



60-F23341C-J01-01

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

初步设计阶段

第 4 卷

# 热机说明

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024 年 11 月 西 安

## 本工程初步设计文件由以下各卷组成

第 1 卷	总的部分
第 2 卷	电力系统部分
第 3 卷	总图运输部分
第 4 卷	热机部分
第 5 卷	运煤部分
第 6 卷	除灰渣部分
第 7 卷	电厂化学部分
第 8 卷	烟气脱硫工艺部分
第 9 卷	电气部分
第 10 卷	仪表与控制部分
第 11 卷	信息系统及安全防护部分
第 12 卷	建筑结构部分
第 1 分卷	建筑部分
第 2 分卷	土建结构部分
第 13 卷	采暖通风及空气调节部分
第 14 卷	水工部分
第 1 分卷	供水部分
第 2 分卷	水工结构部分
第 15 卷	环境保护部分
第 16 卷	水土保持部分
第 17 卷	消防部分
第 18 卷	劳动安全部分
第 19 卷	职业卫生部分
第 20 卷	节约资源部分
第 21 卷	施工组织大纲部分
第 22 卷	运行组织及设计定员部分
第 23 卷	设备及主要材料清册
第 24 卷	工程概算

批 准： 刘学军

审 核： 袁瑞山

校 核： 崔凯平 周朝辉

编 制： 王 博 吕培鑫 张伟霞

# 目 录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 工程概况	1
1.2 地震参数	1
1.3 气候概况	2
1.4 设计依据	4
1.5 主要设计原则及设计特点	4
1.6 设计范围	6
1.7 主机规范	6
1.8 主要热经济指标（纯凝工况）	8
1.9 热平衡计算成果表	9
<b>2 燃料</b>	<b>10</b>
2.2 煤质资料	10
2.3 点火及助燃系统	12
2.4 尿素分析资料	12
<b>3 燃烧制粉系统及辅助设备选择</b>	<b>13</b>
3.1 燃料消耗量	13
3.2 制粉系统及辅助设备选择	13
3.3 烟风系统及辅助设备选择	17
3.4 制粉、烟风系统主要管道管径选择	25
3.5 点火系统	26
<b>4 烟气脱硝系统</b>	<b>27</b>
4.1 脱硝用吸收剂	28
4.2 脱硝工艺系统设计原则	29
4.3 烟气脱硝装置（以下简称 SCR）烟气参数	29
4.4 脱硝方案概述	30
4.5 主要设备规范（单台炉）	32
<b>5 热力系统及辅助设备选择</b>	<b>33</b>

5.1	热力系统拟定原则 .....	33
5.2	主要热力系统及辅助设备选择 .....	33
<b>6</b>	<b>系统运行方式 .....</b>	<b>42</b>
6.1	机组启动条件及启动系统 .....	42
6.2	主辅机设备的可控性 .....	43
6.3	机组启动方式 .....	44
6.4	机组运行方式 .....	44
6.5	机组停用及事故处理 .....	44
6.6	机组安全保护及运行注意事项 .....	46
6.7	辅助系统的安全保护及运行注意事项 .....	48
<b>7</b>	<b>主厂房布置 .....</b>	<b>49</b>
7.1	主厂房布置原则（方案一） .....	49
7.1.1	汽机房布置 .....	49
7.1.2	除氧器布置 .....	50
7.1.3	除氧煤仓间、锅炉房及炉后布置 .....	50
7.2	安装及检修设施（方案一） .....	51
7.3	主厂房主要运行、维护通道（方案一） .....	52
7.4	主厂房主要尺寸（方案一） .....	52
7.5	主厂房布置方案二 .....	53
<b>8</b>	<b>辅助设施 .....</b>	<b>54</b>
8.1	辅助车间 .....	54
8.2	空压机室 .....	54
8.3	启动锅炉 .....	54
8.4	气体系统 .....	55
<b>9</b>	<b>节能节水方案 .....</b>	<b>56</b>
9.1	节约用水及回收工质措施 .....	56
9.2	工艺系统设计中考虑节能的措施 .....	56
<b>10</b>	<b>劳动安全和职业卫生 .....</b>	<b>57</b>
10.1	锅炉及其辅助系统劳动安全措施 .....	57
10.2	汽轮机及其辅助系统劳动安全措施 .....	58



