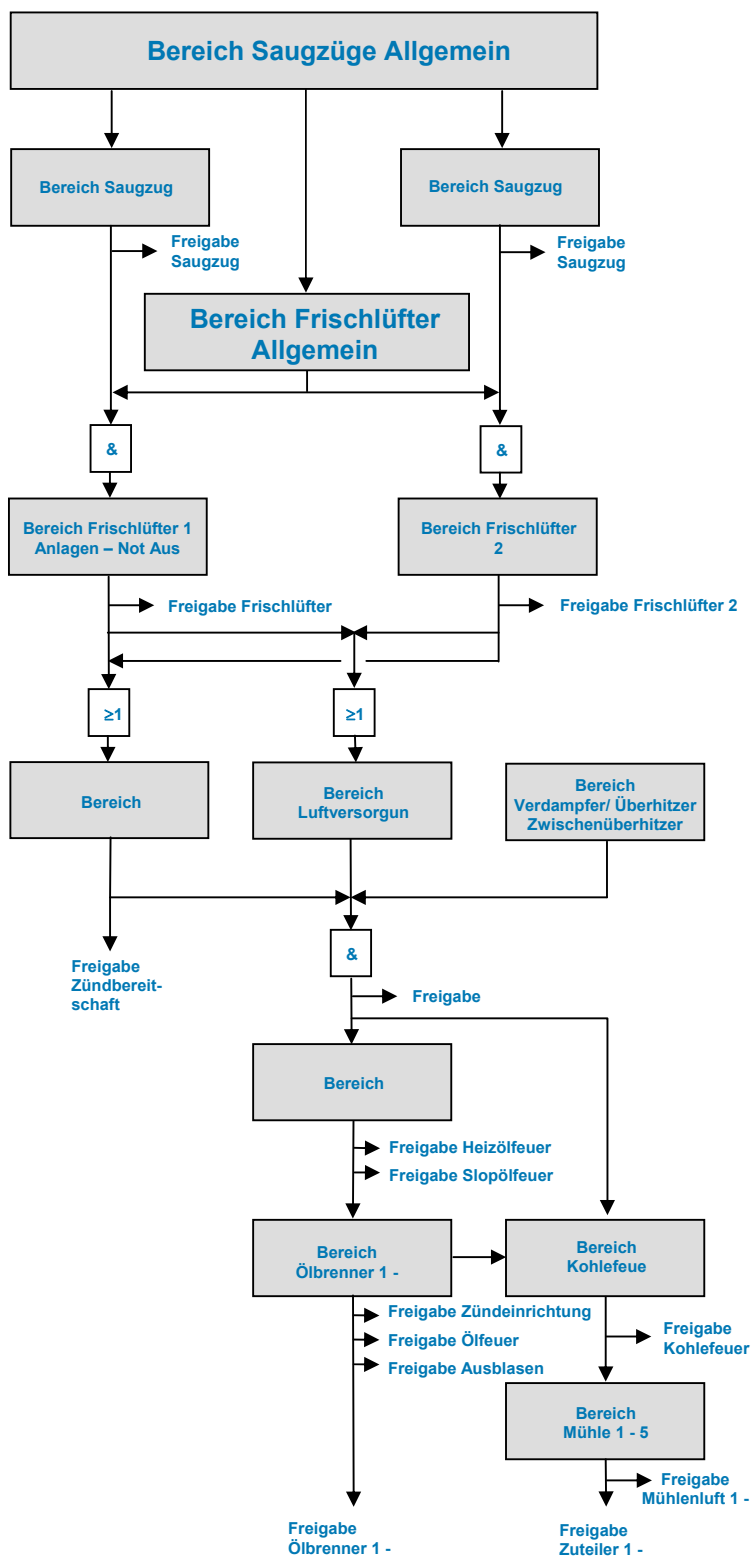


Bild 2.1

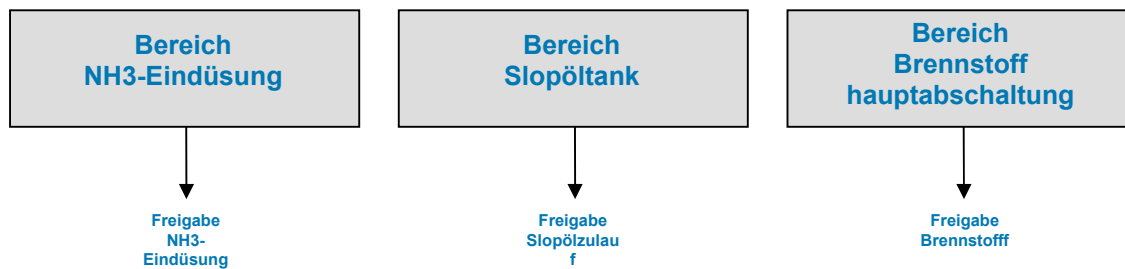


Bild 2.2

### Bereich Belüftung

Voraussetzung für den Start der Feuerung ist die ordnungsgemäße Durchlüftung des Kessels (DIN EN 12952-8 4.4.2 b).

Um Überschläge in den E-Filtern zu vermeiden, werden während der Durchlüftung die E-Filterspannungen auf die Hälfte reduziert. (DIN EN 12952-8 6.5.2). Die Freigabe für den Normalbetrieb der Filter erfolgt nach Start der Zündfeuer und Betrieb des zugehörigen Saugzuges.

Zur Durchlüftung werden nacheinander beide Saugzüge und Frischlüfter unter Einhaltung der zulässigen Grenzwerte gestartet und über das Brennerluft- und das Oberluftsystem ein Mindestluftstrom von > 50% des Luftbedarfes bei maximaler Feuerungswärmeleistung eingestellt. Die AUF-Stellung der Rauchgasklappen vor und hinter Saugzügen wird dabei überwacht (DIN EN 12952-8 5.3.1 a) bzw. (DIN EN 12952-9 7.3.1 a).

Ist nur ein Saugzug oder ein Frischlüfter verfügbar kann die Durchlüftung auch „einstrassig“ durchgeführt werden, d. h. mit einem Saugzug und dem zugehörigen Frischlüfter. Die Rauchgasklappen vor und hinter dem nicht in Betrieb befindlichen Saugzug sind dabei geschlossen. Die AUF-Stellung der Rauchgasklappen vor und hinter dem in Betrieb befindlichen Saugzug wird dabei überwacht.

Der Kessel gilt als durchlüftet, wenn mehr als ein dreifacher Luftwechsel des Gesamtvolumens des Feuerraumes incl. Rauchgaswegen bis einschließlich Luvo-Austritt durchgeführt ist.

Der Belüftungs-Massenstrom wird dabei aus der Summe der Einzellüfte ermittelt unter Berücksichtigung der gesicherten Durchlüftung der einzelnen Brennerbereiche.

Um nun gesichert über dem erforderlichen Gesamtdurchfluss zu bleiben, muss jeweils die folgende Anzahl von Einzellüften verfügbar sein:

Brennerluft	je Brennerebene 4 von 6 Brennerluftklappen AUF
Oberluft	2 von 4 Oberluftklappen AUF
Kernluft	je Brennerebene 4 von 6 Kernluftklappen AUF
Seitenluft	8 von 10 Seitenluftklappen AUF

Die Belüftungsdauer wird durch die vorgegebene Luftmenge und den Gesamtluftvolumenstrom bestimmt (Gesamtluftmengenähler). Bei Unterschreitung des vorgegebenen Mindestvolumenstroms von 50% in dieser Phase muss die Belüftung wiederholt werden.

Nach Abschluss der Durchlüftung muss die Feuerung innerhalb von 30 Minuten unter Einhaltung eines Mindestluftstroms von 20% in Betrieb genommen werden. Bei Unterschreitung dieses Wertes reduziert sich die Zündbereitschaftszeit auf 10 Minuten. Nichteinhaltung dieser Bedingungen führt zu einer neuen Durchlüftung (DIN EN 12952-8 6.5.5).

Die Zündbereitschaft erlischt darüber hinaus nach drei erfolglosen Zündversuchen (Ausblasen zählt als Fehlversuch) oder wird mit in Betrieb befindlichem Feuer (ein Ölbrenner überwacht in Betrieb oder Kohlefeuer in Betrieb) abgelöst.

### **Bereich Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer**

Für die Feuerfreigabe sind in diesem Bereich sämtliche Kriterien zur Absicherung des Bereiches Wasser/Dampf erfasst. Temperaturüberwachungen, die im Umfang über die oben aufgeführten Normen hinausgehen, berücksichtigen den Einsatz begrenzender Materialien im Überhitzer- und Zwischenüberhitzerbereich.

#### **Verdampfermindestdurchfluss > MIN**

Der Verdampferdurchfluss darf aus Gründen der Strömungsstabilität und der notwendigen Rohrkühlung den Verdampfermindestdurchfluss (von 288,5 kg/s) nicht unterschreiten. Der Verdampferdurchfluss wird in der Speisewasserleitung vor ECO gemessen und ist temperaturkorrigiert.

- Bei einem Verdampfermindestdurchfluss <  $MIN2$  und 5 sek. nach Unterschreiten von  $MIN2$  kg/s keine Speisepumpe in Betrieb, wird unverzögert der Kesselschutz ausgelöst.
- Bei einem Verdampfermindestdurchfluss <  $MIN2$  und wenn mindestens eine Speisepumpe in Betrieb ist, wird zeitverzögert nach 15 sek. der Kesselschutz ausgelöst.

#### **Temperatur hinter Verdampfer < MAX**

Um den Verdampferaustritt vor unzulässigen Temperaturen bei Betriebsstörungen zu schützen, wird in den beiden Hauptverbindungsleitungen zwischen Verdampferaustritt und den Abscheidern die Temperatur überwacht.

- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX2^{\circ}C$  an, wird zeitverzögert der Kesselschutz ausgelöst.
- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX3^{\circ}C$  an, wird unverzögert der Kesselschutz ausgelöst.

#### **Temperatur hinter Überhitzer 3 (UE3) < MAX**

Um den UE3 Austritt vor unzulässigen Temperaturen bei Betriebsstörungen zu schützen, wird hinter dem UE3 in allen vier Strängen der Frischdampfleitung die Temperatur überwacht.

- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX2^{\circ}C$  an, wird zeitverzögert der Kesselschutz ausgelöst.
- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX3^{\circ}C$  an, wird unverzögert der Kesselschutz ausgelöst.

#### **Temperatur hinter Zwischenüberhitzer 1 (ZUE1) < MAX**

Um den ZUE1 Austritt vor unzulässigen Temperaturen bei Betriebsstörungen zu schützen, wird hinter dem ZUE1 in allen vier Strängen, vor ZUE Kühler, die Temperatur überwacht.

- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX2^{\circ}C$  an, wird zeitverzögert der Kesselschutz ausgelöst.
- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX3^{\circ}C$  an, wird unverzögert der Kesselschutz ausgelöst.

#### **Temperatur hinter Zwischenüberhitzer (ZUE2) < MAX**

Um den ZUE2 Austritt vor unzulässigen Temperaturen bei Betriebsstörungen zu schützen, wird hinter dem ZUE2 in allen vier Strängen der HZUE Leitung die Temperatur überwacht.

- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX2^{\circ}C$  an, wird zeitverzögert der Kesselschutz ausgelöst.
- Steigen die Temperaturen auf Werte >  $MAX3^{\circ}C$  an, wird unverzögert der Kesselschutz ausgelöst.

#### **Kondensatlevel im Entspanner < MAX**

Um zu verhindern, dass der Wasserstand im Entspanner (z. B. bei Ausfall beider Kondensatpumpen) unzulässig hoch ansteigt, wird der Wasserlevel im Entspanner überwacht.

- Steigt der Wasserlevel auf Werte >  $MAX2$  m an, wird unverzögert der Kesselschutz Ausgelöst und alle Abläufe in den Entspanner geschlossen.

### **Bereich Luftversorgung**

Zur Sicherstellung der Verbrennungsluft wird die allgemeine Feuerfreigabe mit folgenden Überwachungen ergänzt:

F Luft gesamt >18%

(Summe aller Einzellüfte aus Primärluft, Brennerluft und Oberluft)

DIN EN 12952-8 5.1.1 bzw. DIN EN 12952-9 7.1.7

### **Bereich Ölfeuer**

Sind alle Bedingungen aus dem Bereich Belüftung dem Bereich Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer und dem Bereich Luftversorgung erfüllt, sind damit die Bedingungen für Freigabe Feuer erfüllt. Dies ist Voraussetzung für den Start der Ölfeuerung.

Darüber hinaus sind in diesem Bereich die allgemeinen Kriterien für den Betrieb der Ölfeuerung mit Heizöl EL oder mit Slopöl zusammengestellt.

### **Slopölbrenner**

Zur Entsorgung von Slopöl sind zwei Ölbrenner zusätzlich mit entsprechenden Lanzen ausgerüstet. Diese Brenner werden als Druckzerstäuber mit konstanter Menge betrieben. Die Abschaltung der Brennstoffzufuhr erfolgt über 2 in Reihe geschaltete Schnellschlussventile. Zusätzlich werden die Ausblasventile (für den Ausblasvorgang als Brennstoffventile betrachtet) über entsprechende Kriterien verriegelt.

### **Bereich Kohlefeuer**

Der Bereich wird getrennt nach Start, Betrieb und eingeschränktem Betrieb betrachtet.

Für den Start und den Betrieb der Kohlefeuerung muss die allgemeine Freigabe Feuer erfüllt sein (alle Bedingungen aus dem Bereich Belüftung, dem Bereich Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer und dem Bereich Luftversorgung und es ist eine geeignete Mindestfeuerleistung erforderlich).

Für den Start und Betrieb der einzelnen Brennebenen sind unterschiedliche Kombinationen der Freigabekriterien Flammenwächter (Öl- oder Kohlefeuer) und Mindestfeuerleistung möglich. Diese sind für die einzelnen Brennebenen in den Anlagen „Feuerverriegelung der Ebene 10-50“ dargestellt.

Eingeschränkter bzw. kurzzeitiger Betrieb einer Mühle ist ohne Flammensignal der zugehörigen Brenner oder der anderen zur schnellen Abschaltung einer Mühle führenden Kriterien (siehe u. a. 3.9 Bereich Mühle) bei Erfüllung der hierzu erforderlichen Freigabekriterien möglich. Diese sind ebenfalls für die einzelnen Brennebenen in den Anlagen „Feuerverriegelung der Ebene 10-50“ dargestellt.

Während dieser eingeschränkten Betriebszeit ist automatisch das schnelle Abfahren der betreffenden Mühle durchzuführen, andernfalls erfolgt nach Ablauf dieser Zeit die sofortige Abschaltung (Not-Abschaltung).

Anhaltswert für den kurzzeitigen Betrieb ist 5 min.

Im Fall dass nur ein Frischlüfter oder ein Saugzug in Betrieb ist, wird die maximal mögliche Kesselleistung begrenzt (Kannlastfall). Dazu dürfen maximal 3 Mühlen in Betrieb sein. Sind bei Ausfall eines Frischlüfters oder Saugzugs 4 oder 5 Mühlen in Betrieb ist eine schnelle Abschaltung von ein bzw. zwei einzuleiten.

Bei Ausfall eines Primärluftgebläses dürfen ebenfalls maximal 3 Mühlen in Betrieb sein. Sind bei Ausfall eines Primärluftgebläses 4 oder 5 Mühlen in Betrieb ist eine schnelle Abschaltung von ein bzw. zwei einzuleiten.

### **Bereich Brennstoffhaup tabschaltung**

Die Heizölversorgungsleitung ist vor dem Eintritt ins Kesselhaus im Vor- und Rücklauf mit je einer Schnellschluss-Sicherheitsabsperreinrichtung ausgerüstet

### **Bereich DeNOx NH<sub>3</sub>-Eindüsung**

Die Freigabe der NH<sub>3</sub>-Eindüsung wird von folgenden Kriterien abhängig gemacht:

Not Aus Eindüsung NH<sub>3</sub>, NH<sub>3</sub> Konzentration über der Armaturenstation, Frischluft Mischluft

## **Bereich Slopöltank**

Im Bereich Slopöltank wird der maximale Füllstand überwacht.

Bei Erreichen des maximalen Füllstands wird der Slopölauf, durch Schließen des entsprechenden Ventils, gesperrt (Überfüllsicherung).

### **6.10.5.1.1. Ölfeuerung (HEL/HER-, Zünd- und Stützbrenner)**

Die Beschreibung der Feuerung erfolgt in Anlehnung an die DIN EN 12952-8 "Feuerungsanlagen für flüssige und gasförmige Brennstoffe".

#### **Ölversorgung und Druckerhöhungspumpstation**

Das System wird im Fließbild Ölfeuerung Versorgung (Anlagen zu Kapitel 6.13), beschrieben und beginnt 1m vor Kesselhaus mit der Hauptabspernung im Heizölvorlauf und Heizölrücklauf. Unmittelbar vor den Hauptabspernungen befindet sich ein Umpumpventil, welches bei Außentemperaturen < 5°C geöffnet wird und die Leitung bis zum Kesselhaus mittels Umwälzbetrieb warm gehalten wird. Eine Temperaturmessung alarmiert über eine zu niedrige Öltemperatur. Zwei, jeweils 100% Filter schützen die beiden 100% Druckerhöhungspumpen vor unzulässig großen Feststoffen.

Im Normalfall ist nur ein Filter in Betrieb, der Zweite dient als Reserve. Die Verschmutzung wird mittels eines Differenzdruckmanometers überwacht. Wird ein unzulässig hoher Druckverlust festgestellt erfolgt eine Alarmierung und es muss händisch zum Standby Filter umgeschaltet werden. Dies ist während des Betriebs möglich.

Der Brennstoff, leichtes Heizöl nach DIN 51603, wird über Druckerhöhungspumpen zu den Brennern gefördert. Im Normalfall ist eine Druckerhöhungspumpe in Betrieb. Der Pumpentyp ist eine Schraubenspindelpumpe. Diese Pumpe fördert bei konstanter Drehzahl nahezu immer den gleichen Volumenstrom. Zur Vermeidung von unerwünschten Rückströmen von Heizöl über die nicht im Betrieb befindliche Pumpe ist jeweils nach Pumpe ein Rückschlagventil installiert. Zum Schutz der Pumpe durch unzulässig niedrigen Vordruck (Kavitation in der Pumpe) befindet sich ein MIN Druckschalter in der Ansaugleitung jeder Pumpe. Zur früheren Erkennung einer solchen Situation wird der Vordruck vor Pumpe bei Unterschreitung eines MIN Wertes alarmiert. Fällt die sich im Betrieb befindende Pumpe aus, sinkt der Austrittsdruck. Bei Unterschreitung eines MIN Druckes, der über eine Druckmessung erfasst wird, wird die gestörte Pumpe abgeschaltet und die Standby Pumpe ohne Verzögerung eingeschaltet. Über die Druckmessung wird ein unzulässig hoher Druck nach Pumpe identifiziert, der zum Abschalten der Pumpen führt. Um einen gewünschten Druck nach Pumpe zu erzielen, wird dieser gemessen und mittels pneumatischen Druckhalteventils geregelt. Insbesondere beim Abschalten eines Ölbrenners kann es durch das Schließen der Schnellschlussventile zu einem deutlichen Anstieg des Druckes nach Pumpe kommen, weil das oben beschriebene Regelventil nicht schnell genug reagiert. Durch ein zusätzliches mechanisches Druckhalteventil im Bypass wird dieser Effekt kompensiert.

#### **Zünd- und Stützbrenner**

Die Kohlenstaubfeuerung erhält eine aus 30 Ölbrennern bestehende Zünd- und Stützfeuerung, die im Kernluftteil der Kohlenstaubbrenner eingebaut ist.

Die Ölfeuerungsleistung beträgt 35 % der maximalen Feuerungswärmeleistung. Sie wird genutzt zum Anfahren der Kesselanlage, zur Stützung des Kohlefeuers bei Schwachlast und, im Bedarfsfall, als Ersatzleistung bei Ausfall einer Kohlemühle.

Jeder Ölbrenner besteht im Wesentlichen aus der im Kernluftrohr eingebauten Öldruck-/Dampfdruck-Zerstäuberlanze und der elektrischen Zündeinrichtung.

Die Zerstäubung des Leichtöles erfolgt nach dem Prinzip der Dampfzerstäubung, so dass der Brenner einen großen Regelbereich abdeckt. Die Brennerlanze enthält getrennte Öl- und Dampfrohre.

In der Öldüse trifft der Dampf in einzelnen am Umfang verteilten y-artig angeordneten Bohrungen auf das Heizöl und zerstäubt durch die Expansion des Dampfes am Austritt das Heizöl in feinste Tröpfchen.

Die mittels Flammwächter überwachte Ölflamme wird rein elektrisch gezündet. Hierzu wird die Zünderspitze der Hochspannungs-Impulsanlage in den Sprühkegel der Ölbrennerdüse geführt und nach Flammenrückmeldung automatisch zurückgefahren.

Die Zerstäuberlanzen und die elektrischen Zündeinrichtungen werden mit pneumatischen Stellzylindern ein- und ausgefahren.

Die Ölmengen werden an jedem Brenner gemessen und über das 2. Schnellschlussventil in der Armaturenstation geregelt.

Bei Außerbetriebnahme sowie vor der Inbetriebnahme von Ölbrennern, wird die Öllanze mit Dampf ausgeblasen.

### **Zerstäuberdampfsystem**

Die Zerstäuberdampfleitung teilt sich in Dampfflussrichtung in die fünf Brennebenen auf. Von jedem der Leitungsstränge führen Sticheleitungen (pro Ebene sechs) zu den Brennern. Die Sticheleitungen versorgen jeden einzelnen Brenner mit Zerstäuber- und Ausblasdampf.

Der Zerstäuberdampfdruck wird mit Hilfe eines Druckreglers auf einem konstanten Druck gehalten, und die Zerstäuberdampf Temperatur wird mittels einer Einspritzstation auf die erforderliche Temperatur abgekühlt.

### **Steuerluftsystem**

Zur Bereitstellung einer ausreichenden Steuerluftmenge werden 3 Kompressoren (je 50% Kapazität) installiert. Die Steuerluft wird in einem Steuerlufttank gespeichert und mittels Kältetrockner getrocknet. Das entstehende Kondensat wird mittels Kondensomat abgeleitet und zusammen mit dem Kondensat aus dem Zerstäuberdampfsystem abgeführt. Der Druck wird mittels Manometer überwacht und als Schutzkriterium in der Brennerverriegelung verarbeitet. Mit einem Manometer wird vor Erreichen des Abschalt drucks ein Alarm erzeugt.

Der Druck im Steuerlufttank wird mittels Manometer gemessen.

Ein Kompressor wird bei Druck < MIN im Druckbehälter gestartet und bei Erreichen eines Drucks > MAX abgeschaltet. Sollte ein Kompressor nicht ausreichend sein, um den notwendigen Druck zu erzeugen, wird der zweite Kompressor gestartet.

Die Steuerluft verteilt sich durch ein Leitungssystem zu folgenden pneumatischen Antrieben:

- Öldruckhaltestation und Zerstäuberdampfeinspritzstation
- Absperrventil der Slopölleitungen zum Slopöltank
- Feuerraumüberwachungskameras
- Verteilung auf die fünf Brennebenen und von dort aus auf die je sechs Brenner. An jedem Brenner werden hiermit die Ventilantriebe und die pneumatischen Stellzylinder der Zerstäuber- und Ausblasdampfleitung, der Öllanzen-, Zündlanzen- und Slopöllanzen-Steuerzylinder angesteuert.
- Ventile zur Mühlenbedampfung an jeder Mühle
- Stellantriebe der Spülluftklappen bei der Mühlenbekohlung

### **Kühlluftsystem**

Die Kühlluftversorgung der Öl-Feuerung erfolgt aus einem zentralen Luftversorgungssystem mit zwei 100 %-Kühlluftgebläsen. Vor die Gehäuse sind Schalldämpfer und Filter montiert.

Die Kühlluft teilt sich von der Hauptleitung nach den Gebläsen auf die fünf Brennebenen auf. Von diesen werden die Flammenwächter an den Brennern und die Öl- und Zündlanzen mit Kühl- und Sperrluft versorgt.

### **Slopöl**

Das aus Entleerungsmaßnahmen anfallende Leichtöl aus Rohrleitungen wird über ein separates Leitungssystem einem doppelwandigen Sammelbehälter (Slopölbehälter), Ausführung nach DIN 6616, zugeführt. Das Slopöl kann Kondensat enthalten.

Das Slopöl kann:

- mittels einer Pumpe (Slopölpumpe) mit dem erforderlichen Druck, über je zwei Schnellschlussventile zu den Slopöl-Druckzerstäuberlanzen gefördert werden. Bei Außerbetriebnahme sowie vor der Inbetriebnahme von Ölbrennern wird die Slopöllanze mit Dampf ausgeblasen. Diese Lanzen sind in zwei

Brennern parallel zu den vorhandenen Leichtöllanzen installiert. Der Einsatz der Lanzen erfolgt nur, wenn mindestens 3 von fünf Mühlen in Betrieb sind.

- über eine Bypass-Leitung mit Absperrventilen und einer Tankwagenkupplung in einen Tankwagen entsorgt werden.
- über eine Bypass-Leitung mit Absperrventil mittels Slopölpumpe in den Heizölrücklauf zum Lagertank gefördert werden.

Die Hauptabsperrarmaturen dieser drei Förderwege sind über Endschalter gekoppelt, so dass immer nur ein Förderweg frei geschaltet ist.

### **Ausrüstung und Sicherheit**

Der Aufbau der Ölfeuerungsanlage erfolgt unter Beachtung der DIN EN 12952-8. Die Zünd- und Stützbrenner sind als automatische Brenner im Sinne der DIN EN 12952-8 Kapitel 3.2 ausgeführt.

Zur Überwachung der Ölbrennerflamme ist jedem Brenner ein bauteilgeprüfter UV-Flammenfühler zugeordnet. Diese sind gemäß DIN 4787 selbst prüfend und für den Dauerbetrieb zugelassen. Nach Erlöschen der Flamme bzw. bei unzureichendem Flammenwächtersignal wird die Öl-Doppelabsperrung vor dem Brenner geschlossen und dadurch die Brennstoffzufuhr zu dem Brenner sofort unterbrochen.

Gleichzeitig wird die Überwachung des Zerstäuberdampf- und Steuerluftdrucks sowie das Brennstoff – Luftverhältnis und die maximale Brennerleistung in die Sicherheitsverriegelung einbezogen.

Die Absperrreinrichtungen vor den Brennern für den Öl- und Slopölbetrieb sind nach DIN EN 264 geprüft und bestehen jeweils aus zwei Schnellschlussventilen mit zwei elektro-pneumatisch betätigten Kolbenantrieben.

Diese schließen bei Ausfall oder Abschaltung der Steuerluft unmittelbar über die Federrückstellung. Das, in Strömungsrichtung gesehen, zweite Leichtöl - Schnellschlussventil ist zugleich für die Ölmengenregelung ausgelegt.

Die Slopöl - Brennerlanzen werden als reine Druckzerstäuber betrieben.

Nach durchgeführter Kesselbelüftung sind bis zum gesicherten Betrieb von mindestens einem Ölbrenner (Ablauf der Zündbereitschaftszeit), eine noch zu bestimmende Anzahl von Zündversuchen möglich.

Zündet ein Brenner nicht, wird der Zündvorgang mit einem anderen Ölbrenner fortgeführt. Die nicht gezündeten Ölbrenner werden erst mit dem Signal „Feuer Ein“ ausgeblasen. Die Ausblasvorgänge sind als Zündversuche zu zählen.

Die elektrische Zündeinrichtung ist während des Ausblasvorganges in Betrieb.

Nach dem Ausblasvorgang, bei dem die verbliebene Ölmenge aus der Zerstäuberlanze geschoben wurde, wird durch weiteres Dampfblasen der Ölweg der Lanze von Ölresten gereinigt.

Das Einfahren der Öl-Zerstäuber oder der Slopöl-Zerstäuber wird mit Endschaltern überwacht.

Der Ausfall der Kühl- bzw. Sperrluft wird während des Brennerbetriebes signalisiert. Die Flammenwächter dürfen nicht längere Zeit ohne Kühlluftversorgung sein.

Die schematische Darstellung der Ölversorgung zu den Einzelbrennern sowie die Einzelbrenner selbst zeigen die folgenden Schemata:

	Zeichnungs-Nr.	Kapitel-Nr.
Ölfeuerung Versorgung	16-99-IB01-00001	6.13
Brennstoffverteilung Heizöl	16-99-IB01-00002	6.13
Heizölbrenner (mit zusätzlicher Slopöllanze)	16-99-IB01-00003	6.13

### **Verriegelungskriterien (Zünd- und Stützbrenner und Slopölbrennerlanzen)**

Siehe dazu Kapitel 6.10.5.1 Anlagen- und Verfahrensbeschreibung.

### **Regelung von Brennstoff und Luft**

Brennstoffseitig werden die Ölbrenner einzeln geregelt. Die Ölmengen werden zu Regelungszwecken an jedem Brenner gemessen. Luftseitig werden die Brenner ebenfalls einzeln gemessen und einzeln geregelt.

#### **6.10.5.1.2. Beschreibung der Kohlefeuerung**

Die Beschreibung der Feuerung erfolgt in Anlehnung an die DIN EN 12952-9 "Staubfeuerungsanlagen". Die Schaltung kann dem Schema Übersicht Feuerungssystem (Z.-Nr.: 06-99-IB01-00001; Kapitel 6.13 Anlagen zu Kapitel 6) entnommen werden. Die verfahrenstechnischen Daten basieren auf der festgelegten Garantiekohle.

#### **6.10.5.1.3. Gesamtverfahren**

Die Kesselanlage wird mit einer direkt einblasenden Steinkohlen-Staubfeuerung und trockenentaschter Brennkammer mit darunter angeordnetem Nassentschlacker ausgerüstet. Die insgesamt 30 NO<sub>x</sub>-armen Drallstufen (DS)-Brenner werden von fünf Walzenschüsselmühlen, Typ MPS 255, mit Kohlenstaub versorgt. In ihnen wird die Kohle vermahlen, getrocknet und gesichtet. Die Brenner sind in fünf Ebenen, in der Höhe versetzt, auf der Kesselvorderwand (Brennerwand 1) in 3 Ebenen und der Kesselrückwand (Brennerwand 2) in 2 Ebenen angeordnet. Jeweils sechs nebeneinander liegende Brenner bilden eine Ebene und sind über Kohlenstaubeinzelleitungen mit der entsprechenden Mahlanlage verbunden.

Zur Erhöhung der Sauerstoffkonzentration im seitenwandnahen Bereich wird jedem Brenner eine Seitenwandluftdüse zugeordnet. Die insgesamt sechs Seitenwandluftdüsen jeder Ebene werden allerdings nur neben den wandnahen Brennern auf der Vorder- und Rückwand angebracht.

Zur maximalen NO<sub>x</sub>-Reduktion wird ein einstufiges Oberluftsystem mit jeweils sechs verstellbaren Doppeldüsen auf der Kesselvorder- (Brennerwand 1) und Rückwand (Brennerwand 2) vorgesehen. Dies ermöglicht den nahstöchiometrischen Betrieb der Kohlenstaubbrenner im gesamten Lastbereich.

Die im Feuerraum anfallende heiße Asche wird im Nassentschlacker abgekühlt und mittels eines Unterwasserkratzers einem Entwässerungssieb zugeführt. Größere Ascheanteile werden vorher abgesiebt und zunächst in einem Brecher zerkleinert, bevor auch diese Asche entwässert wird. Im Anschluss wird die Asche auf ein Förderband abgeworfen und einem Tagesbunker zur Zwischenlagerung zugeführt.

Das Verbrennungsluftsystem ist zweistraßig ausgeführt. Die erforderliche Luft wird von beiden Frischluftgebläsen aus dem Kesselhaus bzw. aus dem Freien angesaugt. Nach den Frischlüftern erfolgt die Abzweigung der Primärluft, die über die beiden Mühlenluftgebläse (Druckerhöhungsgebläse) zu den Mühlen geleitet wird. Vor den Mühlen wird die Primärluft in den beiden Regenerativ-Luftvorwärmern aufgeheizt und anschließend in einem gemeinsamen regelbaren Wärmetauscher (Mühlenluftwärmetauscher) den erforderlichen Betriebsbedingungen angepasst.

Im Bedarfsfall kann der Mühlenluftwärmetauscher außer Betrieb genommen werden. Die dann zur Regelung der Mühlenaustrittstemperatur erforderliche Kaltluft wird primärseitig vor den beiden Regenerativ-Luftvorwärmern entnommen und vor Mühle der heißen Primärluft zugemischt.

Der verbleibende Hauptteil der durch die Frischlüfter angesaugten Verbrennungsluft, auch Sekundärluft genannt (ca. 80 %) strömt nach der Abzweigung der beiden Primärlüfte zur Vorwärmung über die Dampf-Luftvorwärmer und weiter zu den Regenerativ-Luftvorwärmern. Die Sekundärluft wird nach den Regenerativ-Luftvorwärmern den einzelnen Kohlenstaubbrennern, den Wandluftdüsen sowie den Oberluftdüsen zugeführt.

Das im Feuerraum entstehende Rauchgas durchströmt den Dampferzeuger und wird über die DeNO<sub>x</sub>-Anlage und die Regenerativ-Luftvorwärmer zum E-Filter geleitet.

Zum Anfahren sowie zur Stützung des Kohlefeuers bei Betriebsstörungen im Mühlenystem ist die Leichtöl-Zünd- und Stützfeuerung vorgesehen. Druckerhöhungspumpen fördern das Leichtöl zu den Öllanzen, die zusammen mit den Zündlanzen in den Kohlenstaubbrennern integriert sind. Die erforderliche Verbrennungsluft wird über die Luftleitungen der Kohlenstaubbrenner zugeführt.

##### **6.10.5.1.3.1. Kohlenstaubbrenner mit Seitenwandluft- und Oberluftsystem**

Die Kohlenstaubbrenner sind als Drall-Stufen-Brenner (DS-Brenner) ausgeführt. Der DS-Brenner besteht aus folgenden Hauptkomponenten:



- der zentralen Ölbrenner- und Zündlanze,
- dem Kernluftrohr,
- dem Primärrohr mit verstellbarem Drallkörper und anschließender Primärdüse mit integriertem Stabilisierungsring und Sekundärluftabweiskehle,
- dem Sekundärluftrohr mit verstellbaren Axialdrallschaufeln und Tertiärluftabweiskehle am Austritt,
- dem Tertiärluftrohr mit verstellbaren Axialdrallschaufeln und Anschluss an den Brennerrohrkorb (Brennerkehle).

Jedem DS-Brenner ist eine Seitenwandluftdüse zugeordnet.

Die Sekundär-, Tertiär-, Kern- und Wandluftzufuhr wird je DS-Brenner gemessen, die Luft zum Brenner wird über eine Regelklappe geregelt und die Wandluft über Trimmklappen eingestellt. Durch Sekundär-, Tertiär-, Kern- und Wandluft wird oberhalb Brenner eine Luftzahl von größer 1,0 erreicht.

Die restliche Luftmenge wird über eine Oberlufltebene in den Feuerraum eingebracht. In dieser Oberlufltebene wird die Luftzahl auf 1,15-1,17 bei 100 % Dampferzeugerlast erhöht.

Durch das Zusammenwirken von Abweiskehlen und aufgeprägtem Drall werden Sekundär- und Tertiärluft zunächst nach außen hin abgelenkt und nehmen dadurch weder an der Zündung noch an der Pyrolyse teil. Diese beiden Brennerluftströme mischen erst, örtlich und zeitlich versetzt, weiter stromabwärts ein, so dass die unterstöchiometrische Atmosphäre in der Primärreaktionszone des Brenners möglichst lange erhalten bleibt, auch wenn der Brenner überstöchiometrisch bzw. nahstöchiometrisch betrieben wird.

Dadurch wird es möglich, die flüchtigen Bestandteile der Kohle kontrolliert, unter sauerstoffarmen Bedingungen entgasen und reagieren zu lassen, so dass die NO<sub>x</sub>-Bildung bereits in der Flamme stark eingeschränkt und somit die Gesamtemission der Feuerung deutlich reduziert wird.

Die sich durch die besondere Gestaltung der DS-Brenner ergebenden stabilen Sekundär- und Tertiärluft-Drallströmungen, bewirken eine Sauerstoffanreicherung der äußeren Flammenzonen mit positiver Auswirkung auf die Feuerraum-Wandatmosphäre.

Die spätere Zugabe der Oberluft gewährleistet den vollständigen Ausbrand von CO und Kokspartikel vor dem Eintritt der Rauchgase in die Konvektivheizflächen. Durch diese Maßnahme wird die gesetzlich zulässige CO-Emission sicher eingehalten. Die zulässige NO<sub>x</sub>-Emission wird durch eine DeNO<sub>x</sub>-Anlage sichergestellt, wobei durch die DS-Brenner niedrige NO<sub>x</sub>-Gehalte als Eingangswerte in den Katalysator eingehalten werden.

Die Optimierung des Lufthaushaltes und der Verbrennungsqualität wird von einer lastabhängigen Brennstoff-Luft-Verhältnisregelung mit überlagerter O<sub>2</sub>-Regelung sichergestellt.

Aufgrund der hohen Zündstabilität der DS-Brenner besitzt die Feuerungsanlage des Dampferzeugers ein ausgeprägtes, stabiles Teillastverhalten. Im reinen Kohlebetrieb (ohne Stützfeuer) kann der Kessel mit min. Last von 25% betrieben werden.

Die Brennerluft besteht aus der Kern-, Primär-, Sekundär- und Tertiärluft sowie der Seitenwandluft. Die Primär- Sekundär- und Tertiärluftmengen werden in Abhängigkeit von der Mühlenleistung geregelt. Die Verbrennungsluft wird überwiegend als Sekundär- und Tertiärluft dem Brenner zugeführt. Bei Laststeigerungen wird immer ein Luftvorhalt gefahren, so dass es nicht zu einem unzulässigen Brennstoff-/Luftverhältnis an den Brennern kommen kann.

Die Oberluftmengen werden in Abhängigkeit von der Dampferzeugerleistung gefahren. Die Auslegung der Oberluftdüsen gewährleistet ausreichende Impulsverhältnisse und Eindringtiefen für das Einmischen der Oberluft in die Rauchgasströmung.

Bei außer Betrieb befindlichen Brennern werden die Verbrennungsluftregelklappen in Kühlluftstellung gefahren, so dass noch ca. 20 % der Volllastmenge als Kühlluft austritt.

In jeder Kohlenstaubleitung vor Brenner ist ein kombinierter Kühlluft-/ Absperrschieber angeordnet, der bei abgeschalteter Mühle den Staubweg verschließt und einen Kühlluftweg öffnet, so dass das Primärrohr mit Luft zur Kühlung beaufschlagt wird.

Die Flammenüberwachung im Ölbetrieb erfolgt durch einen UV Flammenfühler, der auf der Kopfplatte des Kernluftrohres angebracht ist. Der Kohlebetrieb wird mit einem IR Flammenfühler überwacht. Dieses Gerät ist am Brennerluftgehäuse angeordnet. Die Flammenüberwachung erfolgt durch den Sekundärbereich des Brenners.

Die eingesetzten DS-Brenner erfüllen die Forderungen der DIN EN 12952-9.

#### 6.10.5.1.4. Mahlanlage

Die Aufbereitung (Zerkleinerung, Trocknung, Förderung, Sichtung und Verteilung) der Kohle zu brennfertigem Staub erfolgt in vier Walzenschüsselmühlen vom Typ MPS 255.

Mit einem Motor wird über das Getriebe eine Mahlschüssel mit auswechselbaren Mahlschüsselsegmenten angetrieben. Das vom Zuteiler durch einen Fallschacht zentrisch auf die rotierende Mahlschüssel aufgegebenes Mahlgut wird durch Fliehkraft in die Mahlbahn getragen und dort von den 3 ortsfesten Mahlwalzen überrollt. Die Mahlkraft wird durch ein hydropneumatisches Federsystem erzeugt.

Das hydropneumatische Mahlkraftsystem besteht aus drei parallel arbeitenden Hydraulikzylindern, die jeweils über eine Zugstange einen starren Spannrahmen nach unten ziehen. Die an dem Spannrahmen befestigten Mahlwalzen werden auf diese Weise gegen die Kohleschicht auf der Mahlschüssel gepresst. Die Fremdkraft wird über ein Hydraulikaggregat erzeugt.

Mit dem hydropneumatischen Mahldrucksystem wird die aktuelle Mahlkraft in Abhängigkeit von der Mühlenbelastung eingestellt. Hohe Kohledurchsätze erfordern eine hohe Mahlkraft (hohen Öldruck), bei geringeren Durchsätzen wird eine entsprechend geringere Mahlkraft (geringer Öldruck) gefahren.

So wird in Abhängigkeit der Zuteiler- Drehfrequenz jeweils die optimale Mahlkraft eingestellt.

Der Mahltrocknungsvorgang erfolgt nach dem Luftstromprinzip. Die heiße Primärluft tritt rund um die Mahlschüssel durch den Düsenring in den Mahlraum ein und übernimmt die Trocknung und den Transport des gemahlene Gutes zum oberhalb des Mühlengehäuses angeordneten elektrisch angetriebenen Lamellen-Sichter. Hier findet die Trennung des Grobkorns von dem Feinkorn statt. Der aus der Mühle aufsteigende Staub-Luft-Strom wird, nachdem dieser die Schwerkraftsichtzone passiert hat, umgelenkt. Durch den rotierenden Lamellenkorb wird eine radial wirkende Kraft auf die im Tragluftstrom befindlichen Feststoffteilchen übertragen, welche die groben Staubteilchen aus ihrer bisherigen Strömungsrichtung ablenkt und nach Außen zurücktreibt.

Dort gelangen die groben Körner in ein abwärts gerichtetes Strömungsfeld, welches sie über den trichterförmigen Gieß-Rücklauf mittig in die Mahlschüssel zurück zur Nachzerkleinerung transportiert. Die Trenneigenschaften des Lamellensichters werden durch die veränderliche Drehfrequenz des Rotors bestimmt. Der Fertigstaub verlässt den Sichter über 6 Staubeinzelleitungen, die zu den Brennern führen.

Jede Mühle ist mit einem Sperrluftgebläse ausgerüstet und versorgt die Mahlwalzen, die Sockelbodenabdichtung, die Gehäusedurchtritte der Spannzüge und den rotierenden Sichter mit Sperrluft und verhindert so das Eindringen von Kohlenstaub in die Mahlwalzenlager sowie das Austreten von Kohlenstaub aus der Mühle in die Atmosphäre. Die Aufteilung der Sperrluft erfolgt über Drosselklappen. Der notwendige Betriebsdruck der Sperrluft wird mit einem Druck-Messsystem überwacht.

Der Dampferzeuger ist mit 5 Kohlemühlen ausgerüstet.

Die Mühlen sind so ausgelegt, dass der Brennstoffmassenstrom, der zur Erzeugung der höchsten Dauerleistung und zur Einhaltung der gewährleisteten Laständerungsgeschwindigkeiten erforderlich ist, bei Einsatz von allen Mühlen unter folgenden Voraussetzungen, vermahlen wird:

- ungünstigste Kohle des Brennstoffbandes
- Ende der Reisezeit der Dampferzeuger-Anlage
- bis zum Ende der Laufzeit der Mühlen-Verschleißteile
- ungünstigstes Mahlverhalten der Mühlen im Hinblick auf Einhaltung der feuerungstechnischen und emissionsseitigen Beschaffenheitsmerkmale
- Wasserlanzenbläser und/oder Russbläseranlage im Betrieb
- Anpassung der Regelreserve an die DVG-Forderung
- Laständerungen

Der Regelbereich der Mühlen ist dabei so groß, dass mit allen Mühlen eine Dampfleistung von 50 % oder weniger und bei 2-Mühlenbetrieb eine Dampfleistung von 25 % oder weniger bei stabiler Kohlefeuerung (d.h. ohne Ölstützfeuer) erzeugt wird.

Bei einem Einsatz von heizwertreicher Kohle ( $H_u > 25 \text{ MJ/kg}$ ) wird die maximale Dampferzeugerlast am Ende der Reisezeit auch mit n-1 Mühlen ohne Ölzusatzfeuer gefahren.

Die Mühlen sind explosionsdruckstoßfest für 1 bar Überdruck ausgelegt (TRD 423 bzw. DIN EN 12952 Teil 9).

Während des An- und Abfahrens der Kohle-Mühle wird diese, entsprechend den internationalen technischen Regeln, mit Dampf inertisiert (Sauerstoffgehalt  $< 12\%$ ).

Dampfparameter: max. 12 bar, 250°C

Bedampfungszeit:

ca. 2 Minuten beim Start der Mühle,

ca. 4 Minuten beim normalen Abfahren der Mühle, bzw. beim beschleunigten AUS.

ca. 8 Minuten beim NOT AUS der Mühle.

#### 6.10.5.1.5. Allgemeine Beschreibung des Kessels

Die wasser-/dampfseitige Schaltung ist in den R&I - Schemata

Zeichnungs-Nr.

Übersichts-Schema 01-99-IB01-00002

Wasser/Dampf System

Eco-Verdampfer 01-99-IB01-00001

Überhitzer Blatt 1 01-04-IB01-00001

Überhitzer Blatt 2 01-04-IB01-00002

Zwischenüberhitzer 01-05-IB01-00001

und die Anordnung der Heizflächen in den Kesselzeichnungen

Zeichnungs-Nr.

Kessel Längsschnitt 01-99-IC02-00001

Kessel Querschnitt 01-99-IC02-00002

Kessel Längs- und Querschnitt Oberteil 01-99-IC02-00003

Dargestellt (Kapitel 6.13).

Der Dampferzeuger ist ein Zwangsdurchlaufkessel in Turmbauweise. Er ist als voll verschweißter Kessel mit rauchgasdichten Membranwänden ausgeführt. Die Dampfparameter sind überkritisch.

Das von der Feuerung erzeugte Rauchgas durchströmt den Dampferzeuger von unten nach oben.

Der untere Teil, der Feuerraum, ist frei von Einbauten. Die Wärmeabgabe erfolgt vor allem durch Strahlung an die als Verdampfer geschalteten Umfassungswände. Am Ende des Feuerraums ist das Rauchgas auf ca. 1300 °C (bei 100 % DE-Last) abgekühlt.

Der obere Teil des Dampferzeugers enthält Bündel-Heizflächen, die vom Rauchgas im Wesentlichen konvektiv beheizt werden. Die Heizflächen sind als Überhitzer, Zwischenüberhitzer und Economiser (Eco) geschaltet.

Nach Durchströmen des Eco wird das Rauchgas um 180° umgelenkt und nach unten in den Leerzug zur DeNOx-Anlage und danach zum Regenerativ-Luftvorwärmer geleitet.

Das Speisewasser durchströmt zunächst den Eco im Gleichstrom zum Rauchgas, wird dann über die Falleitung nach unten geführt, wo es in die schraubenförmig gewickelten Verdampfer-Rohrwände des Feuerraumes eintritt. Am Ende der Schraube liegt das Medium im dampfförmigen Zustand vor und wird den vier oberhalb des Eco angeordneten Abscheidern zugeführt. Hier wird das beim Anfahren und im Teillastbereich < 35 % enthaltene Wasser vom Dampf separiert und über die Wasserstandsflasche abgeleitet.

Über die äußeren Tragrohre wird das in Druck und Temperatur ausgeglichene Medium in die Vertikalberohrung der Kesselwand geleitet. Die dreistufige Überhitzung des Dampfes erfolgt zunächst in der aufwärts durchströmten Vertikalberohrung (Überhitzer 1.1) mit anschließender, abwärts gerichteten Durchströmung der beheizten Tragrohre, an welchen die Bündelheizflächen aufgehängt und die im unteren Teil als Tragrohrschott ausgebildet sind (Überhitzer 1.2). Danach durchläuft der Dampf in das Bündelheizflächenpaket des Überhitzers 2 im Gegenstrom sowie den Überhitzer 3 als HD-Endstufe im Gleichstrom zum Rauchgas. Zwischen den Überhitzerstufen 1.2 und 2 sowie zwischen 2 und 3 sind Einspritzkühler zur Temperaturregelung angeordnet.

Der überhitzte Hochdruck-Dampf (Frischdampf) verlässt den Dampferzeuger und kehrt nach Teilexpansion im Hochdruckteil der Turbine als kalter Zwischenüberhitzungsdampf zurück. Er wird im zweistufigen Zwischenüberhitzer erneut überhitzt und zwischen den beiden Zwischenüberhitzerstufen mittels Einspritzung auf Austrittstemperatur geregelt. Der HZÜ-Dampf strömt dann zum Mitteldruck- bzw. Niederdruckteil der Turbine.

#### **Speisewasser- und Frischdampfsystem (Hochdruck)**

Das Speisewasser tritt zweiseitig axial in den Eintrittsverteiler des Economisers ein und durchströmt die aus Rippenrohren bestehenden Rohrschlangen im Gleichstrom zu den Rauchgasen bis zum Austrittssammler, der beidseitig axial abgeströmt wird. Von hier aus gelangt das Wasser über Verbindungsleitungen, einem T-Stück, einer Falleitung, einem Sternverteiler und mehreren Verbindungsleitungen zu den Eintrittsverteilern der Verdampferschraube, die axial angeströmt werden.

Zur Stabilisierung der Verdampferdurchströmung erfolgt nach ca. 2/3 der Schraubenwicklung eine Aufweitung des Strömungsquerschnitts der Rohre.

Nach Durchströmen des gewickelten Feuerraumtrichters und der als Schraubenberohrung ausgebildeten Wände des Feuerraums wird das Medium im zweigeteilten Ringsammler zusammengeführt. Zwei radial abgehende Verbindungsleitungen führen über Sternverteiler zu den vier Abscheidern mit je vier Austrittsleitungen. Durch eine entsprechende Zuordnung der Verbindungsrohre wird eine gleichmäßige Beaufschlagung der an der Vorderwand oberhalb des Economisers angeordneten Abscheider erzielt.

Der die Abscheider verlassende Dampf strömt über die äußeren Tragrohre zu den vier radial angeströmten Verteilern der Verdampferwand, wobei der Dampf über drei in Reihe geschaltete Sternverteiler gleichmäßig aufgeteilt wird. Die Vertikalberohrung bildet den oberen Teil des Feuerraums sowie die Umfassungswände des Konvektionsteils des Dampferzeugers und wird, als Überhitzer 1.1 geschaltet, aufwärts durchströmt. Im unteren Teil beträgt die Membranwandteilung 60 mm, im oberen Teil 120 mm. Der Teilungssprung der Senkrechtberohrung erfolgt über ein Gabelstück (Schmiedestück) nach Überhitzer 2. Der Dampf wird über einem zweigeteilten Ringsammler auf die radial abgehenden Verbindungsleitungen zu den zwei axial angeströmten Tragrohrverteilern geleitet. Die Tragrohre werden abwärts durchströmt, bilden unterhalb des End-Überhitzers den Tragrohrschirm und stellen somit den Überhitzer 1.2 dar.