# 1 概述

## 1.1 工程概况

甘能化庆阳电厂（2×660MW 机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设 2×660MW 超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的 14 个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量 359.8 亿吨（其中庆阳 271.8 亿吨），保有资源量 184 亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程，供煤煤矿已具备建设条件；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本工程计划在2024年12月开工，第一台机组计划于2027年5月建成投产，第二台机组计划于2027年6月建成投产。

## 1.2 地震参数

工程场地的地基土类型为中软场地土，建筑场地类别为III类。根据地震安评报告，所在区 50 年超越概率 10%地震动峰值加速度 0.087g，水平地震影响系数  $\alpha_{\max}$  为 0.09 对应抗震设防烈度为 7 度，地震动反应谱特征周期为 0.65s。

厂区第四系覆盖层厚度大于 100m，厂区地下水位埋深在 80.0m 左右，

主要含水层为离石黄土，下部午城黄土为相对隔水层。不存在地震液化可能性。

1.3 气候概况

宁县深居内陆属温带季风气候区。冬季漫长寒冷，雨雪少；春季转瞬即逝，冷暖变化大；夏季短促，气温高，降水集中；秋季降温快，初霜也来得早。气候干燥，气温日较差大，光照充足，太阳辐射强。降水各季分配不匀，降水较多主要集中在 6～9 月。

厂址附近有宁县气象站，宁县气象站建站于 1957 年，是国家基本气象站，位于宁县早胜镇“乡村”，北纬 35°25′、东经 108°00′，海拔高度为 1221.2m。宁县气象站位于电厂东南方向约 7.3km 处，电厂海拔约 1199m。宁县气象站与电厂海拔、自然地理环境接近且两者间无较大阻挡物，故确定本工程常规气象条件采用宁县气象站观测资料统计。

1.3.1 基本气象要素统计值

根据宁县气象站多年资料，统计气象站基本要素年值和月值见表 1.3-1 和表 1.3-2。

表 1.3-1 宁县气象站基本气象要素年值统计表

项目	单位	数值	发生日期
平均气压	hPa	879.7	
平均气温	℃	8.9	
最热月平均气温	℃	21.9	
最冷月平均气温	℃	-5.5	
极端最高气温	℃	37.3	1997.7.21
极端最低气温	℃	-27.1	1991.12.28
平均水汽压	hPa	9.2	
平均相对湿度	%	68	
年平均降水量	mm	565.4	



一日最大降水量	mm	100.7	1992.8.12
年平均蒸发量	mm	1379.9	
平均风速	m/s	1.9	
最大风速	m/s	21	1973.12.30
最大积雪深度	cm	24	1993.3.17
平均雷暴日数	d	24.1	
平均沙暴日数	d	0.4	
平均大风日数	d	4.0	
平均雾日数	d	26.8	

表 1.3-2  宁县气象站累年逐月气象要素统计表

月份	平均气压 (hPa)	平均温度 (℃)	平均风速 (m/s)	平均相对湿 度 (%)	平均降水量 (mm)	平均蒸发量 (mm)
1	884.0	-5.5	1.6	60	4.9	37.4
2	882.1	-2.2	2.0	60	7.6	50.6
3	880.1	3.6	2.2	63	21.8	93.3
4	877.9	10.6	2.4	60	36.7	154.6
5	876.5	15.4	2.2	63	51.9	189.4
6	873.5	19.6	2.1	66	66.6	207.6
7	872.3	21.9	2.1	73	115.7	201.7
8	875.1	20.7	1.9	77	108.9	172.0
9	880.2	15.3	1.6	79	78.3	108.8
10	884.0	9.2	1.7	76	49.3	79.7
11	885.5	2.1	1.7	71	19.0	47.9
12	885.5	-3.7	1.7	63	4.7	36.8
平均 或合计	879.7	8.9	1.9	68	565.4	1379.9

1.3.2 设计风速及风压

根据周边工程，并参照国家《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中的风压等值线图，暂定电厂厂址处五十年一遇 10m 高 10min 平均最大风速为

23.7m/s，其相应的风压为 0.35kN/m<sup>2</sup>；百年一遇 10m 高 10min 平均最大风速为 25.3m/s，其相应的风压为 0.40kN/m<sup>2</sup>。