Die an der Kesselvorderwand angeordneten Austrittssammler werden axial abgeströmt und der Dampf wird viersträngig zu den axial angeströmten Verteilern von Überhitzer 2 geleitet. In jeder der vier Verbindungsleitungen ist ein Einspritzkühler angeordnet.

Der Überhitzer 2 ist im Gegenstrom zu den Rauchgasen geschaltet. Über Verbindungsleitungen werden die Überhitzerstränge im Rauchgasstrom zwischen Überhitzer 2 und Überhitzer 3 gekreuzt. Der Überhitzer 3 ist im Gleichstrom zu den Rauchgasen geschaltet.

Die vier Kühler der zweiten Einspritzstufe sind in den Verbindungsleitungen zwischen Überhitzer 2 und der HD-Endstufe angeordnet.

Für die Absicherung des Hochdruckteils des Dampferzeugers gegen Drucküberschreitung sind vier kombinierte HD-Umleitstationen mit Sicherheitsfunktion am HD-Austritt angeordnet.

### **Zwischenüberhitzersystem (ZÜ)**

Das Zwischenüberhitzersystem besteht aus zwei Stufen mit zwischengeschalteten Einspritzkühlern zur Temperaturregelung. Es ist viersträngig ausgeführt.

Die vier Verteiler des Zwischenüberhitzers 1 (ZÜ1) werden von zwei Verbindungsleitungen der kalten ZÜ-Leitung einseitig axial angeströmt.

Der Dampf durchströmt das ZÜ1-Bündel im Gegenstrom zu den Rauchgasen.

Über vier Verbindungsleitungen mit eingebauten Einspritzkühlern gelangt der Dampf zu den vier axial angeströmt Verteilern des Zwischenüberhitzers 2 (ZÜ2). Der ZÜ2 wird im Gleichstrom zu den Rauchgasen durchströmt.

Durch entsprechende Führung der Verbindungsleitungen zwischen den ZÜ1-Austrittssammlern und den ZÜ2-Eintrittsverteilern wird eine Kreuzung der Dampfstränge im Rauchgasstrom erreicht.

Der Dampf der heißen ZÜ wird über vier Leitungen, die im weiteren Verlauf zu zwei Leitungen zusammengeführt werden, zum MD-Teil der Turbine geleitet.

Die Druckabsicherung des Zwischenüberhitzers erfolgt durch vier Sicherheitsventile am Austritt des Systems.

### **Anfahr- und Schwachlasteinrichtung**

#### Umwälzkreislauf

Das Durchlaufsystem bestehend aus Economiser, Verdampfer und Abscheider wird sowohl während des Anfahrens als auch bei Schwachlastbetrieb mit Hilfe der Umwälzpumpe im Zwangsumlauf betrieben. Das während dieser beiden Betriebszustände aus dem Verdampfer austretende Wasser-/Dampfgemisch wird in den vier Abscheidern getrennt.

Der Dampf strömt zum Überhitzer, das Wasser wird von den Abscheidern mit jeweils einer Leitung zur Wasserflasche geführt. Von hier gelangt das Siedewasser über die Pumpensaugleitung zur Umwälzpumpe und wird dem Speisewasserstrom über die Pumpendruckleitung vor Eco wieder zugeführt.

Zum Umwälzsystem gehören im Wesentlichen folgende Komponenten:

- vier parallele Wasser-/Dampf-Trenngefäße (Abscheider) und eine Wasserflasche,
- eine Saugleitung mit Ecksieb,
- eine stopfbuchslose 40 % Umwälzpumpe,
- eine Mindestmengenleitung,
- eine Einspritzleitung zur Unterkühlung der Wassersäule in der Pumpensaugleitung (NPSH-Einspritzung),
- eine Druckleitung mit Umwälzmengenregelventil, Mengemessung und Rückschlagklappe,
- ein Warmhaltesystem zur Vermeidung von Thermoschocks.

#### Umwälzpumpenmindestmenge

Über die Mindestmengenleitung wird die Umwälzpumpenmindestmenge von der Pumpendruckleitung zur Flasche geführt.

Die Mindestmenge wird während des Umwälzbetriebes im Kreislauf gefahren. Sie nimmt nicht am Verdampferdurchfluss teil und ist nur im oberen Umwälzlastbereich und beim Start der Umwälzpumpe in Betrieb. Die Mindestmenge wird mit Hilfe eines Drosselventiles eingestellt.

Ist der Hauptstrom größer oder gleich der Mindestmenge wird die Mindestmengenleitung abgesperrt. Bei einem Hauptstrom kleiner der Mindestmenge wird sie geöffnet.

#### Warmhaltung Umwälzeinrichtung

Zur Warmhaltung der Umwälzeinrichtung wird im Bensonbetrieb aus der Verbindungsleitung zwischen Eco und Verdampfer ein kleiner Teilstrom Wasser entnommen und der Umwälzdruckleitung zugeführt. Das

Wasser strömt kontinuierlich in umgekehrter Richtung durch die Umwälzpumpen- und Mindestmengenleitung in Richtung Wasserflasche.

Um ein Überspeisen zu verhindern wird der Warmhaltestrom der Wasserflasche entnommen und über eine Leitung zu den Einspritzkühlern 2 geführt und dort über separate Düsen eingespritzt.

#### Schnellabblasseinrichtung

Die Schnellabblasseinrichtung besteht aus:

- der Abblasseleitung, die sich vor Eintritt in den atmosphärischen Entspanner in zwei Leitungen verzweigt,
- den Absperrschiebern und den Schnellablassregelventilen die unmittelbar vor dem Eintritt in den Entspanner angeordnet sind,
- ein Warmhaltesystem zur Vermeidung von Thermoschocks.

#### Warmhaltung Schnellabblasseinrichtung

Zur Warmhaltung der Schnellabblasseinrichtung wird im Bensonbetrieb aus der Verbindungsleitung zwischen Eco und Verdampfer ein kleiner Teilstrom Wasser entnommen und der Schnellabblasseinrichtung zugeführt. Das Wasser strömt kontinuierlich in umgekehrter Richtung durch die Schnellabblasseleitung in Richtung Wasserflasche.

#### Atmosphärischer Kombientspanner

Der atmosphärische Kombientspanner ist über die Ablaufleitung mit der Wasserflasche des Kessels verbunden. Neben der Ablaufmenge nimmt der Entspanner die Entwässerungen und Entlüftungen aus dem Kesselbereich auf.

Die am Entspanner angeschlossene Brüdenleitung mit Schalldämpfer leitet den bei der Entspannung entstehenden Dampf über Dach in die Atmosphäre ab. Das anfallende Kondensat wird im unteren Teil des Entspanners gesammelt und je nach Kondensatqualität ins Hauptkühlwasser-System geleitet oder in den Speisewasserbehälter rückgeführt.

#### **Eco-Ausdampfleitungen**

Die Eco-Ausdampfleitungen verbinden den Eco-Austrittssammler mit dem Ausdampfrohr der Wasserflasche. Vor dem Füllen des Dampferzeugers werden die Schieber in den Eco-Ausdampfleitungen geöffnet.

Mit Beginn des Füllvorganges wird eine kleine Speisewassermenge eingestellt und zunächst der Economiser gefüllt. Dabei erfolgt im kalten Zustand die Entlüftung des Eco über die Ausdampfleitungen. Im warmen Zustand wird der Dampf, der sich während des Stillstands im Economiser gebildet hat zum Ausdampfrohr und dann über die Druckausgleichsleitungen hinter den Abscheidern in den Überhitzer abgeführt.

Die Eco-Ausdampfleitungen bilden einen Bypass zum Verdampfer, der mit „Feuer Ein“ geschlossen werden muss. Die Dichtheit wird während des Bensonbetriebs überwacht.

#### **Entwässerungen / Entleerungen**

Die Entwässerung /Entleerung ist auf dem Schema Entwässerung – Entlüftungen (Anlagen in Kapitel 6.13) dargestellt.

#### Economiser

Der Eco kann über eine Entwässerung in der Speisewasserleitung entleert werden. Das Wasser wird dabei zum Anfahrtspanner geleitet.

#### Verdampfer

Die Verdampferentwässerungen werden zusammengefasst und über zwei Sammelleitungen zum Anfahrtspanner geführt. Sie werden nur zum Entleeren des Systems betätigt.

#### Überhitzer und Zwischenüberhitzer

Die Entwässerungsleitungen werden individuell auf einen Entwässerungssammler geführt und von dort zum atmosphärischen Entspanner geleitet. Diese Entwässerungen werden im Anfahrbetrieb betätigt.

Die HD- und ZÜ-Entwässerungsventile lassen sich nur während des Anfahrens bei geringen Systemdrücken (< 10 bar) zu 100 % öffnen. Bei höheren Systemdrücken erfolgt eine Begrenzung der Öffnungsstellung, um einen zu starken Druckabfall im System zu vermeiden. Geschlossen werden die Ventile bei ausreichender

Überhitzung oder bei Erreichen des entsprechenden Begrenzungsdrucks, der im HD-Teil  $\geq 100$  bar und im ZÜ-Teil  $\geq 20$  bar beträgt.

### Reinigungssystem für die Katalysatorebene (Russbläser)

Der Betrieb von SCR als High-Dust-Anlagen hat gezeigt, dass es hinter kohlegefeuerten Dampferzeugern zu einer Ablagerung an Flugasche auf den Katalysatormodulen kommen kann. Hierdurch ergibt sich eine Einschränkung bei der Effektivität der Entstickung. Um dem vorzubeugen, sind über jeder Katalysatormodulebene 10 Dampfrussbläser installiert. Der Reinigungszyklus sieht eine Reinigung pro Tag vor und zusätzlich eine, vor jedem Abfahren der Anlage. Die Dampfversorgung wird so installiert, dass zu jeder Zeit an jedem Bläser die vorgeschriebenen Dampfparameter eingehalten werden. Anfallendes Kondensat wird in den Anfahrspanner abgeführt. Um Korrosion zu vermeiden, ist jeder Russbläser mit einer eigenen Sperrluftversorgung ausgerüstet.

### Dampfleitungen/Armaturen

Der vom Dampfkessel erzeugte Frischdampf strömt zu dem HD-Teil des Turbosatzes. Die Frischdampfdaten nach Überhitzer betragen  $600\text{ °C}$  bei  $285\text{ bar}$ .

Zwei Hochdruck-Austrittssammler des Dampfkessels werden beidseitig axial abgeströmt, d.h. der Dampf wird über vier 25 %-Stränge vom Dampfkessel abgeführt. In jedem der 25 %-Rohrleitungsstränge ist eine Hochdruck-Umleitstation (HDU) angeordnet. Jeweils zwei 25 %-Stränge werden durch einen Dreiwegeschieber zu einem 50 %-Rohrleitungsstrang zusammengeführt. Beide Rohrleitungsstränge werden zum Hochdruckteil der Turbine geführt.

Die Dampfparameter der kalten ZÜ (KZÜ) bei Eintritt ins Kesselhaus sind  $355\text{ °C}$  bei  $61\text{ bar}$ .

Vor der Einleitung des Dampfes in den MD-Teil der Turbine erfolgt eine Zwischenüberhitzung im Dampfkessel auf  $620\text{ °C}$ .

Der Dampf wird nach Austritt aus der Hochdruckturbine über zwei KZÜ-Leitungen dem Zwischenüberhitzer des Dampfkessels zugeführt. Die zwei ZÜ-Austrittssammler werden beidseitig axial abgeströmt. Die vier 25 %-Rohrleitungsstränge werden mittels Rohrleitungsformstücke auf zwei 50 %-Rohrleitungsstränge zusammengeführt und zur Mitteldruckturbine geleitet. In den Verbindungsleitungen zur MD-Turbine sind die vier Sicherheitsventile des Zwischenüberhitzersystems angeordnet.

### Sicherheitseinrichtungen

Der HD-Teil des Dampfkessels ist viersträngig ausgeführt. Aus jedem Strang der Frischdampfleitung kann der Dampf über vier 25 % Hochdruckumleitstationen (HDU) mit Sicherheitsfunktion über eine Wassereinspritzung direkt in die KZÜ-Leitung eingespeist werden.

Die HDU's haben folgende Aufgaben:

- Beim Anfahren des Blockes wird der vom Dampfkessel erzeugte Frischdampf, welcher noch nicht die erforderlichen Dampfparameter erreicht hat, über die HDU's in die KZÜ-Leitung und nach durchströmen des ZÜ über zwei 50 % Niederdruckumleitstationen (NDU) in den Kondensator eingespeist. Dadurch wird der "Anfahrerdampf" nicht in die Atmosphäre abgeblasen.
- Über eine gleitende Absicherung werden die HDU's lastabhängig zunächst im Regelgang bzw. Schnellgang (abhängig von der Differenz zum vorgegebenen Grenzdruck) geöffnet. Dadurch wird bei Betriebszuständen  $< 100\%$  DE-Last die zur Kühlung erforderliche Durchströmung der HD- und ZÜ-Teile sichergestellt.
- Bei Erreichen des maximal zulässigen Betriebsüberdruckes ( $305\text{ bar}$ ) wirken die HDU's als Sicherheitsstationen. Sie öffnen im Sicherheitsgang und schützen den HD-Teil des Kessels vor einer Überschreitung des Auslegungsdruckes. Der Dampf wird mit Speisewasser auf KZÜ-Parameter abgespritzt und über die KZÜ-Leitung und die Zwischenüberhitzerstufen geleitet.

Zur Absicherung des ZÜ-Teils des Dampfkessels sind vier 25 % Sicherheitsventile auf der Heißen-Zwischenüberhitzer-Leitung (HZÜ-Leitung) vorgesehen. Diese sind erforderlich, da die NDU's keine Sicherheitsfunktion haben.

Über eine gleitende Absicherung werden die ZÜ-Sicherheitsventile lastabhängig zunächst im Regelgang bzw. Schnellgang (abhängig von der Differenz zum vorgegebenen Grenzdruck) geöffnet. Dadurch wird bei Betriebszuständen  $< 100\%$  DE-Last die zur Kühlung erforderliche Durchströmung der HD- und ZÜ-Teile sichergestellt. Bei Erreichen des maximal zulässigen Betriebsüberdrucks ( $72\text{ bar}$ ) im ZÜ-System öffnen die

ZÜ-Sicherheitsventile im Sicherheitsgang. Der Dampf wird im Fall des Ansprechens der Sicherheitsventile über Schalldämpfereinrichtungen in die Atmosphäre abgeführt.

Die Feuerung ist entsprechend den gültigen Richtlinien mit Einrichtungen zur Zünd- und Flammenüberwachung ausgerüstet.

Weitere Sicherheits- und Schutzfunktionen sind in der Leittechnik implementiert. Schutzverriegelungen sind immer verfügbar. Sie sind nicht abschaltbar.

Weiterhin sind Aggregate- und Anlagenschutzmechanismen implementiert.

Der Aggregateschutz bewahrt einzelne Aggregate vor unerlaubten Betriebszuständen, er wirkt aktiv in "Aus"-Richtung und passiv auf die "Ein"-Richtung des betreffenden Aggregates und wird für jedes Aggregat einzeln aufgebaut. Er ist sicher, da er direkt auf den Antrieb wirkt und so durch weitere Störungen in der Anlage nicht beeinflusst wird.

Der Anlagenschutz schützt ein oder mehrere Anlagenteile vor unzulässigen Betriebszuständen und wirkt dabei aktiv auf entsprechende Aggregate, Armaturen u.ä. ein. Dabei kann die Einwirkung sowohl in die Aus/Zu als auch in die Ein-/Auf-Richtung gehen.

Der Anlagenschutz wird einmal für den Anlagenteil aufgebaut und kann auf mehrere Aggregate einwirken. Beim Aufbau des Anlagenschutzes ist zu beachten, dass er beim einfachen Störung noch wirksam bleibt (z.B. Antriebe, die Schutz-Ein geschaltet sind, werden auf eine sichere Spannungsversorgung gelegt).

Das Ansprechen einer Schutzeinrichtung führt das betreffende System stets in einen sicheren Betriebszustand. Dieser sichere Betriebszustand kann auch der Stillstand der Anlage oder eines Aggregates sein.

#### **6.10.5.1.6. Kohletagesbunker**

Das interne Bekohlungssystem besteht aus 5 Kohlebunkern und den zugehörigen Gurtförderern. Jeder Mühle ist ein separater Kohlebunker zugeordnet. Bezogen auf einen Heizwert von 22 MJ/kg reicht das Bunkernutzvolumen je Kohlebunker für 12 Vollastbetriebsstunden bei 100% Dampferzeugerlast und 5 Mühlenbetrieb aus.

Die Kohlebunker sind nach steinkohlespezifischem Lagerungs- und Fließverhalten gestaltet. Ausreichend große Auslaufquerschnitte verhindern Brückenbildung und steile Bunkerwände gewährleisten Massenfluss.

Die Kohlebunker haben einen rechteckigen Querschnitt, dabei besteht die Bunkerkonstruktion aus Blech mit außen liegenden Aussteifungen. Im Trichterbereich werden die Bunkerwände bis 3 m oberhalb der Bunkerabsperrschieber mit Edelstahl ausgekleidet. Oberhalb der Edelstahlauskleidung bis 1 m im senkrechten Teil des Kohlebunkers, erfolgt die Auskleidung mit ultrahochmolekularem Polyäthylen.

Die Kohlebunker entsprechen den Anforderungen der DIN EN 12952-9.

Der Bunkerauslauf wird mit einem elektrisch betätigten Absperrschieber verschlossen.

Unterhalb des Bunkerabsperrschiebers und einer kurzen Zwischenschurre mit einem Kompensator, ist jeweils ein Gurtförderer in gekapselter Ausführung installiert.

Das Gehäuse der Gurtförderer ist gemäß der DIN EN 12952-9 in druckstoßfester Ausführung für 1 bar ausgelegt.

Der Gurtförderer zieht die Kohle aus dem Kohlebunker ab und führt sie über den Kohlefallschacht der Mühle zu. Als Abzugs- und Förderorgan dient ein endlos gemachter Gummigurt mit aufvulkanisierter Trapez-Führungsleiste auf der Laufseite und seitliche Wellkanten auf der Förderseite.

Nach dem fördertechnischen Grundprinzip eines Volumenförderers, wird die Grobeinstellung der Kohleabzugsmenge mit einem Schichthöhenregler, der im Einlaufbereich des Gurtförderers angeordnet ist, vorgenommen.

Die eingebaute Bandwaage korrigiert Änderungen im Schüttgewicht der Rohkohle durch Änderung der Fördergeschwindigkeit, so dass eine Schüttgewichtsänderung die Förderleistung nicht beeinflusst.

Der untere Teil des Gurtförderers stellt den Fördertrog für den Räumkettenförderer dar. Das anfallende Material wird im Untertrum zum Kohlenfallschacht der Mühle gefördert.

Für den Ausnahmefall, dass bei Langzeitstillständen einer Mühle eine Entleerung des zugehörigen Kohlebunkers erforderlich wird, kann am hinteren Teil des Gurtförderers eine temporäre Schurre eingebracht



werden. Nach Öffnen der Gehäusetür und Befestigung der Schurre kann die Kohle im Reversierbetrieb mittels Handsteuerung aus dem Kohlebunker abgezogen werden.

Über eine Teleskop-Schnurre kann die abgezogene Kohle per Schwerkraft in einen Container gefördert werden.

#### **6.10.5.1.7. Grobentaschung**

Die bei der Verbrennung der Kohle im Feuerraum anfallende Asche wird im Kratzer-Nassentascher, der unterhalb des Feuerraumtrichters angeordnet ist, im Obertrum aufgenommen und im Wasserbad abgekühlt. Mit Hilfe der sich langsam bewegenden Transportkette wird die Asche aus dem Kratzer-Nassentascher gefördert. Die anfallende Kesselasche wird von dem Kratzer-Nassentascher zunächst auf einen Rost aufgegeben. Die feinere Asche gelangt direkt auf ein Förderband, während der Grobanteil in einen Walzenbrecher gelangt. Das gebrochene Material wird danach ebenfalls auf das Förderband aufgegeben und abtransportiert.

Dem Kratzer-Nassentascher wird kontinuierlich Kühlwasser zur Kühlung der heiß anfallenden Asche zugeführt. Das erwärmte Aschekühlwasser fließt über einen Überlauf in eine bauseitige Entwässerungsrinne.

Der Kratzer-Nassentascher gewährleistet in Verbindung mit dem Eintauchstück des Dampferzeugers und dem Wasserbad einen absolut dichten Luftabschluss zwischen Feuerraum und äußerer Atmosphäre.

Der Antrieb des Kratzer-Nassentaschers erfolgt über eine elektrische Antriebskombination mit Frequenzumrichter, Drehstrommotor und Kegelstirnradaufsteckgetriebe.

Zur Erzielung einer guten Zugänglichkeit sowohl zum Kratzer-Nassentascher als auch zu dem Brennkammertrichter ist der Kratzer-Nassentascher auf Laufrollen gelagert und seitlich für Revisionen verfahrbar.

Ein Verfahren des Kratzer-Nassentaschers während des Dampferzeugerbetriebes ist nicht vorgesehen.

#### **6.10.5.1.8. Verbrennungsluft- und Rauchgassystem**

##### **6.10.5.1.8.1. Verbrennungsluftsystem**

Die Verbrennungsluftführung des zweistraßig ausgeführten Kanalsystems ist im Schema Luftsystem (Kapitel 6.13) dargestellt.

Das Luft- / Rauchgassystem ist zweistraßig ausgeführt, wie auf den Schemata Verbrennungsluftsystem 20, 40, Brennerwand 1/Rückwand (Anlagen in Kapitel 6.13) bzw. Verbrennungsluftsystem 10, 30, 50, Brennerwand 2/Vorderwand (Anlagen in Kapitel 6.13) dargestellt. Die Luftansaugung kann umschaltbar jeweils zu 100 % von innen oder außen erfolgen.

Die Verbrennungsluft wird nach den Frischlüftern auf die beiden Primärluftsysteme zu den Mühlen sowie das Sekundärluftsystem zu den Brennern, den Seitenwandluftdüsen und den Oberluftdüsen aufgeteilt.

##### **6.10.5.1.8.2. Primärluftsystem**

Bevor die Verbrennungsluft in einem Dampf-Luftvorwärmer und anschließend im Rauchgas-Luftvorwärmer (Luvo) auf ca. 350 °C (Wert bei Vollast) erwärmt wird, wird die zur Trocknung und zum Transport der Kohle erforderliche Primärluft jeweils aus der Frischluftdruckleitung entnommen.

Dieser Luftanteil wird von zwei Mühlenluftgebläsen angesaugt und über separate Luftleitungen als Kalt- und Heißluft den fünf Kohle-Mühlen zugeführt. Der im Rauchgas-Luftvorwärmer auf ca. 350°C (Wert bei Vollast) erwärmte Primär-Heißluftanteil wird, je nach Trocknungsbedarf der Kohle, in einem nachgeschalteten Wärmetauscher auf ca. 250°C (bei Garantiekohle) zurückgekühlt. Als Wärmetauschmedium dient dabei eine regelbare Kesselspeisewassermenge. Auf diese Weise kann der Wärmetauschungsgrad des Luftvorwärmers optimal an den Bedarf der gesamten Anlage angepasst werden. Für den Fall, dass ein sehr hoher Wärmebedarf zur Mahltrocknung besteht, kann die Heißluft über einen Bypass am Wärmetauscher vorbeigeführt und ungekühlt zu den Mühlen gefördert werden. Im anderen Extremfall, wenn die Abkühlung der Heißluft über den Wärmetauscher nicht ausreicht, wird wie sonst üblich der Heißluft ein entsprechender Anteil Kaltluft zugemischt.

Die ausgetauschte Wärmemenge ist abhängig von der Kesselleistung bzw. von dem gesamten eingebrachten Kohlenmassenstrom und der Kohlequalität, insbesondere dem Rohwassergehalt. Zur Einstellung der gewünschten Mühlenaustritts-Temperatur (Sichtertemperatur) von 95°C (Garantiekohle) wird dabei der

Primärluftmenge jeder Mahlanlage nur noch die minimal erforderliche Kaltluftmenge geregelt zugeführt, was schließlich für den Rauchgas-Luvo eine bestmögliche Beaufschlagung bedeutet.

#### **6.10.5.1.8.3. Sekundärluftsystem**

Die sekundärseitige Verbrennungsluft wird nach der Erwärmung im Rauchgas–Luftvorwärmer zunächst über zwei Hauptkanäle zu beiden Seiten des Kessels geführt. Im Bereich der rechten und linken Kesselseitenwand gehen diese Kanäle dann in vertikal abwärts durchströmte Luftverteilkkanäle über.

Über insgesamt vier Sammelleitungen (2 je Kesselseite) wird zunächst die gesamte Oberluftmenge (OFA) entnommen. Jede dieser Leitungen versorgt drei Oberluft-Düsen auf der Vorder- bzw. Rückwand, die oberhalb der obersten Brennebene (Ebene 50) angeordnet sind.

Die Oberluftmenge jeder Sammelleitung wird gemessen, mit je einer Regelklappe lastabhängig eingestellt und anschließend auf die drei variablen OFA - Doppeldüsen verteilt. Eine separate Beschreibung des Oberluft-Systems folgt im nächsten Kapitel 6.10.5.1.8.4.