## 1.4 设计依据

### 1.4.1 设计依据

1.4.1.1 本工程招标文件相关要求资料。

1.4.1.2 本工程可行性研究报告及其审查会会议纪要。

1.4.1.3 本期工程前期工作所取得的其他支持性文件。

1.4.1.4 顾客提供的煤质等原始资料。

1.4.1.5 现行的国家和行业有关设计规程、规范。

## 1.5 主要设计原则及设计特点

1.5.1 本工程为新建工程，本期建设两台 660MW 高效超超临界燃煤间接空冷机组，电厂年利用小时数为 5500 小时。

1.5.3 汽轮机工况定义采用 IEC 标准，TMCR 工况为汽机铭牌工况。汽轮机入口参数为 28MPa/605/623℃。

1.5.4 汽轮机额定设计背压为 9.0kPa，夏季工况设计背压为 27kPa。

### 1.5.5 热力系统及主要辅机设计特点

（1）给水系统配置 1×100%容量汽动给水泵，汽动给水泵与前置泵同轴，两机设一台 40%BMCR 容量电动启动给水泵，给水泵汽轮机排汽进入主机凝汽器。

（2）给水系统配置 100%容量的单列高压加热器，系统简单，运行控制相对方便。

（3）汽轮机回热系统采用九级回热抽汽系统（3HP+1DTR+4LP+0 号高加（全负荷投运）），并在 3 级抽汽管路上设置外置蒸汽冷却器，充分利用蒸汽过热度，减少不可逆换热损失，降低热耗。

（4）设置低加疏水泵将 6 号低压加热器出口的疏水打入凝结水管道，降低

热耗。

（5）凝结水泵、低加疏水泵等主要辅机采用变频调速，降低了厂用电耗，运行经济效益明显。

（6）取消凝结水贮水箱，与化水除盐水箱合并，简化系统。

（7）四大管道、抽汽管道设计时，合理选择管道流速，并优化布置，减少管道压降。

1.5.6 制粉系统采用中速磨煤机正压冷一次风机直吹式系统，制粉电耗低，可提高整个机组的运行经济性。

1.5.7 引风机与脱硫增压风机合并设置，设 2 台 50%容量电动动叶可调轴流式引风机。

1.5.8 锅炉采用两层等离子点火装置,不设油系统。

#### 1.5.9 主厂房布置

1) 本工程主厂房为左扩建(从汽机房向锅炉房看)，主厂房按汽机房、锅炉房的顺序排列，采用前煤仓。

2) 汽轮发电机组按纵向顺列布置，汽机头部朝向扩建端。汽机房运转层为 15.5m，采用大平台布置方式。

3) 主厂房为钢筋混凝土结构，锅炉构架为钢结构。

4) 两台机组公用一个集控室，布置汽机房固定端，两台机组公用一个电控室，布置在两炉之间。

5) 400V、10KV 厂用配电装置布置在汽机房靠近发电机端。

6) 给水系统配置 1×100%容量汽动给水泵，汽动给水泵与前置泵同轴，两机设一台 40%BMCR 容量电动启动给水泵，给水泵汽轮机排汽进入主机凝汽器。

1.5.10 锅炉房采用紧身封闭布置。一次风机及送风机布置在炉后风机室内(除尘器入口烟道下方),引风机室内布置在除尘器后的引风机室。每台炉配

置两台低低温双室五电场静电除尘器。同步建设脱硫、脱硝装置。SCR 脱硝反应器布置在脱硝钢架上方。

## 1.6 设计范围

本专业设计范围：主厂房内热机专业的设备选型、布置及其检修起吊设施、维护平台等；锅炉烟风系统、制粉系统、热力系统的拟定和管道设计。有关附属设施包括压缩空气系统、启动汽源等的工艺设计等。本专业与锅炉厂、汽机厂及其他辅机厂的设计分界以设备的技术协议和会议纪要为准。主厂房内与其他专业有联系的汽、水、油、空气、氢气等管道及各种沟道均以主厂房柱轴中心线外 2 米为设计分界限。

## 1.7 主机规范

锅炉出口蒸汽参数 29.40MPa（a）/610℃/625℃，对应汽机入口参数 28MPa/605℃/623℃；机组容量 660MW，汽轮机额定工况采用 TMCR 工况。额定背压(夏季)为 27kPa(a)，年平均背压为 9kPa(a)。