Im weiteren Verlauf wird die Verbrennungsluftmenge je Brenner aus den Verteilkanälen entnommen, in einer Venturi-ähnlichen Düse nach dem Wirkdruckprinzip gemessen und mit einer Klappe lastabhängig geregelt.

Zwischen Regelklappe und der Mengemesseinrichtung werden die Brenner-Kernluftleitungen und die Zuleitungen der Seitenwandluftdüsen angeschlossen.

#### **6.10.5.1.8.4. Oberluftsystem**

Der Kesselbetrieb mit relativ niedrigem Gesamtluftüberschuss und nahstöchiometrischer Brennerluftfahrweise erfordert eine Oberlufterindüsung unter besonderer Berücksichtigung der Eindringtiefe und des Mischpotentials bei der gegebenen Rauchgasströmung im Feuerraum. Die Anforderungen an das Oberluftsystem (OFA-System) werden umso größer je niedriger der Gesamtluftüberschuss des Dampferzeugers eingestellt ist.

Das OFA-System umfasst unter anderem die vier Sammelleitungen, die an das Verbrennungsluftsystem des Dampferzeugers angeschlossen sind. In diesen Leitungen wird der erforderliche Massenstrom mit dafür geeigneten Messeinrichtungen gemessen und in Abhängigkeit einer Sollwertvorgabe durch entsprechende Regelklappen eingestellt. Von jeder Sammelleitung aus wird die Oberluftmenge auf drei Doppeldüsen verteilt und etwa acht Meter oberhalb der obersten Brennebene in den Feuerraum eingebracht. Die Eindringtiefe und die Rauchgasdurchmischung sind nicht nur von der Anzahl der Düsen sondern auch vom Massenstrom und der Düsenaustrittsgeschwindigkeit abhängig.

#### **6.10.5.1.8.5. Frischluftgebläse**

Die Frischluftgebläse sind als einstufige axiale Gebläse ausgeführt. Sie saugen die zur Verbrennung benötigte Luft aus dem Kesselhaus oder dem Freien an. Die Frischlüfter sind für den höchsten Luftbedarf am Ende der Reisezeit ausgelegt.

Die Rotoren selbst sind in Gleitlagern gelagert. Eine kontinuierliche Schmierölaufuhr sorgt für die erforderliche Schmierölversorgung. Im Bereich der Kupplungen ist jeweils eine elektromechanische Bremse angeordnet, die die Gebläse ab einer Drehzahl gleich / kleiner 150 U/min. bis zum Stillstand abbremst.

Die Frischlüfterleistung wird über den Vordruck der Verbrennungsluft in der Heißluftleitung geregelt.

Für die Festigkeit der Verbrennungsluftkanäle werden alle Betriebsfälle des Frischluftgebläses und alle Störungen berücksichtigt.

Zur Schalldämpfung ist auf der Saugseite je Frischlüfter ein gemeinsamer Schalldämpfer für die Außen- und Innenansaugung angeordnet. Zusätzlich ist eine schalldämmende Ummantelung vom Schalldämpfer vor Ventilator bis zum Dampf-Luftvorwärmer nach Ventilator vorgesehen.

#### **6.10.5.1.8.6. Dampf-Luftvorwärmer**

Vor den Regenerativ-Luftvorwärmern ist in beiden Sekundärluftkanälen zur Vermeidung von Korrosionen infolge Taupunktunterschreitungen auf der "Kalten Seite" jeweils ein dampfbeheizter Luftvorwärmer vorgesehen.

Der Dampf-Luftvorwärmer nutzt die Kondensationsenthalpie des Dampfes, um die Verbrennungsluft vorzuwärmen. Die Dampfantnahme für die Beheizung der Dampf-Luftvorwärmer erfolgt aus dem Hilfsdampfnetz. Das anfallende Kondensat wird in den Mischkondensatbehälter geleitet.

Um die Dampf-Luftvorwärmer den jeweiligen Betriebsverhältnissen der Anlage wirtschaftlich anzupassen, können einzelne Stufen (Rohrreihen) und damit Heizflächen zu- oder abgeschaltet werden. Außerdem kann bis zu einem bestimmten Mindestdruck in der Dampf-Zuführleitung die Wärmeleistung der Luftvorwärmer über ein Dampfregelventil geregelt werden.

Zusätzlich sind die Dampf-Luftvorwärmer mit einer Bypass-Klappe ausgerüstet, die geöffnet wird, um den Druckverlust zu reduzieren, wenn die Dampf-Luftvorwärmer nicht in Betrieb sind. Sind sie in Betrieb, muss die Bypass-Klappe geschlossen sein.

Bei den Dampf-Luftvorwärmern handelt es sich um prüfpflichtige Behälter im Sinne der Druckbehälterverordnung.

#### **6.10.5.1.8.7. Regenerativ-Luftvorwärmer (luft- und rauchgasseitig)**

Zur Aufheizung der Verbrennungsluft sind nach Frischlüfter bzw. nach Primärlüfter je Luftstraße ein Regenerativ-Luftvorwärmer, Bauart Ljungström, vorgesehen.

Dabei wird den vom Kessel kommenden Rauchgasen Wärme entzogen und über die in den Luvos installierte Speichermasse (Heizfläche) im Gegenstromprinzip an die zu erwärmende Luft abgegeben.

Die Luvos werden als Quartsektor-Luvos ausgeführt, wobei der Primärluftteil zwischen den Sekundärluftteilen angeordnet ist.

Die im Luvo-Gehäuse eingesetzten Heizblechpakete bestehen aus aufeinander geschichteten Blechen verschiedener Profilierung und sind so ausgewählt, dass bei möglichst geringem Druckverlust eine möglichst hohe Wärmeleistung erreicht wird. Die Seite des Luvo, auf der das heiße Rauchgas in den Luvo und die aufgewärmte Luft aus dem Luvo strömt, wird "Heiße Seite" genannt, während die Seite, auf der das abgekühlte Rauchgas aus dem Luvo und die kalte bzw. durch den Dampf-Luftvorwärmer vorgewärmte Luft in den Luvo strömt, als "Kalte Seite" bezeichnet wird (gilt für die Luvos beider Straßen).

Die Heizblechlage auf der "Kalten Seite" der Luvos bestehen aus emaillierten Blechen.

Die Luvos sind zusätzlich mit nachstehend aufgeführten Nebeneinrichtungen ausgerüstet:

- kombinierte Reinigungseinrichtung,
- Drehüberwachungseinrichtung,
- Brandalarmeinrichtung,
- Feuerlöscheinrichtung,
- Dichtspaltregelung.

Die Drehüberwachungseinrichtung dient dazu, bei Störungen bzw. bei unbeabsichtigtem Luvo-Stillstand ein optisches und / oder akustisches Signal auszulösen.

Die Brandalarmeinrichtung hat die Aufgabe, einen sich bildenden Brandherd in der Speichermasse rechtzeitig zu melden, damit Löschmaßnahmen zur Bekämpfung des Brandes im Anfangsstadium zur Vermeidung größerer Schäden manuell eingeleitet werden können.

Zum Löschen eines eventuellen Luvo-Brandes mit Wasser sind beide Luvos mit einer Feuerlöscheinrichtung ausgestattet. Die Düsen der Löscheinrichtung sind so in den Kanalstützen angeordnet, dass die Stirnfläche der Speichermasse gleichmäßig und vollständig mit Wasser beaufschlagt wird.

Durch die unterschiedlichen Druckniveaus auf der Luft- bzw. Rauchgasseite strömt von den Frischlüftern geförderte Verbrennungsluft auf die Rauchgasseite.

Um diese Leckage zu vermindern sind die Luvos mit einer Dichtspaltregelung ausgerüstet. Diese Dichtspaltregelung verhindert größere Leckagen bei unterschiedlichen Betriebszuständen und sorgt für einen gleichen Abstand zwischen den rotierenden Heizblechen und dem Gehäuse.

Die kombinierte Reinigungseinrichtung dient zum Russblasen und Spülen von widerstands-erhöhenden Ablagerungen aus den Rauchgasen auf der Speichermasse.

Die Reinigung mittels Dampf erfolgt während des Kesselbetriebes. Das eventuelle Spülen der Luvos erfolgt während des Kesselstillstandes und erkalteter Speichermasse.

#### **6.10.5.1.8.8. Mühlenluftgebläse**

Die Mühlenluftgebläse sind als Radialgebläse ausgeführt. Sie saugen die zum Transport und zur Trocknung der Kohle benötigte Luft aus der Druckleitung nach beiden Frischlüftern an.

Die Auslegung der Mühlenluftgebläse erfolgt für den Brennstoff mit dem höchsten Primärluftbedarf bei 100 % Dampferzeugerleistung am Ende der Reisezeit.

Die Primärlüfterleistung wird über den Vordruck im Primärluftkanal vor Mühle, mühlenlast-abhängig nach der Mühle mit der höchsten Belastung geregelt.

Für die Festigkeit der Primärluftkanäle werden alle Betriebsfälle des Mühlenluftgebläses und alle Störungen berücksichtigt.

Zur Schalldämpfung ist auf der Druckseite der Gebläse jeweils ein Schalldämpfer in beiden Mühlenkaltluftkanälen angeordnet. Zusätzlich erhalten die Gebläse eine Schallisolierung.

#### **6.10.5.1.8.9. Mühlenluftwärmetauscher**

Die Primärluft wird nach den Regenerativ-Luftvorwärmern über einen mit Speisewasser gekühlten Wärmetauscher, den Mühlenluftwärmetauscher (MLWT), zu den Mühlen geleitet.

Zur Regelung der Primärlufttemperatur wird Speisewasser hinter den Speisewasserpumpen entnommen und der heißen Primärluft soviel Wärme entzogen, dass die Temperatur nach Mühle mit minimaler Zumischung kalter Primärluft (Luvo-Bypassluft) sicher eingehalten wird. Die Luvo-Beaufschlagung wird dadurch verbessert, was sowohl eine niedrigere Abgastemperatur als auch einen besseren Kesselwirkungsgrad zur Folge hat.

Die Wärmetauscherfläche ist bei voller Durchströmung für die größte mögliche Wärmeleistung ausgelegt. Dieser Fall ergibt sich bei Einsatz bester Kohle, die den geringsten Wärmebedarf für die Mahltrocknung hat.

Beim MLWT handelt es sich um einen prüfpflichtigen Behälter im Sinne der Druckbehälterverordnung.

Im Bedarfsfall kann der MLWT außer Betrieb genommen werden. Die Primärheiße Luft wird dann über einen Bypass am Wärmetauscher vorbeigeleitet. In diesem Fall wird die Primärlufttemperatur ausschließlich durch die Zumischung der Primärkaltluft geregelt.

#### **6.10.5.1.8.10. Rauchgassystem**

Die Rauchgasführung des zweisträngig ausgeführten Kanalsystems ist im Schema Rauchgassystem (Anlagen in Kapitel 6.13) dargestellt.

Der gasdichte Stahlblechmantel leitet die Rauchgase vom Dampferzeuger zunächst einsträngig zur DeNOx-Anlage. Anschließend erfolgt die Aufteilung der Rauchgase in zwei Stränge, wobei die weitere Förderung über die Rauchgas-Luvos, die E-Filter und schließlich die Saugzüge zur Rauchgas-Entschwefelungsanlage (REA) in den Kühlturm erfolgt.

Zur Verschleißminimierung ist das Leitungssystem für die noch nicht entstaubten Rohgase (vor E-Filter) für eine Strömungsgeschwindigkeit von maximal ca. 15 m/s bei 100 % Kessellast ausgelegt.

Das Rauchgas-System wird analog zum Verbrennungsluft-System im Normalbetrieb zweisträngig betrieben. Im Sonderfall (z.B. Ausfall eines Gebläses) kann die Anlage auch einsträngig (ohne Überkreuzung der Stränge) bis maximal 55 % Kessellast betrieben werden. Dazu werden die entsprechenden Absperrklappen in dem nicht betriebenen Strang geschlossen.

#### **6.10.5.1.8.11. Regenerativ-Luftvorwärmer (rauchgasseitig)**

Siehe Kapitel 6.10.5.1.8.1

#### **6.10.5.1.8.12. Saugzug**

Die Saugzüge sind als zweistufige Axialventilatoren ausgeführt. Sie saugen das Rauchgas aus dem Dampferzeuger und fördern es zum Kühlturm.

Die Saugzüge sind für den höchsten Rauchgasvolumenstrom bei maximaler Dauerlast am Ende der Reisezeit ausgelegt.

Die Rotoren selbst sind in Gleitlagern gelagert. Eine kontinuierliche Schmierölaufuhr sorgt für die erforderliche Schmierölversorgung. Die auftretenden axialen Schubkräfte werden durch ein Axiallager aufgenommen.

Im Bereich der Kupplungen ist jeweils eine elektromechanische Bremse angeordnet, die die Gebläse ab einer Drehzahl gleich / kleiner 150 U/min bis zum Stillstand abbremst.

Die Regelung der Saugzüge erfolgt so, dass sich im Feuerraum ein konstanter Unterdruck einstellt.

Für die Festigkeit der Kanäle vor und hinter den Saugzügen werden alle Betriebs- und Störungen der Gebläse berücksichtigt.

Zur Schalldämpfung sind auf der Saug- und Druckseite des Saugzuges Schalldämpfer angeordnet. Zusätzlich ist eine kombinierte wärme-/schalldämmende Ummantelung vom Schalldämpfer vor Ventilator bis zum Schalldämpfer nach Ventilator vorgesehen.

#### **6.10.5.2. Verfahrensfließbild**

Das Verfahrensfließbild ist den Anlagen in Kapitel 6.13 Anlage 6 – 4 zu entnehmen.

#### **6.10.5.3. R&I Schemata**

##### **R&I-Schema Luft/Rauchgas und Wasser/Dampf**

Die R&I-Schemata sind in den Anlagen in Kapitel 6.13 Anlage 6 - 14 bis 62 zu entnehmen.

#### **6.10.6. DeNOx-Anlage (ohne NH<sub>3</sub>-Lager und Katalysator)**

##### **6.10.6.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung incl. Sicherheitstechnik**

###### **6.10.6.1.1. Allgemeine Beschreibung des DeNOx-Systems**

###### **6.10.6.1.1.1. Aufbau der Gesamtanlage**

Die DeNOx-Anlage besteht im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- a) Rauchgasweg – Verbindende Rauchgaskanäle und DeNOx-Reaktor Anströmhaube
- b) DeNOx-Reaktor incl. Katalysatoren, Strömungsgleichrichter und Russbläsern
- c) NH<sub>3</sub>-Versorgung incl. Mengenregelstation, Mischluftversorgung
- d) NH<sub>3</sub>-Vermischung
- e) Rauchgasanalyse-Systeme

Die Rauchgase des Kessels werden in dem DeNOx-System entstickt. Dafür wird gasförmiges Ammoniak in den Rauchgaskanal eingedüst und mit dem Rauchgas vermischt. Das als Reduktionsmittel für den Prozess benötigte Ammoniak-Gas wird durch Verdampfen aus der Flüssigphase und Verdünnen mit Luft so konditioniert, dass eine gut verteilte Einmischung möglich wird.

Die Vermischung des Ammoniak-Luftgemisches erfolgt mittels eines statischen Mischers in Verbindung mit der notwendigen Mischstrecke. Durch die Gestaltung von Rauchgaskanal, Ammoniak-Eindüsung und Reaktor kann hierdurch ein gleichmäßiges Strömungsprofil erzeugt werden, das gleichzeitig mit der homogenen Ammoniakvermischung die Voraussetzung für eine hohe und effiziente NO<sub>x</sub>-Reduzierung ist.

Der DeNOx-Reaktor hat die Funktion die Katalysatormodule aufzunehmen und sicher zu verankern und eine optimale Anströmung der Katalysatormodule zu gewährleisten. Mit Hilfe der in den Rauchgasstrom eingebauten Katalysatoren werden die Stickstoffoxide hauptsächlich zu Stickstoff und Wasser reduziert.

Die entstickten Rauchgase treten in das Wärmerückgewinnungssystem ein und werden weiter über den Weg Elektrofilter-Saugzug-REA-Kühlturm in die Umwelt abgegeben.

Die Reinigung der Katalysator-Module erfolgt mittels Dampf-Russbläser.

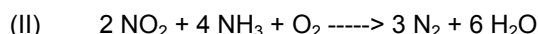
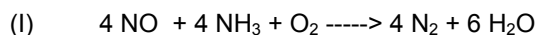
Die im DeNOx-Reaktor installierten Russbläser werden im Stillstand mit Spülluft beaufschlagt.

#### 6.10.6.1.1.2. Chemie der NO<sub>x</sub>-Minderung nach dem SCR-Verfahren

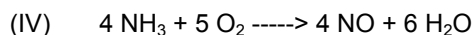
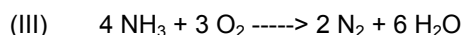
Die bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehenden Rauchgase beinhalten neben anderen Luftschadstoffen auch Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>).

Die Reduktion der Stickstoffoxide erfolgt nach dem SCR-Verfahren (**S**elective **C**atalytic **R**eduction). Dabei wird die Eigenschaft von Katalysatoren genutzt, kinetisch gehemmte chemische Reaktionen soweit zu beschleunigen, dass sie in technischen Anlagen zu hinreichenden Umsatzraten führen. Beim SCR-Verfahren werden die Stickstoffoxide (NO und NO<sub>2</sub>) mittels Ammoniak (NH<sub>3</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) mit Hilfe der Katalysatoren bei entsprechender Temperatur zu molekularem Stickstoff (N<sub>2</sub>) und Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) umgesetzt.

Als Reduktionsmittel wird Ammoniak eingesetzt, da es selektiv mit den Stickstoffoxiden reagiert und keine unerwünschten Nebenprodukte bildet. Die Reaktion von NO<sub>x</sub> mit NH<sub>3</sub> lässt sich durch die folgenden Reaktionsgleichungen beschreiben:

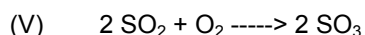


In geringem Umfang können bei diesem Prozess auch nachstehende Nebenreaktionen ablaufen:



Ohne Katalysator laufen diese Reaktionen mit genügender Geschwindigkeit nur bei Temperaturen oberhalb 800 °C ab, mit Katalysator jedoch bereits bei Temperaturen unterhalb 400 °C.

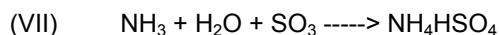
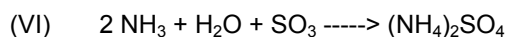
Als einzige nachweisbare Nebenreaktion tritt eine Oxidation von SO<sub>2</sub> zu SO<sub>3</sub> im Katalysator auf, die gemäß der folgenden Reaktionsgleichung abläuft:



Der katalytische Umsatz von SO<sub>2</sub> zu SO<sub>3</sub> steigt mit wachsender Temperatur.

Diese Nebenreaktion und Phasenumwandlungen in kristalliner Struktur des Katalysators oberhalb 450 °C sind maßgeblich für die technische Einsatzgrenze von TiO<sub>2</sub>-Katalysatoren bis 450 °C verantwortlich.

Die untere Einsatztemperatur wird bei SO<sub>x</sub>-haltigen Rauchgasen durch die Bildung (Desublimation) von Ammoniumsulfat bzw. -bisulfat in den Katalysatorporen maßgeblich beeinflusst.



Da es in den Katalysatorporen infolge von Kapillareffekten zu einer Konzentrationserhöhung von NH<sub>3</sub> und SO<sub>3</sub> kommt, setzt die Bildung der Salze bei höheren Temperaturen ein, als aufgrund des Phasengleichgewichtes zu erwarten wäre.

Bei Unterschreitung der minimalen Dauerbetriebstemperatur (320°C) können sich diese zum Teil klebrigen Salze auf dem Katalysator abscheiden.

#### 6.10.6.1.2. Betriebsmedierversorgung

##### 6.10.6.1.2.1. Ammoniak

Als Reduktionsmittel zur selektiven katalytischen Entstickung der Rauchgase wird Ammoniakgas NH<sub>3</sub> eingesetzt. In der Leitung auf dem Dach der DeNOx ist ein Schnellschlussventil installiert, welches bei Störungen im NH<sub>3</sub> Netz und oder an der DeNOx den Kessel direkt vom NH<sub>3</sub>-Netz trennt.

**Tabelle 1: Charakteristiken der Ammoniakversorgung**

System	Leitung KKS	Druck bar	Temp. °C	Durchflussmenge kg/h	Nenndruckstufe / Nennweite
Ammoniak-Versorgung, nach Flansch Verdampfer auf dem Dach der DeNOx	6 OHSK 40 BR001	2	20	0-800	PN25 / DN125

**Hilfsdampf für DeNOx-Russblasen**

Hilfsdampf steht aus dem Hilfsdampfnetz des Blockes zur Verfügung. Zwischen 75% und 100% Blocklast gleitet der Druck linear und proportional zur Blocklast

		<b>0-75% Blocklast</b>	<b>75%-100% Blocklast</b>	<b>100% Blocklast</b>
Dampfdruck (absolut)	bar	9	gleitend	12
Dampftemperatur	°C	280-390	370-390	370-390

Für das DeNOx-Russblasen wird der Druck mit einem Druckminderventil auf 6 bar (abs.) reduziert.

**Tabelle 2: Charakteristiken der Dampfversorgung für DeNOx-Russblasen**

System	Leitung KKS	Druck bar	Temp. °C	Dampfverbrauch kg /Blasvorgang 30 Bläser	Nenndruck- stufe / Nennweite
Hilfsdampf-Versorgung zu DeNOx-Russblasen	6 OHSF01 BR001	6	300-320	34131	PN 160 / DN100-150

**6.10.6.1.3. Beschreibung der Einzelsysteme**

**6.10.6.1.3.1. Rauchgasweg und DeNOx-Reaktor**

**R&I:** Siehe Anlagen in Kapitel 6.13; Anlage 6 - 30  
 B114093-12-99-IB01-00001 DeNOx-Anlage-Rauchgasweg

**6.10.6.1.3.1.1. Systembeschreibung**

Der DeNOx-Reaktor wird direkt nach dem Verbrennungsraum zwischen dem Economizer und den zwei Regenerativ-Luftvorwärmern (LuVo) in einer „High-Dust“ Anordnung geschaltet.

Das Rauchgas wird direkt nach dem Economizer über ein Stück des Rauchgaskanals dem Reaktor zugeführt.

Im waagerechten Teil des Rauchgaskanals wird das Rauchgas in einer Reihe durch Mischerscheiben (Reihe 1 / Cross-Mixer-Scheiben) homogenisiert.

Im geneigten Teil des Rauchgaskanals vor dem DeNOx-Reaktor befindet sich die NH<sub>3</sub>-Eindüsung mit den weiteren statischen Mischern (Reihe 2 / NH<sub>3</sub>-Mischerscheiben). Durch den Einbau dieser Mischer-Reihe wird eine gute Vermischung des Ammoniaks mit dem Rauchgas erreicht.

Die Nächste Reihe (Reihe 3 / NH<sub>3</sub>-Mischerscheiben) des NH<sub>3</sub>-Homogenisierers verstärkt die Vermischung des Ammoniaks mit dem Rauchgas.

Nachdem die Rauchgase den DeNO<sub>x</sub>-Reaktor mit Katalysator-Modulen in senkrechter Richtung von oben nach unten durchströmt haben, werden diese über ein kurzes Kanalstück und Verteilungskanäle den zwei Luvos zugeführt.

Der Reaktor wird von oben nach unten vom Rauchgas durchströmt. Anfallende Staubablagerungen auf den Katalysatormodulen werden durch mit Dampf betriebene Russbläser in regelmäßigen Abständen lagenweise abgereinigt.

Der DeNO<sub>x</sub>-Reaktor ist als stehende Reaktorkonstruktion ausgeführt und dient zur Aufnahme und sicheren Verankerung der Katalysatormodule. Der Reaktor hat vier Ebenen zur Aufnahme von Katalysatormodulen. Es sind drei Katalysatorebenen mit Modulen bestückt. Eine Ebene bleibt als Reserveebene. Oberhalb der ersten Katalysatorebene ist ein Gleichrichtergitter eingebaut, um eine möglichst lineare Anströmung der Katalysatoren sicher zu stellen. Der Strömungsgleichrichter besteht aus einer Blechkonstruktion ähnlich Lichtgitterrosten.

Zur Einbringung der Katalysatormodule ist der Reaktor mit Türen sowie Modulwechselbühnen ausgerüstet. Je nach benötigtem Katalysatorvolumen ist der Reaktor mit mehreren Reihen Fahrträgern ausgerüstet, auf denen die Katalysatormodule mit einer Abmessung von ca. 1 x 2 m eingebracht und abgestellt werden. Die Einbaufansche werden nach Einbau der Katalysatoren gasdicht verschweißt. Ebenfalls werden die Katalysatormodule untereinander und mit der Reaktorwand mittels Abweisblechen gasdicht abgedichtet. Die einzelnen Module sind mit einem Gitter abgedeckt.

#### **6.10.6.1.3.2. NH<sub>3</sub>-Eindüsung**

**R&I:** Siehe Anlage 6.13, Anlage 6 - 31

B114093-12-99-IB01-00002 NH<sub>3</sub>-Eindüsung

##### **6.10.6.1.3.2.1. Systembeschreibung**

Das Ammoniak wird in den Rauchgaskanal mittels Einstoffdüsen eingedüst. Vor der Dosierung in den Rauchgasstrom ist aus folgenden Gründen eine Verdünnung des NH<sub>3</sub>-Gases notwendig:

- Die NH<sub>3</sub>-Gasmenge, die für den DeNO<sub>x</sub>-Prozess benötigt wird, ist sehr klein im Vergleich zu der Rauchgasmenge. Um eine möglichst gleichmäßige Verteilung des NH<sub>3</sub>-Gases im Rauchgasstrom zu erlangen, ist eine Vergrößerung der NH<sub>3</sub>-Gas-menge durch Zumischung von Luft erforderlich. Eine Dosiergasmenge von ca. 1% der Rauchgasmenge wird angestrebt.
- NH<sub>3</sub> und Luft können ein explosives Gemisch bilden. Die kritischen Konzentrationen liegen bei 15-28% NH<sub>3</sub>. Aus diesem Grund ist es notwendig, das NH<sub>3</sub>-Gas vor der Dosierung in den Rauchgasstrom auf kleiner als 10 Vol. % NH<sub>3</sub> zu verdünnen.

Es erfolgt eine 20-fache Verdünnung des NH<sub>3</sub>-Gases, was einer Konzentration von max. 5 Vol. % entspricht.

Zur Erzeugung der Verdünnungsluft ist eine NH<sub>3</sub>-Mischluft-Gebläsestation (zwei redundante Gebläse) vorgesehen. Die Luftmenge, die während des Betriebes dem Rauchgas zugegeben wird, ist konstant. Die Ammoniakmenge wird in Abhängigkeit des NO<sub>x</sub>-Wertes beigemischt. Die Vermischung von NH<sub>3</sub> und Luft erfolgt in einem statischen Mischer-System.

Dieses in die Rohrleitung integrierte statisches Mischer-System befindet sich im Freien. Freisetzen von Ammoniak werden über eine Gaswarnanlage überwacht. Ausströmendes Ammoniak wird an einer weiteren Ausbreitung durch Abschaltung der betroffenen Anlagenteile gehindert.

Vom Mischer aus wird anschließend das Gas-Luftgemisch zu den Düsen in der Rauchgaskanal-Mischstrecke geführt.

Die Eindüsung erfolgt über 16 NH<sub>3</sub>-Luft-Düsenlanzen. Die Eindüsung des Ammoniak-Luftgemisches befindet sich im Rauchgaskanal direkt hinter dem Kesselaustritt. Das NH<sub>3</sub> Gas wird mit konstantem Druck bereitgestellt, nach dem Verdampfer ist noch ein Pufferbehälter angeordnet. Über ein Regelventil wird das NH<sub>3</sub> Gas in Abhängigkeit zur NO<sub>x</sub>-Last des Rohgases dem NH<sub>3</sub> Luftmischer zugeführt. Bei dem NH<sub>3</sub>/Luft Mischer handelt es sich um einen statischen Rohrmischer. Hier wird das NH<sub>3</sub> in Abhängigkeit von der Kessellast mit Luft gemischt und den Düsenlanzen zugeführt. Die Verteilerluft wird mit einem konstanten Volumen und Druck geliefert. Die Zuführungen zu den einzelnen Düsen sind mit Mengenmessungen und Klappen versehen um während der Inbetriebnahme die optimale Durchflussmenge einzustellen und zu fixieren.



Die Vermischung des Ammoniaks mit dem Rauchgas erfolgt durch ein statisches Wirbelmischersystem, das im Kanalsystem bis zum DeNOx-Reaktor angeordnet ist.

Die Aufgabe, der in der DeNOx-Anlage eingebauten Mischereinbauten liegt in der

- Erzielung einer sehr guten NH<sub>3</sub>-Vermischung im Rauchgas vor dem DeNOx-Reaktor,
- Vergleichmäßigung der Geschwindigkeit vor 1. Katalysatorlage,
- Vergleichmäßigung der Temperatur vor 1. Katalysatorlage,
- Vergleichmäßigung der NO<sub>x</sub>-Verteilung,
- Erzielung einer möglichst gleichmäßigen Staubgleichverteilung im Rauchgas vor erster Katalysatorlage (Vermeidung Strähnen-Bildung)

#### **6.10.6.1.3.3. Russbläser DeNOx**

**R&I:** Siehe Anlagen in Kapitel 6.13, Anlage 6 - 34  
B114093-12-99-IB01-00003 Russbläser DeNOx

##### **6.10.6.1.3.3.1. Systembeschreibung**

Der Betrieb der SCR als „High-Dust“ Anlage hat gezeigt, dass hinter mit Kohle gefeuerten Dampferzeugern es zu Ablagerungen von Flugasche auf den Katalysator Modulen kommen kann. Diese ergibt eine Einschränkung bei der Effektivität der Entstickung. Um dem vorzubeugen sind über jeder Katalysatormodulebene zweimal fünf Dampfstrahlbläser installiert.

Der Blasdruck ist auf  $\leq 6$  bar reduziert. So können die Katalysatoren jederzeit reihenweise gereinigt werden. Die Anzahl der Reinigungszyklen wird entsprechend des Betriebsverhaltens eingestellt. Es sollte mindestens einmal pro Tag und zusätzlich vor jedem Abfahren der Anlage der Reinigungszyklus durchgeführt werden. Die Dampferzeugung ist so zu installieren, dass bei Betrieb der Bläser die vorgeschriebene Dampftemperatur eingehalten wird. Das anfallende Kondensat wird in den Kondensatabscheider abgeführt.

Um Korrosion und Verschmutzung zu vermeiden hat jeder Russbläser eine eigene Sperrluftversorgung. Die Sperrluftversorgung erfolgt von den jeweils seitlich an den Russbläsern angebauten Sperrluftgebläsen.

##### **6.10.6.1.3.4. Analysenbypässe vor und nach DeNOx-Reaktor**

**R&I:** Siehe Anlagen in 6.13

B114093-12-99-IB01-00004	Rohgasentnahme vor DeNOx-Anlage (Anlage 6 – 33)
B114093-12-99-IB01-00005	Reingasentnahme nach DeNOx-Anlage (Anlage 6 – 32)
B114093-12-99-IB01-00001	DeNOx-Anlage-Rauchgasweg (Anlage 6 – 30)

##### **6.10.6.1.3.4.1. Systembeschreibung**

Für die Betriebsmessungen (Rohgas und Reingas) sind zwei kontinuierliche Gasentnahmesysteme installiert wobei der Rückstrom wieder in den Rauchgaskanal zurückgeführt wird. In der Leitung ist ein geeignetes Analysemessgerät eingebaut.

Den Rohgasanalysegebläsen ist ein Zyklon zur Staubabscheidung vorgeschaltet. Die abgeschiedenen Stäube werden mittels Zellenradschleusen über die Rückleitung wieder in den Rauchgaskanal eingeleitet.

Es sind diverse Stutzen und Messgitter für die Inbetriebnahmemessungen und Messgitter für die kontinuierlichen Betriebsmessungen vorgesehen.

#### **6.10.6.1.4. Betrieb DeNOx-Anlage**

##### **6.10.6.1.4.1. Rauchgasweg und DeNOx Reaktor**

###### **6.10.6.1.4.1.1. Betrieb**

Der Rauchgasweg besteht aus passiven System-Komponenten. Die Daten aus Betriebsmessungen in diesem System werden für die Steuerung und Regelung von anderen DeNOx-Untersystemen eingesetzt (NH<sub>3</sub>-Eindüsung, Russblasen).

Bei den Temperatureaufnehmern 6 0HNA10 CT001-024 wird aus jeweils 3 Temperatureaufnehmern pro Stufelement ein Mittelwert gebildet. Aus den insgesamt 8 gebildeten Mittelwerten wird ein Gesamtmittelwert gebildet.

#### 6.10.6.1.4.2. NH<sub>3</sub>-Eindüsung

##### 6.10.6.1.4.2.1. Freigabe-, Alarm-, Abschalt-Kriterien. Störungen

KKS-Nummer	Bezeichnung	Freigabe	Alarm	Abschaltung
6 0HSK41 CQ001-003	Gaswarnanlage (NH <sub>3</sub> in Außenluft)		Voralarm: 152 mg/Nm <sup>3</sup> (200 ppm) Hauptalarm: 610 mg/Nm <sup>3</sup> (800 ppm)	Abschaltung der betroffenen Anlagenteile (Schnellschlussventil Ammoniakleitung, Verdampfer, Ammoniakpumpen)
6 0HSK** CP00* (bauseits Kunde)	Druck vor NH <sub>3</sub> -Schnellschlussventil	p>1,5 bar abs.	P<1,3 bar abs	
6 0HSG13 CF901 6 0HSG13 CF001-003	NH <sub>3</sub> -Mischluftmenge	V>17100 m <sup>3</sup> /h i.B.	V<15400 m <sup>3</sup> /h i.B. V<13400 m <sup>3</sup> /h i.B.	Umschalten auf ein anderes Gebläse Schließen NH <sub>3</sub> -Schnellschlussventil
6 0HNA10 CT901	Rauchgastemperatur vor NH <sub>3</sub> -Eindüsung	T>320°C	T<320°C T<305°C T<300°C  T<305°C T<295°C T<290°C  T>410°C  T>430°C	Bei Kohlefeuerung nach 180 min nach 10 min nach 0 min  Bei Ölfueuerung nach 180 min nach 10 min nach 0 min  Automatisches Senken des Leistungssollwertes über festen Gradienten Alarm
6 1HNA10 CT901 6 2HNA10 CT901	Rauchgastemperatur nach DeNO <sub>x</sub> -Reaktor	T>314°C		
6 0HSK45 CF901	NH <sub>3</sub> -Durchflussmenge		>900 m <sup>3</sup> /h i.N. tr. >1000 m <sup>3</sup> /h i.N. tr.	Voralarm Schließen des NH <sub>3</sub> -Schnellschlussventils

##### 6.10.6.1.4.2.2. Regelungsbeschreibung

Zweck der Regelung ist es, die NH<sub>3</sub>-Menge so zu dosieren, dass bei allen Lastzuständen des Kessels der garantierte NO<sub>x</sub>-Gehalt und der garantierte NH<sub>3</sub>-Schlupf nach dem Austritt aus der DeNO<sub>x</sub>-Anlage nicht überschritten wird.

Die Änderungen der NO<sub>x</sub>-Fracht zu möglichst geringem Überschwingen des Reingaswertes führen. Die Regelung ist so konzipiert, dass ein möglichst schnelles Ansprechverhalten gewährleistet ist. Dies wird durch die Bestimmung der NO<sub>x</sub>-Rohgasfracht, die sich aus der trockenen Rauchgasmenge und dem NO<sub>x</sub>-Gehalt vor Katalysator errechnet, erreicht.

Dieser Wert wird auf den Regler der NH<sub>3</sub>-Dosierung gegeben. Die über den NO<sub>x</sub>-Reingaswert und dem geforderten, eingestellten NO<sub>x</sub>-Sollwert ermittelte NO<sub>x</sub>-Fracht, die eine positive oder negative Abweichung ergeben kann, wird als Korrekturgröße aufgeschaltet.

Zur Quantifizierung der benötigten  $\text{NH}_3$ -Menge ist zunächst die im Reaktor umzusetzende  $\text{NO}_x$ -Fracht zu ermitteln. Der Ablauf stellt sich wie folgt dar:

- Bestimmung der  $\text{NO}_x$ -Rohgaskonzentration in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  bei Bezug- $\text{O}_2$  trocken.
- von diesem Wert wird der  $\text{NO}_x$ -Reingassollwert abgezogen, der am Bildschirm frei vorwählbar ist. Durch die Multiplikation mit der Rauchgasmenge erfolgt die Umrechnung in die  $\text{NO}_x$ -Fracht, die mittels der  $\text{NH}_3$ -Menge als katalytische Reaktion umzusetzen ist.
- Diese  $\text{NO}_x$ -Fracht wird anschließend mit einem stöchiometrischen Faktor multipliziert um die benötigte  $\text{NH}_3$ -Menge zu erhalten. Diese  $\text{NH}_3$ -Menge wird als Sollwert dem  $\text{NH}_3$ -Regler aufgeschaltet.
- Ein übergeordneter  $\text{NO}_x$ -Reingas-Regelkreis korrigiert in Abhängigkeit von der gemessenen Reingaskonzentration wie folgt:
  - Die gemessene  $\text{NO}_x$ -Reingaskonzentration in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  wird über ein Korrekturglied auf den Bezug- $\text{O}_2$  umgerechnet.
  - Der aktuelle  $\text{O}_2$ -Gehalt in Vol. % wird parallel mit der  $\text{NO}_x$ -Reingaskonzentration bestimmt.
  - Diese errechnete  $\text{NO}_x$ -Reingaskonzentration wird im übergeordneten  $\text{NO}_x$ -Reingasregler mit dem geforderten  $\text{NO}_x$ -Sollwert bei Bezug- $\text{O}_2$  verglichen.
  - Das Ausgangssignal des  $\text{NO}_x$ -Reingasreglers wird weiterhin über ein Divisions- und Additionsglied auf ein Regelsignal von 0,8 – 1,2 beschränkt. Dies dient zur Vermeidung eines zu starken Auf- und Abschwingens der Regelung und berücksichtigt folgende Abweichungen während des Betriebes:
- Folgende Abweichungen von der theoretischen exakten Proportionalität  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  (Volumenproportion 1:1) ergeben sich durch den:
  - zusätzlichen  $\text{NH}_3$ -Bedarf für den  $\text{NH}_3$ -Schlupf
  - zusätzlichen  $\text{NH}_3$ -Bedarf für die  $\text{NH}_3$ -Oxidation bei höheren Temperaturen
  - zusätzlichen  $\text{NH}_3$ -Bedarf bei Anwesenheit von  $\text{NO}_2$
- Diese Abweichungen werden ebenfalls, einschließlich derjenigen, die durch Konzentrations- und Mengemessfehler hervorgerufen werden, durch den übergelagerten Regelkreis ausgeglichen.
- Bei Laständerungen kompensiert diese Regelung das Zeitverhalten und die Speichereffekte des Katalysators

Sollte der  $\text{O}_2$ -Reingaswert über 18 % Vol. steigen, so ist davon auszugehen, dass in der Analyse eine Leckage aufgetreten ist.

#### **6.10.6.1.4.3. Russbläser DeNOx**

##### **6.10.6.1.4.3.1. Funktionsweise**

Zum Abreinigen der Katalysatoren sind oberhalb jeder Katalysatorebene (3 Ebenen + 1 Reserveebene) Traversenbläser eingebaut. Die Bläser sind in 2 Gruppen zu jeweils 5 nebeneinander liegenden Bläsern angeordnet. Zum Einbau der Russbläser sind die Reaktorwände mit Anschlusskästen versehen, an welche die Russbläser angeflanscht sind. Die Wandkästen werden mit Sperrluft beaufschlagt. Die Sperrluftversorgung erfolgt von den jeweils seitlich an den Russbläsern angebauten Sperrluftgebläsen.

Der Traversenbläser besitzt als Blaselement einen Blasrechen, der aus dem Zentralrohr und einem oder mehreren Querrohren (Traversen) besteht, die mit Düsen bestückt sind.

Die aus den Düsen austretenden Dampf-Blasstrahlen sind senkrecht auf die Katalysatoren gerichtet und ermöglichen damit eine optimale Reinigung.

Der Blasrechen ist axial verschiebbar im Rauchgaszug gelagert und verbleibt in diesem auch während der Blaspausen. Das hintere Ende des Zentralrohres ist mit einem Lanzenrohr verbunden, das durch einen Bläserwagen, der in den Laufschiene des Fahrträgers läuft, bewegt wird.

Der Blasvorgang läuft wie folgt ab:

Im Ruhezustand befindet sich der Bläserwagen in seiner hinteren Endstellung, das Lanzenrohr ist zurückgezogen. Wenn der Motor startet, bewegt sich der Bläserwagen entlang den Laufschiene nach vorn und schiebt das Lanzenrohr mit dem Blasrechen innerhalb des Rauchgaszuges vor.

Kurz nach Verlassen der Ruhestellung wird das Bläserventil geöffnet. Der Blasvorgang beginnt. Der Bläserwagen fährt fort, den Blasrechen in den Rauchgaszug hineinzuschieben, bis die vorherige Endstellung erreicht ist.

An dieser Stelle ändert der Bläserwagen seine Fahrtrichtung und zieht den Rechen zurück. Kurz vor Erreichen der Ruhestellung wird das Bläserventil geschlossen. Der Bläser fährt jetzt ohne zu blasen in seine Ausgangsstellung zurück. Der Motor wird abgeschaltet.

In den Blaspausen wird ein Belüftungsventil geöffnet. Es ermöglicht den Eintritt der Spülluft (Sperrluft) in das Bläserinnere. Das Belüftungsventil ist über eine Sperrluftleitung mit dem Sperrluftgebläse verbunden. Es verhindert das Eindringen der Rauchgase in die vom Blasmedium durchströmten Komponenten.

Sobald das Bläserventil wieder geöffnet, wird das Belüftungsventil durch den Druck des einströmenden Blasmittels geschlossen.

#### **6.10.6.1.4.3.2. Automatisierungsaufbau**

Die Aufteilung der Einzelbläser auf die verschiedenen Gruppen geschieht wie folgt:

Obergruppe DeNOx-Russbläser

Untergruppe Russblasen Kat.-Ebene 1 (10 Einzelbläser)

Untergruppe Russblasen Kat.-Ebene 2 (10 Einzelbläser)

Untergruppe Russblasen Kat.-Ebene 3 (10 Einzelbläser)

Untergruppe Russblasen Kat.-Ebene 4 (10 Einzelbläser)

- Innerhalb der Obergruppe werden Russbläserebenen nacheinander in Richtung Rauchgasstromes angesteuert.
- Es dürfen innerhalb einer Untergruppe 2 Russbläser gleichzeitig in Betrieb sein. Es wird dabei zwischen Bläsern 1+3 (bzw. 2+4, 4+6 usw.) eine feste Zuordnung hergestellt.
- DeNOx-Russbläser werden über kriteriengesteuerte Programme in Betrieb genommen.
- Die kriteriengesteuerten Untergruppen werden nach einer festgelegten Prioritierung im Programm abgearbeitet (bei parallel anstehenden Kriterien).
- Ist innerhalb einer Obergruppe eine Untergruppe im Eingriff und wird gleichzeitig eine andere über ein Kriterium angewählt, so wird die zuerst angewählte Untergruppe abgearbeitet, dann die kriteriengeführte Untergruppe. Danach läuft das Programm an der Stelle weiter, an der es unterbrochen wurde.
- Als Kriterium für Russblasen-Programmstart dient der Verschmutzungsgrad (k-Wert). Der Verschmutzungsgrad wird aus den vorhandenen Betriebsparametern (Lastabhängig) und dem rauchgasseitigen delta-p Anstieg errechnet (Zeta-Wert). Alle Grenzwerte für k- und Zeta-Werte sind im Programm einstellbar.
- Das Russbläserprogramm hat zusätzlich eine Grenzwert-Kriterienüberwachung (delta-p für jede Ebene >3mbar), die die Untergruppen DeNOx-Russbläser in Betrieb nimmt
- Für das Russblasen-Programm gilt die Regel, dass nach einer Unterbrechung des Rußblaseprogramms das Programm an dieser Stelle weiterläuft, an der die Unterbrechung eintrat
- Wenn die abgelaufenen Betriebsstunden seit dem letzten DeNOx-Russblasen größer als 24 Stunden sind, und die kriteriengesteuerten Programme weiterhin die Russbläser nicht in Betrieb nehmen, wird automatisch geblasen.
- Für die Obergruppe DeNOx-Russbläser ist eine Anzeige vorgesehen. Diese zeigt die Betriebszeit an, welche seit dem letzten Blasvorgang vergangen ist.
- Das Russblasen kann von Hand durch

- ansteuern eines einzelnen Russbläfers
- ansteuern einer einzelnen Untergruppe
- ansteuern DeNOx-Russbläfer Obergruppe mit vorgewählten Untergruppe
- oder automatisch durch Anwahl eines Menü-Programmes durchgeführt werden.

Die Ansteuerung von Einzelsperrluftgebläsen (ein pro Russbläfer) erfolgt mittels einer separaten Automatik.

#### 6.10.6.1.4.3.3. Freigabe-, Alarm-, Abschalt-Kriterien. Störungen

KKS-Nummer	Bezeichnung	Freigabe	Alarm	Abschaltung
6 0HSF01 CP001	Dampfdruck / Liefergrenze	P>5,5 bar abs.	P<5,5 bar abs. P<5 bar abs.	Abbruch des Blasvorgangs, Steuerung auf Russbläfer Rücklauf
6 0HSF01 CT001	Dampftemperatur / Liefergrenze	T>300 °C	T<300°C T<290°C	Abbruch des Blasvorgangs, Steuerung auf Russbläfer Rücklauf
6 0HSF01 CF001	Dampf-Durchflussmenge		m>8000 kg/h	
	Betriebszeit / Russblasen		t>17 min	Abbruch des Blasprogramms
	Elektrische Überlastung / Antriebsmotor Russbläfer			Abbruch des Blasvorgangs, Steuerung auf Russbläfer Rücklauf
6 HSD10 CP003/4 6 HSD10 CP005/6 6 HSD10 CP007/8 6 HSD10 CP009/10 6 HSD10 CP011/12	Druckverlust für eine Kat.-Ebene  Zeta-Wert Kat.-Ebene (berechnet)	Delta-p>3  $\zeta > x$		

#### 6.10.6.1.4.4. Analysenbypässe vor und nach DeNOx-Reaktor

##### 6.10.6.1.4.4.1. Freigabe-, Alarm-, Abschalt-Kriterien. Störungen

KKS-Nummer	Bezeichnung	Freigabe	Alarm	Abschaltung
6 0HNA11 CT001	Temperatur im Rohgasanalysenbypass		T<150°C	
6 0HNA21 CT001	Temperatur im Reingasanalysenbypass		T<150°C	
6 0HNA11 CP001	Druck hinter Rohgasanalysengebläse		P < 50 mbar(ü)	Schutz-AUS < 30 mbar(ü)
6 0HNA21 CP001	Druck hinter Reingasanalysengebläse		P < 50 mbar(ü)	Schutz-AUS < 30 mbar(ü)

#### 6.10.6.2. Verfahrensflißbild

Das Verfahrensflißbild ist den Anlagen in Kapitel 6.13 zu entnehmen.

#### 6.10.6.3. R&I-Schema

Das R&I-Schema ist den Anlagen in Kapitel 6.13 zu entnehmen.

## 6.10.7. Elektro-Filteranlage

### 6.10.7.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung incl. Sicherheitstechnik

Die Rauchgas-Elektrofilteranlage besteht aus 2 Elektrofiltern (6 1HDE10 und 6 2HDE10).

#### 6.10.7.1.1. Anlagenkonfiguration

Der Rauchgasweg wird zweistrassig ausgeführt. Die dazugehörige Schaltung ist im Verfahrensfliessbild des E-Filters dargestellt (siehe Kapitel 6.13). Für den Normalbetrieb sind dort die Betriebsparameter aufgeführt.

Die Elektrofilteranlage besteht aus zwei Filtergehäusen horizontaler Bauart.

Hinter jedem der beiden Luftvorwärmer werden die Rauchgase über jeweils zwei Rohgaskanäle und zwei Anströmhauben den beiden Elektrofiltergehäusen zugeführt.

Die Rauchgase durchströmen die Elektrofilter, in denen die im Rauchgas enthaltenen Staubpartikel durch elektrische Aufladung abgeschieden werden.

Über jeweils zwei Abströmhauben hinter jedem Elektrofiltergehäuse und die Reingaskanäle werden die entstaubten Rauchgase den nachfolgenden Reinigungsprozessen zugeführt.

#### 6.10.7.1.2. Anlagenkomponenten

##### 6.10.7.1.3. Elektrofilter

###### 6.10.7.1.3.1. Verfahrenstechnik

Die in dem zu reinigenden Gasstrom dispergierten Partikel werden elektrisch aufgeladen und unter dem Einfluss hoher elektrischer Feldkräfte an den Niederschlagselektroden angelagert. Diese Coulombschen Feldkräfte wirken auf das gesamte Korngrößenspektrum, so dass auch Partikel im Bereich  $< 1 \mu\text{m}$  mit hohen Abscheidegraden abgeschieden werden.

Zur Aufladung der Partikel und als negativer Pol des elektrischen Feldes dienen Sprühelektroden, die mit dem entsprechenden Ausgang einer gleichgerichteten Hochspannungsquelle verbunden sind.

Die Ablösung der angesammelten Staubschicht von den (positiv) geerdeten Niederschlagselektroden erfolgt mechanisch durch Abklopfen. In den Elektrofiltern der hier eingesetzten Horizontal-Bauart erfolgt Aufladung und Abscheidung im gleichen elektrischen Feld.

Die abgelösten Staubkuchen fallen in die Staubsammeltrichter der Elektrofilter und werden über das anschließende Staubfördersystem abtransportiert.

###### 6.10.7.1.3.2. Gehäuse

In jedem Elektrofiltergehäuse sind in Strömungsrichtung sechs Abscheidezonen und quer zur Strömungsrichtung drei elektrische Felder je Abscheidezone vorhanden.

Unterhalb der elektrischen Felder sind je Filtergehäuse 36 Staubsammeltrichter angeordnet, in denen der abgeschiedene Staub den nachfolgenden Staubtransportanlagen zugeführt wird.

Alle Trichterspitzen sind über eine Thermostatsteuerung elektrisch beheizt. Alle Trichter werden mit je einem Füllstandsmelder ausgerüstet.