### 1.7.1 锅炉：

锅炉制造厂：东方锅炉股份有限公司

型式：本期工程锅炉为高效超超临界参数直流炉，单炉膛、一次再热、平衡通风、紧身封闭布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构、前后墙对冲燃烧方式Ⅱ型炉。

锅炉主要热力参数如下表：

过热蒸汽：	数值
最大连续蒸发量(B-MCR)	2075t/h
额定蒸发量(BRL)	2012.55t/h
额定蒸汽压力（过热器出口）	29.4 MPa(a)
额定蒸汽压力（汽机入口）	28 MPa(a)
额定蒸汽温度（过热器出口）	610 °C

排烟温度（修正后）	118 °C
锅炉效率(BRL)	95.07%
再热蒸汽：	
蒸汽流量（B-MCR/BRL）	1623/1572 t/h
进口/出口蒸汽压力（B-MCR）	6.01/5.83 MPa(a)
进口/出口蒸汽温度（B-MCR）	365/625 °C
给水温度（B-MCR）	319 °C
给水温度（BRL）	316 °C

注： 1 压力单位中“g”表示表压。“a”表示绝对压（以后均同）。

2 锅炉额定蒸发量（BRL）即是汽机在夏季工况下的进汽量。

3 锅炉最大连续蒸发量（B-MCR）对应于汽机 VWO 工况下的进汽量。

### 1.7.2 汽轮机：

制造厂：哈尔滨汽轮机厂有限责任公司

型式：高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表面式间接空冷式机组。

汽轮机主要热力参数如下表

名 称	T-MCR 工况	THA 工况	夏季 工况	VWO 工况
出力 kW	660000	660000	640000	705900
发电热耗值 kJ/kWh	7398.2	7416.5	8003.3	7474.6
主蒸汽压力 MPa.a	28	28	28	28
再热热段蒸汽压力 MPa.a	5.2	5.185	5.516	5.698
高压缸排汽压力 MPa.a	5.592	5.576	5.932	6.127
汽机进口主蒸汽温度 °C	605	605	605	605
汽机进口再热热段蒸汽温度 °C	623	623	623	623
高压缸排汽温度 °C	349.8	349	361	366.6

主蒸汽流量 t/h	1897.84	1884.45	2012.55	2075
再热蒸汽流量 t/h	1475.46	1470.02	1571.98	1623.29
排汽压力 kPa.a	9	9	27	9
排汽流量 kg/h	1006.76	1012.9	1092.28	1098.8
补给水率 %	1.5	0	1.5	0
末级高加出口给水温度 °C	315	315	317	320
给水回热级数（高加+除氧+低加）	9 (3HP（含 3 号外置蒸冷）+1DTR+4LP+0 号高加)			

说明：本工程为满足机组夏季顶峰运行的要求，确定机组夏季出力为 640MW，VWO 工况锅炉蒸发量取夏季蒸发量的 103%。

### 1.7.3 发电机

制造厂：哈尔滨发电机厂有限责任公司

型式：三相同步汽轮发电机

额定功率：660MW

额定电压：20kV

额定功率因数：0.9(滞后)

频率：50Hz

冷却方式：水氢氢

励磁方式：静态励磁

效率（保证值）：≥99%

### 1.8 主要热经济指标（纯凝工况）

1) 汽轮机在热耗验收 (THA 工况)工况的热耗率值：7425KJ/KW.h（不含低温省煤器）

2) 锅炉保证热效率：95.07%（BRL 工况，按低位发热量 LHV）

3) 管道效率：99%（估计值）

4) 汽轮发电机组热效率：48.54 %

5) 发电厂热效率：45.65%

6) 发电标准煤耗率：269.45 g/kW.h（不含低温省煤器）

发电标准煤耗率：268.65 g/kW.h（含低温省煤器，暂估）

7) 机组 NO<sub>x</sub> 排放

锅炉出口 NO<sub>x</sub> 排放保证值：≤180mg/Nm<sup>3</sup>(O<sub>2</sub>=6%，设计煤，BRL 工况)，本工程脱硝装置设计时按≤250mg/Nm<sup>3</sup>(O<sub>2</sub>=6%)，脱硝装置出口 NO<sub>x</sub> 排放保证值：≤20mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub>=6%，标态，干基，设计、校核煤，并网~BMCR 工况范围内)。