###### 6.10.7.1.3.3. Inneneinrichtungen

Die Niederschlagswände bestehen aus jeweils zehn einzelnen Profilblechen von 500 mm Länge. Die Niederschlagselektroden werden oben durch Aufhängetraversen und unten durch Klopfraversen geführt und gehalten. Die Klopfraverse ist am Ende als Amboss ausgebildet. Die Reinigung der Niederschlagselektroden erfolgt durch eine Purzelhammerklopfung (Abb. 1).

Zwischen den Niederschlagselektroden sind die Sprühelektroden als vertikale Rohre mit horizontal angebrachten Stiften ausgeführt.

Die Lasten aus dem Sprühsystem werden über Isolatoren, die auf den Dachträgern des Filters untergebracht sind, abgetragen.

Die Reinigung der Sprühelektroden erfolgt durch eine Purzelhammerklopfung, die in zwei Ebenen auf jeden einzelnen Sprühelektroden-Rahmen wirkt.

Um Kondensation an den Isolatoren zu vermeiden und dadurch elektrischen Kriechströmen und in der Folge einer Zerstörung der Isolatoren entgegenzuwirken, werden die Isolatoren mit Ringheizkörpern elektrisch beheizt. Die Heizung wird thermostatisch geschaltet, d. h. während des Betriebes ist die Aufwärmung aus dem Filterinnenraum ausreichend, die elektrische Beheizung wird dann in der Regel ausgeschaltet sein. Vor allem vor dem Anfahren der kalten Anlage werden die Isolatoren auf ein kondensationsunempfindliches Temperaturniveau vorgeheizt.

#### **6.10.7.1.4. Elektrische Einrichtungen**

##### **6.10.7.1.4.1. Hochspannungsanlagen**

Die gesamte Elektrofilteranlage ist in insgesamt 2 x 18 Abscheidesektionen mit je einem eigenen Hochspannungsaggregat (HS-Aggregat) unterteilt. Die Hochspannungsaggregate sind auf den Filterdächern angeordnet und über ein Schienensystem in den Dachrandbereich zu verschieben, falls ein Austausch vom Filterdach mittels Mobilkran erforderlich werden sollte.

Die Hochspannungsaggregate werden mit einem mikroprozessorbasiertem Filterspannungsregler-System der neuesten Generation gesteuert. Die Steuerschränke der Hochspannungsaggregate werden im Gebäude des E&L-Zentrums aufgestellt.

##### **6.10.7.1.4.2. Schaltanlagen**

Jedes Filtergehäuse hat eine separate Schaltanlage, die die Steuerung der Hilfsantriebe (Klopfer und Heizungen) übernimmt.

Die Verbraucherabgänge in den Leistungsteilen der Klopfer- bzw. Heizungssteuerung werden über die speicherprogrammierbare Steuerung angesteuert und überwacht.

Die Schaltanlagen werden im Gebäude des E&L-Zentrums aufgestellt.

##### **6.10.7.1.5. Rauchgaskanäle**

Die Rauchgaskanäle vor und hinter den Elektrofiltern werden zur Minimierung der Zugverluste strömungsgünstig mit geeigneten Einbauten (z. B. Beschäufelungen) ausgeführt.

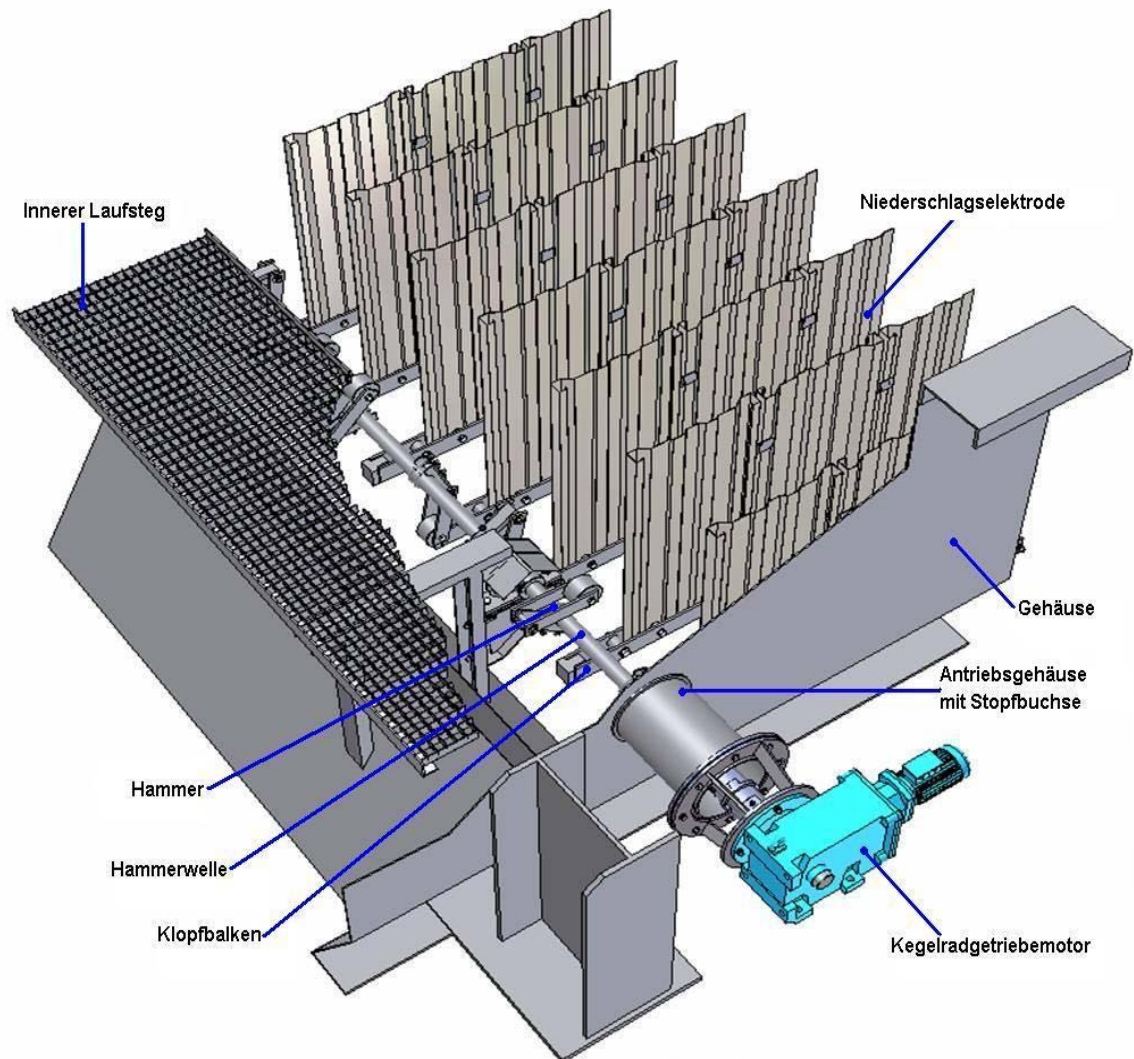


Abb. 1: Klopfwerk für Niederschlagsselektroden

### 6.10.7.2. Verfahrensfließbild

Das Verfahrensfließbild ist den Anlagen in Kapitel 6.13, Anlage 6 - 35 zu entnehmen.

### 6.10.7.3. R&I-Schema

Das R&I-Schema ist den Anlagen in Kapitel 6.13, Anlage 6 – 36 zu entnehmen.



## 6.10.8. Turbosatz

### 6.10.8.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung (incl. Sicherheitstechnik)

#### Anlagenbeschreibung

Die Aufstellung der Turbogruppen und deren Hilfsanlagen ist aus den Maschinen/Apparateaufstellungspläne für Hauptturbine und Speisepumpenantriebsturbine unter Kapitel 6.10.9 ersichtlich.

Die Haupt-Dampfturbine besteht aus vier Teilturbinen, einer einflutigen Hochdruckturbine (HD-Turbine), einer zweiflutigen Mitteldruckturbine (MD-Turbine) und zwei zweiflutigen Niederdruckturbinen (ND-Turbine). Die Speisewasserantriebsturbine (SPAT) wird als eingehäusige Turbine mit zwei symmetrischen Fluten ausgeführt. Mit der Hauptturbine durch die Welle verbunden ist der Dreiphasen-Synchrongenerator in Turbobauweise. Die Aufstellung der Turbinen und des Generators erfolgt auf federgelagerten Stahlbeton-Fundamenten. Fest mit den ND-Turbinen und der SPAT verbunden und federgelagert aufgestellt sind die Kondensatoren.

Vor Einlass des Frischdampfs aus dem Kessel in die Hochdruckteilturbine wird das kombinierte, hydraulikgesteuerte Stell- bzw. Schnellschlussventil durchströmt. Das Stellventil regelt die Frischdampfmenge im Bereich von 0 bis 100 %, das Schnellschlussventil ist als Auf-Zu-Ventil ausgebildet. Beide Ventile arbeiten nach dem, fail-safe'-Prinzip, d.h. der Hydraulikdruck öffnet gegen die Federkraft. Bei zu wenig Druck im Hydrauliksystem schließt die Federkraft das Ventil.

Vor Eintritt des Dampfes aus der Zwischenüberhitzung in die Mitteldruckteilturbine sitzt ebenfalls ein kombiniertes, hydraulikgesteuertes Stell- bzw. Schnellschlussventil.

Durch Druck- und Temperaturmessungen werden laufend die Dampfungstände überwacht. Bei zu hohen Drücken und/oder Temperaturen schützt sich die Turbine durch Turbinenschnellschluss und der Dampf wird über die Umleitstationen direkt in den Kondensator geleitet.

Zum Schutz der Turbine gegen Rückströmung von Wasser und Dampf sind die Anzapfungen mit Rückschlagklappen ausgerüstet. Die Anzapfungen im Bereich der Mitteldruckteilturbine sind doppelt abgesichert, da die nachgeschalteten Systeme über einen hohen Energieinhalt verfügen und teilweise mit Fremddampf beaufschlagt sein können.

#### Lager

In jedem der Lager zwischen den einzelnen Teilturbinen bzw. dem Generator sind Messungen für Wellendehnungen, Temperatur, Schwingungen und Drehzahl integriert. Bei Überschreiten von Grenzwerten wird gegebenenfalls der Turbinenschnellschluss ausgelöst.

#### Ölversorgung

Die Turbogruppe wird aus dem Ölbehälter mit Schmier- und Hydrauliköl versorgt. Die Be- und Entlüftung des Behälters erfolgt durch den Luftfilter bzw. durch den Önebelabscheider.

Das verwendete Öl zirkuliert dabei ohne Verbrauch.

Während des Normalbetriebes wird die gesamte benötigte Schmierölmenge von der Hauptölpumpe geliefert. Diese Pumpe wird direkt durch die Turbinenwelle über ein Stirnradgetriebe angetrieben. Das Schmieröl wird aus dem Ölbehälter angesaugt und über Rückschlagventil, Schmierölkühler und Doppelfilter in die Anspeisung gefördert.

Bei Betriebszuständen mit geringer Drehzahl (Anfahren bzw. Abstellen der Turbine, Wellendrehbetrieb) liefert die Hauptölpumpe nicht die ausreichende Ölmenge. Für diese Zustände wird die von einem Wechselstrommotor angetriebene Hilfsölpumpe zugeschaltet. Diese ist für den vollen Druck und 100 % der benötigten Schmierölmenge dimensioniert.

Bei Nichtverfügbarkeit der Hilfsölpumpe infolge eines Störfalles beim Abfahren übernimmt die von einem Gleichstrommotor angetriebene Notölpumpe zusammen mit dem abnehmenden Förderstrom der Hauptölpumpe die Kühlung und Schmierung der Turbogruppenlager während des Auslaufens der Turbinenwelle bis zum Stillstand.

Der Öldruck vor den Lagern wird durch das Druckbegrenzungsventil konstant gehalten. Der Öldruck wird durch Drucktransmitter überwacht. Die Grenzwerte für Alarm bzw. Turbinenauslösung liegen bei 60 % bzw. 40

% des Nennschmieröldruckes. Bei Absinken auf 60 % wird die Hilfsölpumpe direkt und die Notölpumpe zeitverzögert eingeschaltet. Sollte die Hilfsölpumpe nicht verfügbar sein, wird sie erneut und dann die Notölpumpe zeitverzögert eingeschaltet. Sinkt der Schmieröldruck weiter auf etwa 40 % des Nennschmieröldruckes, wird auch die Notölpumpe zugeschaltet. Gleichzeitig wird die Turbogruppe über die Auslösemagnetventile abgestellt.

#### Hydrauliksystem

Das Hydrauliksystem wird ebenfalls aus dem Ölbehälter gespeist und dient zur Anspeisung von Geräten und Armaturen im Regel- und Sicherheitssystem.

Für die Hydraulikversorgung stehen zwei Hydraulikpumpen zur Verfügung, im Regelfall ist eine Pumpe im Betrieb, die zweite dient als Reserve. Bei Ausfall der ersten wird die zweite automatisch zugeschaltet. Ein Druckspeicher dämpft eventuell auftretende Druckschwankungen und überbrückt die Totzeit beim Pumpenumschalten.

Das Öl, sowohl für Schmieröl- als auch für das Hydrauliksystem wird aus dem gemeinsamen Ölbehälter entnommen. Dieser Behälter ist gemeinsam mit dem Ölfilter und dem Ölkühler im Ölraum aufgestellt. Der Boden dieses Raumes ist als Ölauffangwanne bei eventuell auftretenden Leckagen gestaltet und zu diesem Zweck mit einer ölresistenten Farbe gestrichen. Die auftretende Leckageölmenge wird durch einen mit einem Ventil versehenen Abfluss einer gezielten Entsorgung durch den Betreiber zugeführt.

Die druckführenden Ölleitungen werden in abgedeckten Ölleitungskanälen des Fundaments verlegt. Eventuell austretendes Öl sammelt sich in diesem Fall in den abgedeckten Ölkänen der Fundamenttischplatte und wird gezielt in den Ölraum zurückgeführt. Außerhalb der Ölkäne werden die Steuerölleitungen gekapselt, die Lagerölleitungen als Rohr-in-Rohr System ausgeführt um in Fall einer Leckage, Kontakt von Öl mit heißen Turbinenteilen auszuschließen.

#### Kondensator

Die abzuführende Wärmemenge wird an das in den Kondensatorrohren zirkulierende Hauptkühlwasser abgegeben. Der Dampf aus den letzten Stufen der Niederdruckturbine wird kondensiert, das anfallende Kondensat wird im Kondensator-Hotwell angesammelt und dient als Pumpenvorlage.

Der Kondensator wird vor nicht vorgesehenen Betriebszuständen geschützt, welche durch Druck-, Temperatur- und Kondensatniveaumessungen festgestellt werden. Die Leittechnik reagiert auf die durch Messungen ausgelösten Alarmer mit den entsprechenden Maßnahmen wie Reduzierung der Kessellast, Schließen der Niederdruck-Umleitstation bis hin zu Dampfstopp.

#### Generator

Die Generatoranlage umfasst den Dreiphasen-Synchrongenerator in Turbobauweise, die von den Generatorklemmen gespeiste Erregungseinrichtung mit stationärem Thyristoren sowie die Generatorzusatzanlagen für Wasserstoff, Dichtöl und Reinstwasser.

Die Erregung erfolgt mittels stationärer Thyristoren von den Generatorklemmen aus, die Erregerleistung wird der Läuferwicklung über Schleifringe zugeführt.

Läuferwicklung und Ständerblechpaket sind direkt mit Wasserstoffgas gekühlt, die Ständerwicklung wird mit demineralisiertem Wasser gekühlt.

#### Wasserstoffkühlung

Wasserstoff als Kühlgas zirkuliert im Inneren des Generatorstators. Die Dichtölwanne verhindert ein Austreten von Wasserstoff an den Wellendurchtrittsstellen. Diese Anlage ist völlig vom Lagerölssystem getrennt. Durch diese Trennung wird eine hohe Reinheit des Dichtöls erreicht und gleichzeitig die Gefahr von Verstopfungen im Dichtspalt sowie ein Beschädigen der Dichtringe vermieden.

Die Dichtölversorgung erfolgt in drei Dichtölkreisläufen, einem lufthaltigen, einem entgastem und einem wasserstoffhaltigen. Im lufthaltigen Ölkreislauf wird das Öl in die luftseitige Rille des Dichtrings gepumpt, der Einspeisedruck liegt dabei geringfügig über dem H<sub>2</sub>-Druck. Dieser Kreislauf stellt die Abdichtung des Generators sicher, die beiden weiteren Kreisläufe dienen dazu, eine hohe Gasreinheit bei gleichzeitig minimalem Wasserstoffverbrauch zu garantieren. Das Verhindern von Austreten von Wasserstoff aus dem Generator durch die Gewährleistung eines Differenzdruckes zwischen dem Luftdichtkreis und dem Wasserstoffdruck im Generatorstator stellt das wichtigste Kriterium zur Betriebssicherheit dar. Bei Abfallen dieses Differenzdruckes (ca. 0,5 bar) auf 0,2 bar wird in 2-von-3-Schaltung die Reservepumpe der Dichtölwanne zugeschaltet. Bei Nichtansteigen des Differenzdruckes nach ca. 5 Sekunden wird auch die Not-Luftölpumpe eingeschaltet. Sollte die Dichtölversorgung auch dann nicht aufgebaut sein, wird mit 15 Sekunden Zeitverzögerung der Turbinenschnellschluss ausgelöst.

Sobald der Generator mit Wasserstoff gefüllt ist, kann die Turbogruppe angefahren werden. In den seitlichen Kühleraschen sind die Wasserstoffkühler montiert, in denen der Wasserstoff vom Zwischenkühlwasserkreislauf gekühlt wird. Bei einer eventuellen Generatorkühlerleckage ginge Wasserstoff aufgrund des höheren Druckes in den Kühlwasserstrom über. Durch einen Wasserstoffabscheider wird die Entstehung eines zündfähigen Gas-Luftgemisches vermieden.

Zur Vermeidung explosiver Gasgemische wird vor dem Füllen des Generators mit Wasserstoff die im Generator enthaltene Luft mit CO<sub>2</sub>-Gas verdrängt. Anschließend wird das H<sub>2</sub>-Gas eingespeist und damit das CO<sub>2</sub>-Gas ausgespült.

Beim Entleeren des Generators ist die Reihenfolge umgekehrt. Zuerst wird mit CO<sub>2</sub>-Gas das H<sub>2</sub>-Gas und anschließend mit Druckluft (öl- und wasserfrei) das CO<sub>2</sub>-Gas verdrängt. Bei Gefahrensituationen wie großen Wasserstoff-Leckagen oder Totalausfall des Dichtölsystems wird die schnelle H<sub>2</sub>-Druckabsenkung aktiviert mit dem Ziel den Wasserstoffdruck schnellstmöglich abzubauen. Dabei wird der Wasserstoff mittels zweier Bypässe über die Auspuffleitung in die Umgebungsluft abgegeben. Sobald es drehzahlbedingt möglich ist, wird die CO<sub>2</sub>-Inertisierung eingeleitet.

Nach Auslösung der schnellen H<sub>2</sub>-Druckabsenkung wird ein Turbinentrip eingeleitet.

#### Betriebsbeschreibung

Der HD-Dampfmassenstrom tritt über je zwei kombinierte Schnellschluss-/ Regelventile, zwei 180° Einströmspiralen und über radial angeordnete Leiträder in die Hochdruckturbinen ein. Die HD-Turbinen sind mit einem Stutzen für die Möglichkeit der Entnahme von Anzapfdampf (A9) versehen. Von der KZÜ wird der Anzapfdampf für die HD-VW 8 (A8) entnommen.

Nach Expansion in dieser Teilturbine wird er in Kesseln zwischen überhitzt und über je zwei Abfangventilblöcke, die in 180°-Einströmspiralen münden, in die Mitteldruckturbine geführt. Hier sind ebenfalls Entnahmestutzen für die Anzapfungen A5, A6 und A7 vorgesehen. Der verbleibende Dampfmassenstrom wird dann zu den je zwei symmetrischen doppelflutigen ND-Turbinen geführt, in die er über Einströmspiralen und radial durchströmte erste Leitreiben in die Fluten der ND-Turbinen eintritt.

Die Dampfversorgung der SPAT erfolgt im Normalbetrieb ausschließlich über Anzapfdampf aus der A5 von der Hauptmaschine. Die SPAT ist mit zwei Schnellschluss- und zwei Regelventilen ausgestattet. Nach den Regelventilen wird der Dampf über einen Ringraum auf die zweiflutige Axialbeschaufung verteilt. Der auf Kondensatordruck expandierte Dampf wird über zwei Abdampfstutzen dem Kondensator zugeführt. Bei Störfällen (z.B. Trip der Hauptturbine und nachfolgendem Umleitbetrieb) sowie beim Anfahren, kann die Dampfversorgung aus der kalten Zwischenüberhitzung (KZÜ) erfolgen.

Aus den Anzapfungen A1 bis A4 der ND-Turbinen werden die Vorwärmer Nr.1-4 bzw. die Heiz-Vorwärmer 1 und 2 gespeist. Nach der Expansion in den ND-Turbinen tritt der Dampf in die Kondensatoren ein.

### Verwendete Stoffe im Betrieb - Tabelle

Neben dem Dampfstrom des Kreislaufs werden folgende Hilfsstoffe pro Turbosatz verwendet.

Menge	Stoff	Spezifikationen; Hinweise
48 m³	Schmieröl Hauptturbosatz	Spezifikation HTGD690117; Mineralöl VG 46;
19,2 m³	Schmieröl Speisepumpen - antriebsturbine (SPAT)	Spezifikation HTGD690117; Mineralöl VG 46;
4 m³	Dichtöl	Spezifikation HTGD690117; Mineralöl VG 46;
600 l	Steueröl für ND-Umleitstationen mit Tank, Kühlern, Filter und Rohrleitungen	Spezifikation HTGD690117
600 l	Steuerölversorgung der TAL und der Anzapfdampfstopfklappe mit Tank, Kühlern, Filter und Rohrleitungen	Spezifikation HTGD690117
221 Nm³	Wasserstofffüllung für H <sub>2</sub> -Kühlung (Generator)	
730 Nm³	Kohlendioxid für Inertisierung (Generator)	
25 kg	Silikagel -Trockenperlen zur Gastrocknung (Generator)	
28 l	Ionentauschersalze (Generator)	
14 l	Ionentauschersalze (Generator)	

#### 6.10.8.2. Verfahrensbild

Das Verfahrensbild ist den Anlagen in Kapitel 6.13 Anlage 6 - 37 zu entnehmen.

#### 6.10.8.3. R&I Schemata

Das R&I-Schema ist den Anlagen in Kapitel 6.13 zu entnehmen.

#### Übersicht R&I-Schemata Turbine und SPAT

Bezeichnung	Zeichnungsnummer	Anlage
Entwässerungssystem, Hochdruckturbine	0324 60 M00 MCB01 APGTU 002	6 - 07
Entwässerungssystem, Mittel- und Niederdruckturbine	0324 60 M00 MCB01 APGTU 003	6 - 08
Anzapfungen und Entnahmen, Hochdruckturbine	0324 60 M00 MCB01 APGTU 004	6 - 09
Anzapfungen und Entnahmen, Mitteldruckturbine	0324 60 M00 MCB01 APGTU 005	6 - 10
Anzapfungen und Entnahmen, Niederdruckturbine	0324 60 M00 MCB01 APGTU 006	6 - 11
Sperrdampf und Absaugung, SPAT	0324 60 M00 MCB01 APGTU 007	6 - 05
Messungen und Entwässerungen, SPAT	0324 60 M00 MCB01 APGTU 008	6 - 06

#### 6.10.9. Saugzug

Die Saugzüge sind als zweistufige Axialventilatoren ausgeführt. Sie saugen das Rauchgas aus dem Dampferzeuger und fördern es zum Kühlturm.

Die Saugzüge sind für den höchsten Rauchgasvolumenstrom bei maximaler Dauerlast am Ende der Reisezeit ausgelegt.

Das Saugzuggebläse besteht aus Saugkasten, Ventilator und Diffusor und ist horizontal aufgestellt. Das Laufzeug besteht aus zwei Laufradstufen, Laufradlagerung und einer Verstellhydraulik für die Laufschaufeln. Es ist so ausgelegt und konstruktiv ausgeführt, dass keine kritischen Schwingungszustände im Betriebsfall auftreten können. Die entstehenden Kräfte werden in ein Betonschwingfundament eingeleitet. Der Antriebsmotor ist über einer Rutschkupplung und einer Zwischenwelle mit dem Laufzeug verbunden.

Die Rotorlager sind als Gleitlager ausgeführt. Die Laufradlagerung ist an einer Ölumlauflagerung mit Ölkühler angeschlossen. Die kontinuierliche Schmierölzufuhr sorgt für den erforderlichen Schmierfilm zwischen Welle und Lagerbuchse. Die auftretenden axialen Schubkräfte werden durch ein Axiallager aufgenommen.

Im Bereich der Rutschkupplung ist jeweils eine hydromechanische Bremse angeordnet, die die Gebläse ab einer Drehzahl gleich / kleiner 150 U/min bis zum Stillstand abbremst, um Schäden an der Gleitlagerung beim Durchfahren des Mischreibungsbereichs zu vermeiden. Damit die Gleitlager im Schwarzfall nicht unnötig verschleifen, wird die Ölpumpe der Bremsanlage an das gesicherte Netz angeschlossen.

Die Regelung der Saugzüge erfolgt über den Winkel der Laufschaufeln. Die Stellung der Laufschaufeln wird so gewählt, dass sich im Feuerraum ein konstanter Unterdruck einstellt.