## 1.9 热平衡计算成果表

### 1.9.1 蒸汽平衡见下表

序号	名称	单位	计算结果
	B-MCR 工况(对应汽机 VWO 工况)		
1	汽机耗汽量	t/h	2×2075 = 4150
2	锅炉蒸发量	t/h	2×2075 = 4150
3	锅炉出力裕量	t/h	0

### 1.9.2 给水平衡见下表

序号	名称	单位	计算结果
	B-MCR 工况(对应汽机 VWO 工况)		
1	锅炉蒸发量	t/h	2×2075 = 4150
2	锅炉补水量(补水率 1.5%)	t/h	2×2075×1.5% =62.25

3	锅炉所需给水量	t/h	$4150+62.25=4212.25$
4	给水泵应有流量	t/h	4212.25
5	给水泵实有流量	t/h	$4212.25 \times 1.05 = 4423$
6	给水泵裕量	t/h	$4423 - 4212.25 = 210.75$

通过上述平衡说明：

- 1) 机炉容量的匹配是正确的，能够保证汽机满发 660MW。
- 2) 说明给水泵的容量选择能够满足锅炉最大出力的要求。

## 2 燃料

### 2.1 煤源：

本工程燃煤主要由甘肃能源庆阳煤电有限责任公司提供。

电厂煤源来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川 3 个井田。采用三个井田洗煤厂产品中的末煤及煤泥产品。

### 2.2 煤质资料

煤质资料如下表：

检测项目	符号	单位	设计煤* NC-24-0326	校核 1* NC-24-0427	校核 2* NC-24-0428	适用标准
全水分	$M_t$	%	10.3	12.6	9.4	GB/T211-2017
空气干燥基水分	$M_{ad}$	%	2.34	3.59	2.50	GB/T212-2008
收到基灰分	$A_{ar}$	%	23.81	26.33	20.83	
干燥基挥发分	$V_d$	%	25.26	24.21	26.62	
收到基碳	$C_{ar}$	%	54.34	48.75	57.05	DL/T568-2013
收到基氢	$H_{ar}$	%	3.07	2.85	3.33	
收到基氮	$N_{ar}$	%	0.73	0.62	0.77	
收到基氧	$O_{ar}$	%	6.77	7.62	7.14	
全硫	$S_{t,ar}$	%	0.98	1.23	1.48	GB/T214-2007
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	21.46	19.25	22.66	GB/T213-2008



收到基低位发热量	$Q_{\text{net,v,ar}}$	MJ/kg	20.59	18.37	21.76	
哈氏可磨指数	HGI	/	55	61	52	GB/T2565-2014
煤灰熔融特征温度/变形温度	DT	°C	1210	1280	1220	GB/T219-2008
煤灰熔融特征温度/软化温度	ST	°C	1250	1290	1230	
煤灰熔融特征温度/半球温度	HT	°C	1260	1300	1240	
煤灰熔融特征温度/流动温度	FT	°C	1270	1310	1250	
煤灰中二氧化硅	$SiO_2$	%	56.62	56.04	53.37	GB/T1574-2007 DL/T1037-2016
煤灰中三氧化二铝	$Al_2O_3$	%	19.39	22.88	19.34	
煤灰中三氧化二铁	$Fe_2O_3$	%	7.20	7.81	6.61	
煤灰中氧化钙	CaO	%	7.08	5.69	9.92	
煤灰中氧化镁	MgO	%	1.46	1.46	2.11	
煤灰中氧化钠	$Na_2O$	%	0.71	0.64	1.00	
煤灰中氧化钾	$K_2O$	%	2.11	1.90	1.89	
煤灰中二氧化钛	$TiO_2$	%	0.93	1.09	0.92	
煤灰中三氧化硫	$SO_3$	%	3.62	1.75	3.50	
煤灰中二氧化锰	$MnO_2$	%	0.096	0.084	0.101	
煤灰中五氧化二磷	$P_2O_5$	%	0.295	0.280	0.321	
煤中氯	$Cl_{\text{ar}}$	%	0.037	0.024	0.057	GB/T 3558-2014
煤中汞	$Hg_{\text{ar}}$	μg/g	0.043	0.034	0.034	ASTM D6722-2011
煤中氟	$F_{\text{ar}}$	μg/g	193	171	148	GB/T 4633-2014
煤中砷	$As_{\text{ar}}$	μg/g	2	4	2	GB/T 3058-2019
煤中镉	$Cd_{\text{ar}}$	μg/g	0.3	0.3	0.2	GB/T16658-2007
煤中铬	$Cr_{\text{ar}}$	μg/g	56	56	47	
煤中铅	$Pb_{\text{ar}}$	μg/g	6	8	6	
煤中铜	$Cu_{\text{ar}}$	μg/g	8	10	7	GB/T19225-2003
煤中镍	$Ni_{\text{ar}}$	μg/g	13	13	11	
煤中锌	$Zn_{\text{ar}}$	μg/g	24	29	20	
煤中游离二氧化硅	$SiO_2(F)_{\text{ar}}$	%	5.70	5.88	4.88	DL/T258-2012
煤灰中游离氧化钙	$CaO(F)$	%	1.28	1.22	2.52	DL/T498-1992