Für die Festigkeit der Kanäle vor und hinter den Saugzügen werden alle Betriebs- und Störungen der Gebläse berücksichtigt.

Zur Schalldämpfung sind auf der Saug- und Druckseite des Saugzuges Schalldämpfer angeordnet. Zusätzlich ist eine kombinierte wärme-/schalldämmende Ummantelung vom Schalldämpfer vor Ventilator bis zum Schalldämpfer nach Ventilator vorgesehen.

#### **6.10.9.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung (einschl. Sicherheitstechnik)**

##### **Einrichtungen zur Sicherheit:**

Die Steuerung des Saugzuges erfolgt grundsätzlich von der Warte aus und ist weitestgehend automatisiert. Zur Bedienung des Saugzuges ist daher kein Personal im Gefahrenbereich erforderlich. Bei unzulässigen Betriebszuständen, die direkt am Saugzug auftreten, wird das Gebläse außer Betrieb genommen. Der Saugzug wird ebenfalls bei drohenden Gefahren für die Gesamtanlage abgeschaltet, da er Teil des übergeordneten Kesselschutzkonzepts ist. Damit der Saugzug bei Störfällen oder Fehlfunktionen rechtzeitig und schadensfrei außer Betrieb genommen werden kann, sind am Saugzug Mess- und Überwachungseinrichtungen verbaut (siehe unten).

Neben den üblichen Anforderungen an die Festigkeit werden keine besonderen Anforderungen bezüglich des Explosionsschutzes an den Saugzug gestellt.

##### **Temperaturüberwachung der Gleitlager**

An der Gleitlagerung des Saugzuggebläses wird die Temperatur mit je 3 Temperaturfühlern gemessen. Die Temperatur wird als 2 von 3 Messungen ausgewertet, da die Lagertemperatur Rückschlüsse auf drohende mechanische Schäden am Gebläse zulässt.

##### **Schwingungsüberwachung**

Zur Schwingungsüberwachung sind am Ventilatorgehäuse 3 Schwingungsaufnehmer zur Messung der Absolutschwingung angebracht. Die Analogsignale werden als 2 von 3 Messung ausgewertet, da die Schwingungsüberwachung eine wichtige Einrichtung zur Anzeige von Unregelmäßigkeiten und zur Prävention schwerer Schäden darstellt.

##### **Drehzahlüberwachung**

Um die Auslaufzeit des Ventilators im Mischreibungsbereich der Gleitlager abzukürzen, wird bei einer Drehzahl < 150 1/min die Bremse betätigt. Dazu wird ein Drehzahlsignal in 2-von-3-Ausführung erfasst. Auf diese Weise bleiben Schäden an den Gleitlagern durch Überbeanspruchung der Notlaufeigenschaften im Mischreibungsgebiet ausgeschlossen. Weiterhin kann über die Drehzahlüberwachung zuverlässig kontrolliert werden, ob sich der Saugzug dreht.

### **Pumpgrenzüberwachung**

Die Pumpgrenz-Überwachung als Grenzwert-Überwachung ist eine Vorwarneinrichtung. Liegt der Betriebspunkt des Saugzuges nahe an der Abreißgrenze bzw. Pumpgrenze, wird ein Alarm auf die Warte gegeben. Für die Pumpgrenzüberwachung werden verschiedene Betriebsmesswerte (Drücke, Temperaturen und Rauchgasvolumenstrom) verwendet. Die Pumpgrenzüberwachung ersetzt nicht das Petermannrohr. Die Pumpgrenzüberwachung greift lediglich in die Steuerung begrenzend ein, wenn sich durch ein weiteres Öffnen der Laufschaufeln ein gefährlicher Betriebszustand für den Saugzug ergibt. Die Pumpgrenzüberwachung stellt daher nur sicher, dass der Saugzug innerhalb seiner physikalisch technischen Grenzen betrieben wird. Eine völlige Abschaltung erfolgt daher grundsätzlich nicht über die Pumpgrenzüberwachung.

### **Petermannrohr**

Das Petermannrohr wird zusätzlich zur Pumpgrenzüberwachung verbaut, um einen tatsächlich aufgetretenen Strömungsabriss an den Laufschaufeln des Ventilators zu erkennen. Das Petermannrohr ist an jedem Saugzug ein besteht im Wesentlichen aus einem Differenzdruckaufnehmer. Beim Ansprechen des Petermannrohrs liegt definitiv eine Fehlfunktion vor (Betrieb auf der Abreißlinie/Pumpgrenze), der auf der Warte Alarm auslöst.

### **Regeleinrichtung**

Die steuer- und regelungstechnischen Einrichtungen für den Betrieb des Saugzugebläses sind im R+I Fließbild zu sehen

Das Saugzugebläse kann über seine Schaufelwinkelverstellung geregelt und so den unterschiedlich geforderten Kessellasten angepasst werden. Die Laufradschaufel-Regelung besteht aus Proportionalventil und Schaufelwinkel-Istwert-Geber. Die Laufschaufelverstellung ist auf der hydraulischen Seite „fail-safe“, da die Laufschaufeln bei Ausfall der Hydraulikpumpe in Ihrer Stellung verharren. Die Logik für das Öffnen und Schließen der Schaufeln wird in der Leittechnik realisiert.

### **Sonstige (Betriebs-)Messungen**

In Verbindung mit der Pumpgrenz-Überwachung werden die nachfolgend genannten Messungen benötigt. Die Messungen werden mit einem speziellen Algorithmus verarbeitet. Die Ergebnisse liefern den aktuellen Betriebspunkt im Kennfeld des Ventilators und dienen so der Pumpgrenz-Überwachung:

Volumenstrom Rauchgas (aus Messung berechnet)

Temperatur des Rauchgases

Absolutdruck des Rauchgases

Druckerhöhung des Saugzuges

### **6.10.9.2. Verfahrensfließbild**

Die beiden Saugzugebläse sind im Übersichtsfließbild (Anlage 6 – 1) und dem Verfahrensfließbild Entstaubungsanlage (Anlage 6 – 36) dargestellt.

### **6.10.9.3. R&I-Schema**

Die beiden Saugzugebläse sind im Übersichtsschema Luft-Rauchgas (Anlage 6 – 14) sowie dem R&I-Schema Rauchgassystem (Anlage 6 – 21) dargestellt.

## 6.10.10. Wasserdampfkreislauf

### 6.10.10.1. Anlagen- und Betriebsbeschreibung (incl. Sicherheitstechnik)

Der Wasser-Dampf-Kreislauf des Blocks 6 besteht im Wesentlichen aus:

- Speisewassersystem mit Speisewasserbehälter als Mischvorwärmer und Speisepumpen (1 x Turbinen angetrieben, 2 x E-Motor angetrieben)
- 3-stufige Speisewasservorwärmung (3 HD-Vorwärmer plus 1 Enthitzer)
- Durchlaufdamperzeuger mit einfacher Zwischenüberhitzung und Umwälzsystem
- Turbosatz mit HD-, MD-Teil und vierflutigem ND-Teil
- Kondensatsystem mit Hauptkondensatpumpen, 5-stufiger Kondensatvorwärmung und Nebenkondensatsystem
- 2-stufige Vorwärmung von Fernheizwasser mit zugehörigem Kondensatsystem
- Speisepumpenantriebsturbine mit zugehörigem Kondensatsystem
- HD- und MD-Einspritzwassersystem
- Absicherung gegen Drucküberschreitung mit HD-Umleitstationen, ZÜ-Sicherheitsventilen, ND-Umleitstationen
- Warmhaltungs- und Entwässerungssysteme mit Entspanner
- Kondensatreinigungsanlage mit Kondensatreinigungspumpen

Von diesen sind folgende, nicht im Lieferumfang des Dampfturbinenherstellers enthaltene Komponenten im Maschinenhaus angeordnet:

- Speisewasserbehälter:  
Der Speisewasserbehälter ist ein liegend angeordneter Mischvorwärmer. Im Leistungsbetrieb erfolgt die Aufwärmung des Speisewassers durch Einleitung von Dampf aus der MD-Turbine. Der Betriebsdruck gleitet in Abhängigkeit von der gefahrenen Turbinenlast, die Betriebstemperatur entspricht dem Sattdampfdruck. Das Hauptkondensat wird beim Eintritt in den Speisewasserbehälter über Sprühentgaser thermisch entgast. Die nicht kondensierbaren Gase werden mittels Schwaden abgeleitet und über eine Brüdenleitung zum Schwadenrohr des Entspanners geführt. Der Speisewasserbehälter dient ebenfalls als Zwischenspeicher, um in allen Betriebsfällen eine ausreichende Vortage für die Kesselspeisepumpen bereitstellen zu können. Erforderlich wird dieser Ausgleich während des ND-Umleitbetriebes und bei der Frequenzstützung durch Kondensatstopp.
- Speisepumpen:  
Zur Förderung des Speisewassers dienen die durch eine Speisewasserpumpenantriebsturbine (SPAT) angetriebene Speisepumpe 1 und die mit E-Motoren angetriebenen Speisepumpen 2 und 3. Mit der Speisepumpe 1 können 100 % Blocklast plus Einspritzwassermengen in den Dampferzeuger und die Hochdruckumleitstation (HDU) gefahren werden. Der Block kann mit einer der E-Speisepumpen an- und abgefahren werden. Bei Ausfall der Speisepumpe 1 erfolgt automatisch die Zuschaltung der Speisepumpen 2 und 3. Der Weiterbetrieb des Blocks ist dann mit ca. 84 % Leistung möglich. Die Anpassung der Speisewassermenge erfolgt jeweils durch Drehzahlregelung. Die Speisepumpenaggregate bestehen jeweils aus einer mit geringerer Drehzahl laufenden doppelflutigen Vorpumpe und einer mehrstufigen Hauptpumpe. Die Mindestdurchströmung der Speisepumpen wird durch ein Mindestmengenregelventil gewährleistet. Die Mindestmenge wird in den Speisewasserbehälter zurück geführt.
- HD-Vorwärmer und Enthitzer:  
Die Speisepumpen fördern das Speisewasser über die HD-Vorwärmer 1,2,3 und einen Enthitzer zum Dampferzeuger. Durch diese energetisch optimierte Schaltung lässt sich eine wirtschaftlich optimale Speisewasserendtemperatur realisieren. Die HD-Vorwärmstufen können bei Bedarf gemeinsam über schnell schließende, eigenmediumgesteuerte Dreiwegeventile umführt werden. Das anfallende Kondensat wird im Normalbetrieb kaskadenförmig über jeweils ein Ablaufregelventil vom HD-Vorwärmer 3 in den HD-Vorwärmer 2 und von dort über den HD-Vorwärmer 1 in den Speisewasserbehälter geleitet.

- Hauptkondensatpumpen:  
Mit zwei Hauptkondensatpumpen wird das im Block anfallende Kondensat über die ND-Vorwärmer in den Speisewasserbehälter gefördert. Die Pumpen sind so ausgelegt, dass sie zusammen die max. Hauptkondensatmenge im Auslegungsfall des Wasser-Dampf-Kreislaufs, sowie die Einspritzwassermenge der ND-Umleitstation aber auch die erhöhte Kondensatmenge nach einem Kondensatstopp fördern können. Die Fördermenge der Kondensatpumpen wird durch Stromrichterantriebe drehzahl geregelt angepasst und der Stand im Speisewasserbehälter geregelt.
- ND-Vorwärmer:  
In den ND-Vorwärmern wird das Hauptkondensat durch Anzapfdämpfe aus der MD- und ND-Teilturbine aufgewärmt. Das ND-Vorwärmsystem besteht aus den 2 parallel geschalteten Einsteckvorwärmern 11 und 12 (Lieferumfang Alstom) sowie vier Rohrbündelwärmeübertragern (ND-Vorwärmer 2-5). Das in den ND-Vorwärmern 2 und 4 anfallende Kondensat wird mit redundant ausgeführten Nebenkondensatpumpen in die Hauptkondensatleitung gepumpt. Die Nebenkondensate der ND-Vorwärmer 3 und 5 laufen über Ablaufregelventile jeweils in den davor geschalteten Vorwärmer. Das Nebenkondensat aus den ND-Vorwärmern 11 und 12 läuft über eine Schleife in den Kondensatspeicher (Hotwell) des Kondensators der ND-Turbine ab.
- Kondensatreinigungspumpen:  
Um den Anforderungen eines Benson-Kessels nach einem salz- und korrosionsproduktarmen Speisewasser zu genügen, ist der Einsatz von 2 x 33 % Kondensatreinigungsanlagen (KRA) im Bypass vorgesehen. Eine weitere Kondensatreinigungsanlagendient als Reserve und wird zukünftig für den Bestand (Block 5) genutzt. Diese sind im Gebäude für die Wasseraufbereitung angeordnet. Die Kondensatreinigungspumpen entnehmen das Kondensat jeweils aus einem der Hotwells und führen es jeweils einer Kondensatreinigungsanlage zu.

Neben den Komponenten des Wasser-Dampf-Kreislaufs befinden sich im Maschinenhaus noch Teile des Haupt-, Neben- und Zwischenkühlwassersystems und Teile des Fernheizsystems:

Haupt-, Neben- und Zwischenkühlwassersystem bestehend aus Zwischenkühlwasserkühlern, Nebenkühlwasserpumpe (optional), 3 Zwischenkühlwasserpumpen und der Reinigungsanlage für die Zwischenkühlwasserkühler (nur Komponenten im Maschinenhaus).

Das Hauptkühlwasser nimmt die Kondensationswärme der Kondensatoren der Hauptturbine, der Speisepumpenantriebsturbine und die im Zwischenkühlwassersystem aufgenommene Wärme auf.

Das Zwischenkühlwassersystem führt die Wärme der Nebenkühlstellen des Blocks ab. Über die Zwischenkühlwasserkühler wird die Wärme mit dem Nebenkühlwasser zum Kühlturm geleitet. Das Zwischenkühlwassersystem ist ein geschlossener Kühlkreislauf. Es ist mit Deionat gefüllt und besteht aus:

- 3 x 50 % Zwischenkühlwasserpumpen
- 2 x 50 % Zwischenkühlwasserkühlern
- Leitungssystem mit Armaturen und Kühlerbypass
- Ausgleichsbehälter mit Stickstoffpolster und Deionat-Nachspeisung (Lage: Kesselhaus)

Die Zwischenkühlwasserkühler sind nebenkühlwasserseitig mit einer kontinuierlich arbeitenden Rohrreinigungsanlage ausgestattet.

**Fernheizsystem** bestehend aus 2 HeizungsVorwärmern (Heikos) und 6 Fernheizungspumpen (nur Komponenten im Maschinenhaus).

Das Fernwärme-Konzept besteht in der geregelten Aufheizung des Fernheizwassers möglichst unter Einsatz von Turbinendampf. Der Dampf wird dabei dem Wasser-Dampf-Kreislauf energetisch günstig entnommen, unter Ausnutzung von Anzapfdampf aus den MD-/ND-Turbinen. Die Erzeugung der Fernwärme erfolgt durch Dampf/Wasser-Wärmeübertrager ausgeführt als Rohrbündelwärmeüberträger. Die HeizungsVorwärmer werden fernheizwasserseitig in Reihe geschaltet, um den Dampf aus den Anzapfungen möglichst effektiv für die Wärmeübertragung zu nutzen. Das Kondensat wird dem Wasser-Dampf-Kreislauf über Nebenkondensatpumpen wieder zugeführt.

Fernheizwasserseitig besteht die Anlage aus 2 Fernheizpumpen für den Rücklauf des Fernwärmenetzes (Fernbereich), 2 Fernheizpumpen für den Vorlauf des Fernwärmenetzes (Fernbereich) und 2 Fernheizpumpen für den Fernheizprozess im Nahbereich.



### **6.10.10.2. Verfahrensfließbild „Dampf-, Wasser-, Kondensatkreislauf“**

Das Verfahrensfließbild „Dampf-, Wasser-, Kondensatkreislauf“ ist den Anlagen in Kapitel 6.13 (Anlage 6 – 4 und Anlage 6 – 13) zu entnehmen.

### **6.10.10.3. R&I-Schema**

Die R&I-Schemata sind den Anlagen in Kapitel 6.13 (Anlage 6 – 37 bis Anlage 6 – 62) zu entnehmen.

## **6.11 Maschinen- / Apparatenaufstellungspläne**

Maschinen- und Apparatenaufstellungspläne sind in Kapitel 6.13 (Anlage 6 – 63 bis Anlage 6 – 91) als Anlagen zu Kapitel 6 aufgeführt. Dort finden sich im Einzelnen:

- Grundrisse
- Schnitte
- Kessel-Längsschnitt
- Kessel-Längs- und Querschnitt Oberteil
- Kessel-Querschnitt
- DeNOx-Anlage (ohne NH<sub>3</sub>-Lager und Katalysator)
- Entstaubungsanlage
- Turbosatz mit SPAT
- Bauwerk für Rauchgas-Gebläseanlage
- Aggregate im Maschinenhaus

## 6.12 Technische Basisdaten der Anlagenteile

Im nachfolgenden werden die wesentlichen Anlagenbestandteile,

Kessel

DeNOx-Anlage

Entstaubungsanlage

Turbosatz mit SPAT

Saugzuggebläse

Aggregate im Maschinenhaus

beschrieben.

### 6.12.1. Kessel

#### 6.12.1.1. Schaltung

Siehe Schemata Eco - Verdampfer, Überhitzer, Zwischenüberhitzer und Entwässerung – Entlüftungen unter den Anlagen zu Kapitel 6: Kapitel 6.13.

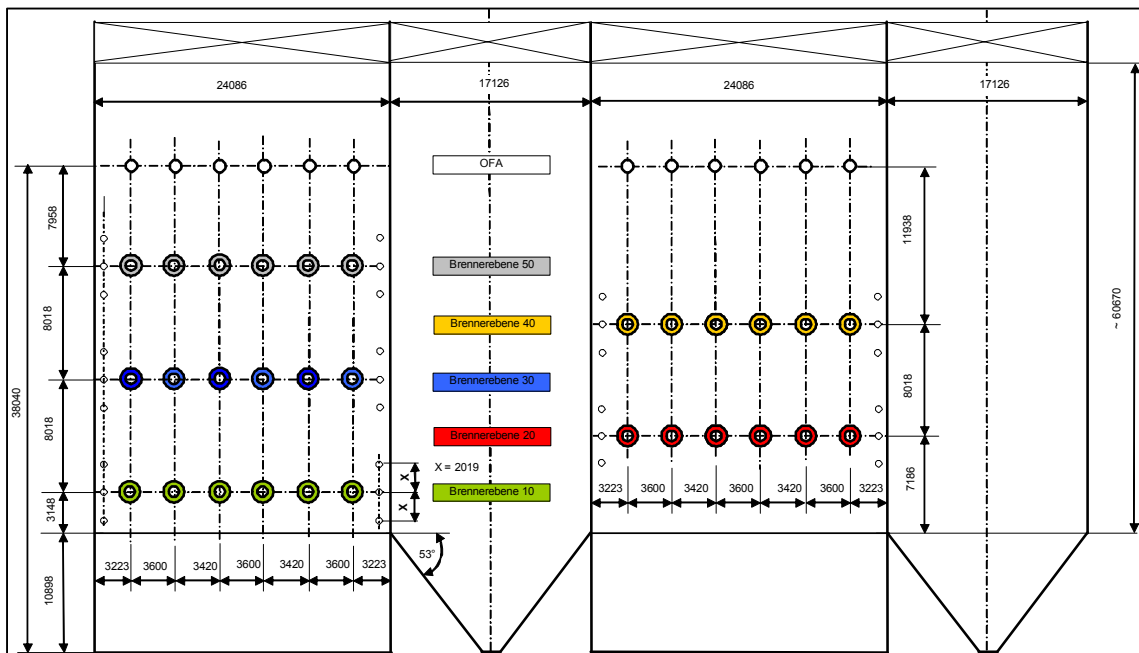
#### 6.12.1.2. Geometrische Daten

Siehe Kapitel 6.13 Anlagen zu Kapitel 6

#### 6.12.1.3. Mediumssparameter bei 100 % DE-Last

	Druck in bar	Temperatur in °C	Massenstrom in kg/s
Speisewasser	320	307	783,12
Frischdampf	285	600	824,34
KZÜ	61	355,5	687,63
HZÜ	59	620	693,92

## Feuerung



Dampferzeuger *		
HD-Massenstrom	kg/s	824,34
HD-Druck	bar	285
HD-Temperatur	°C	600
ZÜ-Massenstrom	kg/s	687,63
ZÜ-Druck	bar	59
ZÜ-Temperatur	°C	620
Heißlufttemperatur	°C	360
Abgastemperatur	°C	120

Brennkammer *					
Volumen	m <sup>3</sup>	26177	Volumenbelastung **	MW/m <sup>3</sup>	0,100
Kühlfläche	m <sup>2</sup>	6017	Kühlflächenbelastung **	MW/m <sup>2</sup>	0,435
Querschnitt	m <sup>2</sup>	409	Querschnittbelastung **	MW/m <sup>2</sup>	6,349

Brennerzone *					
Volumen	m <sup>3</sup>	9821	Volumenbelastung **	MW/m <sup>3</sup>	0,265
Gürtelfläche	m <sup>2</sup>	1972	Gürtelbelastung **	MW/m <sup>2</sup>	1,321

Kohlemühlen *		
Anzahl Kohlemühlen installiert	-	5
Anzahl Kohlemühlen in Betrieb	-	5

Brenner *		
Anzahl der Brenner installiert	-	30
Anzahl der Brenner in Betrieb	-	30
Brennerleistung ***	MW	ca. 77

\* 100 % Kessellast Basis Referenzkohle Kleinkopje (Analyse lt. Vertrag)

\*\* bezogen auf Gesamtwärme

\*\*\* bezogen auf Brennstoffwärme

## 6.12.2. DeNOx-Anlage

### 6.12.2.1. Auslegungsdaten der DeNOx Anlage

Rauchgasvolumenstrom, Rauchgasvolumenstrom, Betriebs-O <sub>2</sub> -Gehalt Betriebs-H <sub>2</sub> O-Gehalt	m <sup>3</sup> /h, N. feucht m <sup>3</sup> /h, N. trocken Vol.-% trocken Vol.-%	2.876.267 2.645.407 2,79 8,38
Rauchgastemperatur vor Reaktor - minimal - maximal / Dauerbetrieb - bei 100 % Kessellast - bei Luftverhältnis	°C °C °C	320 400 395 n = 1,15
rauchgasseitiger Widerstand (Eco-Austritt bis Luvo-Eintritt, einschließlich 2 Katalysatorlagen) rauchgasseitiger Widerstand einer zusätzlichen Katalysator-Lage (Modulhöhe 1500 mm)	mbar mbar	8 2,5
Rohgasstaubgehalt - Nachweiskohle bei 100 % Kessellast - max. Gehalt, bei 100 % Kessellast	mg/m <sup>3</sup> N. tr. mg/m <sup>3</sup> N. tr.	16.470 17.330
SO <sub>2</sub> -Konzentration vor DeNOx - Nachweiskohle bei 100 % Kessellast - max. Gehalt (abh. von einges. Kohle) bei 100 % Kessellast	mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub>	1089 4185
SO <sub>3</sub> -Konzentration vor DeNOx - Nachweiskohle bei 100 % Kessellast - max. Gehalt bei 100 % Kessellast	mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub>	13,4 52,3
NO <sub>x</sub> -Konzentration vor Reaktor - 100 % Last Nachweiskohle - 100 % Last Max. NO <sub>x</sub> Lastfall (Brennstoffband) - NO <sub>x</sub> -Konzentration nach DeNOx-Reaktor	mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> N. tr. bei 6% O <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup> bei akt.% O <sub>2</sub>	470 610 <100

### 6.12.2.2. Reaktor

Abmessungen	L x W x H	20.500 x 24.500 x 32.250
Anzahl der Reaktoren	Stück	1
Auslegungsdruck	mbar	+70/ -70
Auslegungstemperatur	°C	420
Anzahl der Katalysatorebenen	Stück	4
Eingebaute Katalysatoreben	Stück	3
Anzahl Module/ Ebene	Stück	240
Anordnung der Module	Stück	10 x 24 siehe Aufstellungszeichnung

Der Reaktor ist ausgelegt für den Einsatz unterschiedlicher Katalysatorlieferanten mit den Abmessungen ca. 950mm x 1900mm.

Basisdaten Module:

Gesamthöhe Module	mm	1.600
Abstand der Katalysatorebenen	mm	3.750
Material Reaktor:		
Gehäuse		HII
Aussteifungen und Bleche im Reaktor		16Mo3
Unterstützungen im Reaktor		16Mo3
Wandstärke Gehäuse	mm	6 – 40
Türen:		
Befahröffnungen	Anzahl	4 x 4
Abmessungen	mm	1.200x2.200
Zulässige Belastung auf der Katalysatorebene	kg/m <sup>2</sup>	1.600
Gesamtgewicht ohne Module inklusive Hauben	t	ca. 1.437

### 6.12.2.3. Katalysator

Katalysator Typ		Platte
Pitch	mm	5,7
Abmessung L/B/H	mm	1.882/948/1600
Gewicht / Modul	kg	1.700
Eingebautes Volumen	m <sup>3</sup>	
V2O5	%	< 0,5
DeNOx efficiency	%	> 74,2
NH <sub>3</sub> Schlupf bei 6% O <sub>2</sub>	ppmV	< 2,0
SO <sub>2</sub> / SO <sub>3</sub> Konversion 392° C	Mol %	< 1,0
Freier Querschnitt	%	> 80
Druckverlust sauberer Katalysator pro Ebene	mbar	2
Druckverlust gebrauchter Katalysator pro Ebene	mbar	2,5

#### 6.12.2.4. Rauchgaskanäle

Zwischen Kesselaustritt und Reaktorhaube und Reaktortrichter und Luvo

Wandstärke Bleche	mm	>6
Werkstoff:		
Bleche		H11
Aussteifungen		16Mo3
Design:		
Druck	mbar	-70 / +70
Temperatur	°C	420
Gesamtgewicht der Rauchgaskanäle	t	s. Gesamtaufstellung
Inspektionstüren:		
Anzahl	Stück	4
Abmessungen	mm	600 x 800

#### 6.12.2.5. Rauchgaskanal Kompensatoren

Anzahl	Stück	1 Reaktorhaubeintritt 1 Reaktorhaubeaustritt
Hersteller		LBH oder gleichwertig
Betriebstemperatur	°C	380
Betriebsdruck	mbar	-20/ +20
Material:		
Rahmen und Deckflansch		H11
Gewebe		Fiberglas

#### 6.12.2.6. Russbläser

Hersteller	Clyde-Bergemann oder gleichwertig	
Type		Dampfbläser
Anzahl pro Ebene	Stück	2 x 5
Anzahl geplant	Stück	40
Anzahl installiert	Stück	20
Dampfversorgung für Russbläser		
Druck	bar	6
Temperatur	°C	~320
Dampfverbrauch (20 Russbläser)	kg/Blasvorgang	22754

#### 6.12.2.7. Verteilerluft

Anzahl	Stück	2 x 100%
Volumenstrom	Nm³/h	20000
Druck	bar	1,1
Temperatur a. Austritt	°C	40
El. Leistung	kW	75

### 6.12.2.8. NH<sub>3</sub> Versorgung

#### 6.12.2.8.1. NH<sub>3</sub> Rohrleitungen, Verteilung und Mischer

Mengenregelstation	Stück	1
Regelbereich	kg/h	0-700
Druck	bar	2
Schmutzfänger	Stück	1
Mengenregelventil	Stück	1
Isolierung und Begleitheizung	Stück	1
Statischer Rohrmischer (NH <sub>3</sub> -Luft)	Stück	1

Incl. aller klein Rohrleitungen, Sicherheitseinrichtungen, Armaturen, Mess- und Steuergeräte.

#### 6.12.2.8.2. NH<sub>3</sub>/Luft Eindüsung

Düsenlanzen	Stück	12
Eindüseebenen	Stück	1
Material		1.4828 oder Hastelloy Alloy C4 / C22
Volumenstrom Luft/ Düse	Nm <sup>3</sup> /h	1750
Druck	bar	1,1

#### 6.12.2.8.3. NH<sub>3</sub>/Rauchgas

Crossmixer (Reihe 1)	Stück	13
Durchmesser	mm	ca. 5.000
NH <sub>3</sub> Mischerscheiben (Reihe 2)	Stück	2 x 6
Durchmesser	mm	2.800
NH <sub>3</sub> Mischerscheiben (Nachmischung / Reihe 3)	Stück	2 x 6
Durchmesser	mm	2.800
Homogenisierung (Reihe 4 in Reaktor Haube)	Stück	4 x 8
Durchmesser	mm	2.000
Druckverlust über alle Strömungseinbauten	mbar	< 1,5

### 6.12.2.9. Rauchgasmessungen

#### 6.12.2.9.1. Betriebsmessungen

Rohgasmessung

Rauchgaskanal vor NH<sub>3</sub> Eindüsung

Flansche ohne/ mit Messlanze	DN 150 / PN 6	8 / 8
------------------------------	---------------	-------

Rohrleitungssammler DN150 / Rauchgaszyklon / Messgasrohrleitung DN50 / Messgasgebläse / Analysegerät / verbindende Rohrleitungen / Begleitheizung 320 °C / Isolierung.

Messgasgebläse	Stück	1
Volumenstrom	m <sup>3</sup> /h	127
Delta P	mbar	80
Betriebstemperatur	°C	300-420

Reingasmessung

Messgitter nach Luvo

Flansche ohne/ mit Messlanze	DN 150 / PN6	8 / 8
------------------------------	--------------	-------

Rohrleitungssammler DN150 / Rauchgaszyklon / Messgasrohrleitung DN50 / Messgasgebläse / Analysegerät / verbindende Rohrleitungen / Begleitheizung 130°C/ Isolierung.

Messgasgebläse	Stück	1
Volumenstrom	m <sup>3</sup> /h	127
Delta P	mbar	80
Betriebstemperatur	°C	300-420

#### 6.12.2.9.2. Verbindende Rohrleitungen

NH <sub>3</sub> Leitung von +/- 0,0m 1m vor Kesselhaus	DN 125	
Verteilerluftleitung	DN 700	
Mischgasleitung	DN 700	
Dampf-/Kondensatleitung	DN 125/ DN 25	
Trinkwasser für Augenwascheinrichtung	DN 25	
Alle Leitungen mit Begleitheizung und Isolierung entsprechend Anforderung		

### 6.12.3. Entstaubungsanlage (Efilteranlage)

#### Betriebsdaten

Zur Reinigung der staubbeladenen Rauchgase des steinkohlegefeuerten Dampferzeugers wird eine zweistraßige Elektrofilteranlage eingesetzt.

Die Elektrofilteranlage bestehend aus zwei Elektrofiltern mit jeweils sechs in Strömungsrichtung angeordneten Abscheidezonen wurde für folgende Betriebsdaten ausgelegt:

Rauchgasvolumenstrom:	m <sup>3</sup> / h i. N. f.	3.157.000
Rauchgastemperatur:	°C	120 – 140



Rohgasstaubgehalt, Normalbetrieb	mg / m <sup>3</sup> i. N. tr.	21.430
Rohgasstaubgehalt, Russblasen	mg / m <sup>3</sup> i. N. tr.	43.000
Auslegungsdruck:	mbar	± 75

Bei einem Rohgasstaubgehalt von 43.000 mg / m<sup>3</sup> i. N. tr. beim Russblasen und einer Rauchgastemperatur von 140 °C wird ein Reingasstaubgehalt von 10 mg / m<sup>3</sup> i. N. tr. bezogen auf 6 % O<sub>2</sub>, eingehalten.

## 6.12.4. Turbosatz mit SPAT

### 6.12.4.1. Turbine

Turbinenmodule:	RT50 HD5X8-MD5X-2ND49AU/b
Klemmenleistung	1100 MW (Kondensationsbetrieb)
Fernwärmeentnahme:	Bis 300 MW thermisch
Dampfparameter	Frischdampf: 596,4°C/275 bar (Eintritt HD-Turbine)
	Zwischenüberhitzung 619°C/58 bar (Eintritt MD-Turbine)
Wirkungsgrad:	50,36 % im 100 % Lastfall
Frequenz:	50 Hz

### 6.12.4.2. Kondensator

2-Druck-Kondensation	39 mbar / 49 mbar
Wärmeübergangsfläche:	21 558 m <sup>2</sup> + 26410 m <sup>2</sup>

### 6.12.4.3. Speisepumpenantriebsturbine

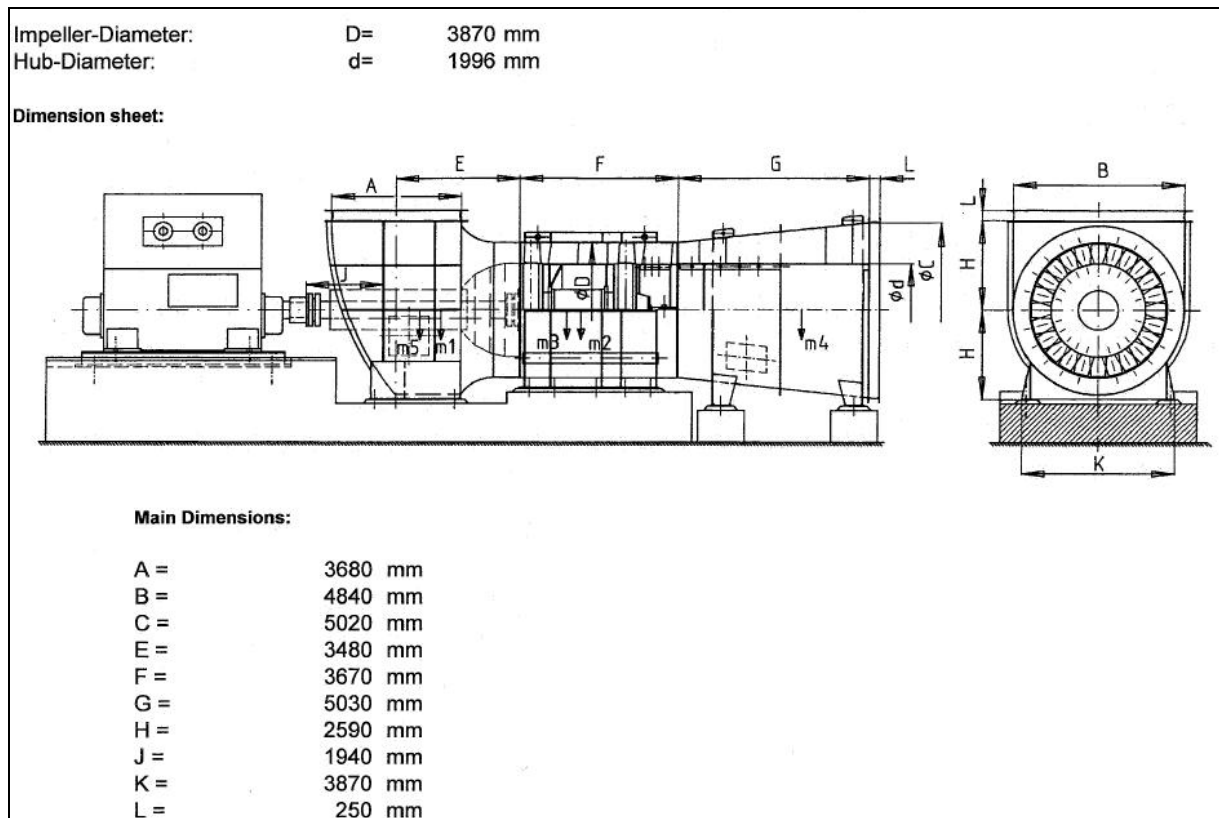
Nennleistung:	34,8 MW
Bestleistung:	45,0 MW
Nennzahl:	4440 U/min (bei 100 % Last Hauptturbine)

## 6.12.5. Saugzuggebläse

Der Saugzug ist zwischen E-Filter und Rauchgasentschwefelungsanlage angeordnet. Der Saugzug wird schwingungsisoliert auf einem Betonschwingfundament aufgestellt.

### Geometrische Abmessungen

Die Hauptabmessungen können dem eingefügten Massblatt entnommen werden.



### Technische Eckdaten

Der Saugzug ist Axialgebläse ausgeführt. Folgend die wichtigsten Eckdaten für die Anlage.

Anzahl der Saugzüge	2 (1 Saugzug je Straße)
Drehzahl	745 1/min
Anzahl der Stufen	2
Anzahl der Laufschaufeln	2 x 20
Umfangsgeschwindigkeit	156 m/s
Massenstrom im Auslegungsfall	644 kg/s (bei $\Delta p=102$ mbar)

### 6.12.6. Aggregate im Maschinenhaus

Die Technischen Daten der :

- HD Vorwärmer
- ND Vorwärmer
- Heizungs Vorwärmer
- Zwischenkühler
- des Speisewasserbehälters

sind detailliert unter Kapitel 6.2. „Apparateliste“ aufgeführt.

### 6.13 Anlagen zu Kapitel 6

- Anlage 6 - 1: E.ON Engineering GmbH,  
Gesamtanlage Block 6  
Übersichtsfließbild mit wesentl. Stoffströmen  
KST 60 U00 EENST TZG 002, Rev. 04
- Anlage 6 - 2: E.ON Engineering GmbH,  
Gesamtanlage  
Stoffstromliste als Beiblatt zum Übersichtsfließbild  
Generation Staudinger Block 6  
18.05.2009
- Anlage 6 - 3: E.ON Engineering GmbH,  
Gesamtanlage  
Wasserversorgungsschema  
Generation Staudinger Block 6  
24.10.2008
- Anlage 6 - 4: E.ON Engineering GmbH,  
Dampf-, Wasser-, Gaskreislauf;  
Wasser-, Dampf - Kreislauf  
KST 60L00 EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 5: Alstom Power Systems GmbH,  
Speisepumpenantriebsturbine Dampf- und Entwässerung  
Dampf und Entw. Sperrdampf & Absaugung  
GMD1 686 455, Rev. 00
- Anlage 6 - 6: Alstom Power Systems GmbH,  
Speisepumpenantriebsturbine Dampf- und Entwässerung  
Dampf und Entw. Messung und Entwässerungen  
GMD1 686 455, Rev. 00
- Anlage 6 - 7: Alstom Power Systems GmbH,  
Hochdruckturbine Dampf- und Entwässerung  
Dampf und Entw. Entwässerungssystem, HDT  
GMD1 686 453, Rev. 00
- Anlage 6 - 8: Alstom Power Systems GmbH,  
Mittel- und Niederdruckturbine Dampf- und Entwässerung  
Dampf und Entw. Entwässerungssystem, MDT, NDT  
GMD1 686 453, Rev. 00
- Anlage 6 - 9: Alstom Power Systems GmbH,  
Hochdruckturbine Anzapfungen  
Dampf und Entw. Anzapfung und Entnahme HDT  
GMD1 686 453, Rev. 00

Anlage 6 - 10: Alstom Power Systems GmbH,  
Mitteldruckturbine Anzapfungen  
Dampf und Entw. Anzapfung und Entnahme MDT  
GMD1 686 453, Rev. 00

Anlage 6 - 11: Alstom Power Systems GmbH,  
Niederdruckturbine Anzapfungen  
Dampf und Entw. Anzapfung und Entnahme NDT  
GMD1 686 453, Rev. 00

Anlage 6 - 12: SPX Cooling Technologies,  
Naturzugkühlturm mit Reingasleitung  
R&I Schema  
344 15402 – C 08-01, Rev. 01

Anlage 6 - 13: Hitachi Power Europe GmbH  
Verfahrensfließbild  
Dampferzeuger  
B114093-99-99-IB14-00001-00, Rev. 00

Anlage 6 - 14: Hitachi Power Europe GmbH  
Luft-Rauchgas Kreislauf Dampferzeuger  
Übersichtsschema Luft- Rauchgas  
B114093-06-99-IB01-00003, Rev. 00

Anlage 6 - 15: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Brennstoffverteilung Heizöl  
B114093-16-99-IB01-00002-00, Rev. 00

Anlage 6 - 16: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Luftsystem  
B114093-06-01-IB01-00001-00, Rev. 00

Anlage 6 - 17: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Kohlefeuerung  
B114093-06-99-IB01-00001-00, Rev. 00

Anlage 6 - 18: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Mahlanlage  
B114093-35-99-IB01-00001-00, Rev. 00

Anlage 6 - 19: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Ölfeuerung  
B114093-16-99-IB01-00003-00, Rev. 00

- Anlage 6 - 20: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Ölversorgung  
B114093-16-99-IB01-00001-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 21: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Rauchgassystem  
B114093-06-09-IB01-00001-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 22: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Verbrennungsluft 1  
B114093-06-03-IB01-00003-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 23: Hitachi Power Europe GmbH  
Feuerung  
Verbrennungsluft 2  
B114093-06-03-IB01-00004-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 24: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Wasser-Dampf Kreislauf  
B114093-01-99-IB01-00002, Rev. 00
- Anlage 6 - 25: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Eco-Verdampfer  
B114093-01-99-IB01-00001-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 26: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Entwässerung-Entlüftungen  
B114093-01-07-IB01-00001-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 27: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Überhitzer Blatt 1  
B114093-01-04-IB01-00001-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 28: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Überhitzer Blatt 2  
B114093-01-04-IB01-00002-00, Rev. 00
- Anlage 6 - 29: Hitachi Power Europe GmbH  
Wasser-Dampf-Kreislauf Dampferzeuger  
Zwischenüberhitzer  
B114093-01-05-IB01-00001-00, Rev. 00 (R & I Schema)

- Anlage 6 - 30: Hitachi Power Europe GmbH  
DENOX-Anlage-Rauchgasweg  
B114093-12-99-IB01-00001--, Rev. 00 (R & I Schema)
- Anlage 6 - 31: Hitachi Power Europe GmbH  
NH<sub>3</sub>-Eindüsung  
B114093-12-99-IB01-00002--, Rev. 00 (R & I Schema)
- Anlage 6 - 32: Hitachi Power Europe GmbH  
Reingasentnahme nach DENOX-Anlage  
B114093-12-99-IB01-00005--, Rev. 00 (R & I Schema)
- Anlage 6 - 33: Hitachi Power Europe GmbH  
Rohgasentnahme vor DENOX-Anlage  
B114093-12-99-IB01-00004--, Rev. 00 (R & I Schema)
- Anlage 6 - 34: Hitachi Power Europe GmbH  
Rußbläser DENOX  
B114093-12-99-IB01-00003--, Rev. 00 (R & I Schema)
- Anlage 6 - 35: Balcke – Dürr GmbH  
E-Filter  
Verfahrensfließbild  
BDR Z0083643, Rev. 00
- Anlage 6 - 36: Balcke – Dürr GmbH  
E-Filter  
R & I Schema  
BDR Z0084334, Rev. 00
- Anlage 6 - 37: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus  
Verfahrensfließbild Turbogruppe  
0342 60 M00 MCB01 APGTU 0001;Rev. 00
- Anlage 6 - 38: E.ON Engineering GmbH,  
Speicherung, Entgasung  
Speisewasserbehälter  
KST 60 LAA EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 39: E.ON Engineering GmbH,  
Speisewasser-Leitungssystem  
Speisewasser-Behälter u. Pumpen  
KST 60 LAB EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 40: E.ON Engineering GmbH,  
Speisewasser-Leitungssystem  
HD-Vorwärmer  
KST 60 LAB EENST TZG 002, Rev. 00

- Anlage 6 - 41: E.ON Engineering GmbH,  
Speisewasser-Vorwärmung  
Entlüftung HD-Vorwärmer  
KST 60 LAD EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 42: E.ON Engineering GmbH,  
FD-leitungssystem  
Frischdampf-Leitungssystem  
KST 60 LBA EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 43: E.ON Engineering GmbH,  
Heißes ZÜ-Leitungssystem  
KST 60 LBB EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 44: E.ON Engineering GmbH,  
Kaltes ZÜ-Leitungssystem  
KST 60 LBC EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 45: E.ON Engineering GmbH,  
Anzapfdampf-Leitungssystem für Speisewasser-Vorwärmung  
KST 60 LBQ EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 46: E.ON Engineering GmbH,  
Anzapf-/Hilfsdampf-Speisewasserbehälter u. Anzapfdampf SPAT  
KST 60 LBS EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 47: E.ON Engineering GmbH,  
Anzapfdampf-Leitungssystem für Hauptkondensat-Vorwärmung  
KST 60 LBS EENST TZG 002, Rev. 00
- Anlage 6 - 48: E.ON Engineering GmbH,  
Hauptkondensatsystem Kondensator ND-Teil 1+2 u. Anschl. KRA  
KST 60 LCA EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 49: E.ON Engineering GmbH,  
Hauptkondensatsystem ND-Vorwärmer u. Speisewasserbehälter  
KST 60 LCA EENST TZG 002, Rev. 00
- Anlage 6 - 50: E.ON Engineering GmbH,  
Zweigturbinen-Kondensatleitungssystem  
Hauptkondensatsystem Kondensator SPAT  
KST 60 LCF EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 51: E.ON Engineering GmbH,  
Kondensatsystem der Speisewasser-Vorwärmung  
KST 60 LCH EENST TZG 001, Rev. 00

- Anlage 6 - 52: E.ON Engineering GmbH,  
Kondensatsystem Hauptkondensatvorwärmung  
KST 60 LCJ EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 53: E.ON Engineering GmbH,  
Reservekondensat-Verteilssystem  
KST 60 LCR EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 54: E.ON Engineering GmbH,  
Sperr- und Kühlkondensatsystem  
KST 60 LCW EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 55: E.ON Engineering GmbH,  
Kondensatsystem Heizungsvorwärmer  
KST 60 NAB EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 56: E.ON Engineering GmbH,  
Hauptkühlwasser Leitungs- und Kanal-System  
KST 60 PAB EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 57: E.ON Engineering GmbH,  
Zwischenkühlwasserleitungssystem Maschinenhaus Teil 1  
KST 60 PGB EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 58: E.ON Engineering GmbH,  
Zwischenkühlwasserleitungssystem Maschinenhaus Teil 2  
KST 60 PGB EENST TZG 002, Rev. 00
- Anlage 6 - 59: E.ON Engineering GmbH,  
Zwischenkühlwasserleitungssystem Maschinenhaus Teil 3  
KST 60 PGB EENST TZG 003, Rev. 00
- Anlage 6 - 60: E.ON Engineering GmbH,  
Zwischenkühlwasserleitungssystem Maschinenhaus Teil 4  
KST 60 PGB EENST TZG 004, Rev. 00
- Anlage 6 - 61: E.ON Engineering GmbH,  
Zwischenkühlwasserleitungssystem Maschinenhaus Teil 5  
KST 60 PGB EENST TZG 005, Rev. 00
- Anlage 6 - 62: E.ON Engineering GmbH,  
Probeentnahmesystem konv. Bereich  
KST 60 QUA EENST TZG 001, Rev. 00
- Anlage 6 - 63: Hitachi Power Europe GmbH  
Kesselhaus Längsschnitt  
B114093-01-99-IC02-00001, Rev. 00



- Anlage 6 - 64: Hitachi Power Europe GmbH  
Kessel Längs und Querschnitt Oberteil  
B114093-01-99-IC02-00003, Rev. 00
- Anlage 6 - 65: Hitachi Power Europe GmbH  
Kessel Querschnitt  
B114093-01-99-IC02-00002, Rev. 00
- Anlage 6 - 66: Balcke Dürr GmbH  
E-Filter – Längsschnitt  
BDR Z0084335, Rev. 00
- Anlage 6 - 67: Balcke Dürr GmbH  
E-Filter - Bühnengrundriss +6,75m / +14,625m  
BDR Z0084337, Rev. 00
- Anlage 6 - 68: Balcke Dürr GmbH  
E-Filter - Querschnitt  
BDR Z0084335, Rev. 00
- Anlage 6 - 69: Balcke Dürr GmbH  
E-Filter - Draufsicht  
BDR Z0084335, Rev. 00
- Anlage 6 - 70: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Grundriss -6,00m  
GMC1130982, Rev. 00
- Anlage 6 - 71: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Grundriss +-0,00m; 4,50m  
GMC1130982, Rev. 00
- Anlage 6 - 72: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Grundriss 8,625m; 10,125m  
GMC1130982, Rev. 00
- Anlage 6 - 73: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Grundriss 16,50m  
GMC1130982, Rev. 00
- Anlage 6 - 74: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Speisewasserantriebsturbine Grundriss -6,00m  
GMC1130983, Rev. 00

Anlage 6 - 75: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Speisewasserantriebsturbine Grundriss +-0,00m  
GMC1130983, Rev. 00

Anlage 6 - 76: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Speisewasserantriebsturbine Grundriss 8,625m  
GMC1130983, Rev. 00

Anlage 6 - 77: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Längsschnitt  
GMC1130982, Rev. 00

Anlage 6 - 78: Alstom Power Systems GmbH,  
Maschinenhaus - Hauptturbine Querschnitt  
GMC1130982, Rev. 00

Anlage 6 - 79: E.ON Engineering GmbH,  
Bauwerk für Rauchgasfilteranlage - Grundriss 0,00m  
KST 60 UHQ EENAP TZG 001, Rev. 00

Anlage 6 - 80: E.ON Engineering GmbH,  
Bauwerk für Rauchgasfilteranlage - Schnitte  
KST 60 UHQ EENAP TZG 002, Rev. 00

Anlage 6 - 81: E.ON Engineering GmbH,  
Bauwerk für Rauchgasfilteranlage - Grundriss Dach  
KST 60 UHQ EENAP TZG 003, Rev. 00

Anlage 6 - 82: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss -6,00m  
KST 60 UMA EENST TZG 001, Rev. 01

Anlage 6 - 83: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss ±0,00m  
KST 60 UMA EENAP TZG 002, Rev. 01

Anlage 6 - 84: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss 4,50m  
KST 60 UMA EENAP TZG 003, Rev. 01

Anlage 6 - 85: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss 8,625 m  
KST 60 UMA EENAP TZG 004, Rev. 01

Anlage 6 - 86: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss 16,5m  
KST 60 UMA EENAP TZG 005, Rev. 01

Anlage 6 - 87: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Grundriss 24,75; 30,75m  
KST 60 UMA EENAP TZG 006, Rev. 01

Anlage 6 - 88: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Querschnitt Reihe R  
KST 60 UMA EENAP TZG 007, Rev. 01

Anlage 6 - 89: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz, Querschnitt Reihe T  
KST 60 UMA EENAP TZG 008, Rev. 01

Anlage 6 - 90: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Längsschnitt Achse 8  
KST 60 UMA EENAP TZG 009, Rev. 01

Anlage 6 - 91: E.ON Engineering GmbH,  
Maschinenhaus für Dampfturbosatz - Längsschnitt Achse 14  
KST 60 UMA EENAP TZG 010, Rev. 01