煤的冲刷磨损指数		Ke	/	0.2	2.4	2.9	DL/T465-2007
样品名称(样品编号)	煤灰比电阻					适用标准	
	符号	测量电压 (V)	测试温度 (℃)	比电阻 (Ω·cm)			
设计煤* (NC-24-0326)	ρ <sub>CA</sub>	2000	室温	1.30×10 <sup>9</sup>		DL/T1287-2013	
			80	2.47×10 <sup>10</sup>			
			100	2.14×10 <sup>11</sup>			
			120	1.43×10 <sup>12</sup>			
			150	5.00×10 <sup>12</sup>			
			180	6.25×10 <sup>12</sup>			
校核1* (NC-24-0427)	ρ <sub>CA</sub>	2000	室温	1.43×10 <sup>9</sup>			
			80	1.59×10 <sup>10</sup>			
			100	1.87×10 <sup>11</sup>			
			120	9.85×10 <sup>11</sup>			
			150	4.17×10 <sup>12</sup>			
			180	4.65×10 <sup>12</sup>			
校核2* (NC-24-0428)	ρ <sub>CA</sub>	2000	室温	4.00×10 <sup>9</sup>			
			80	5.47×10 <sup>10</sup>			
			100	4.55×10 <sup>11</sup>			
			120	2.38×10 <sup>12</sup>			
			150	1.00×10 <sup>13</sup>			
			180	1.82×10 <sup>13</sup>			

2.3  点火及助燃系统

本锅炉采用无油等离子点火方式，设两层等离子。等离子系统具有助燃功能。

2.4  尿素分析资料

脱硝系统所用反应剂为尿素，其品质如下表：

序号	指标名称	单位	合格品	优等品
----	------	----	-----	-----

序号	指标名称	单位	合格品	优等品
1	总氮（干基）	%	≥46.3	≥46.5
2	缩二脲	%	≤1.0	≤0.5
3	水分	%	≤0.7	≤0.3
4	铁	%	≤0.001	≤0.005
5	碱度（NH <sub>3</sub> 计）	%	≤0.03	≤0.01
6	硫酸盐（以 SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 计）	%	≤0.02	≤0.005
7	水不溶	%	≤0.04	≤0.005
8	颗粒（4~8 mm）	%	≥90	≥90

### 3 燃烧制粉系统及辅助设备选择

#### 3.1 燃料消耗量

本期两台 660MW 机组，锅炉最大连续蒸发量 BMCR 的耗煤量见下表：

机组容量及煤种 \ 燃煤量		吨/时	吨/日	万吨/年
1×660MW	设计煤种	270.63	5412.6	148.85
	校核煤种 1	303.46	6069.2	166.90
	校核煤种 2	256.07	5121.4	140.84
2×660MW	设计煤种	541.3	10825.2	297.69
	校核煤种 1	606.9	12138.4	333.81
	校核煤种 2	512.14	10242.80	281.68

注：燃煤量按 BMCR 工况计算，日利用小时数为 20h，年利用小时数为 5500h。

#### 3.2 制粉系统及辅助设备选择

##### 3.2.1 制粉系统的选择

（1）本工程采用中速磨煤机正压直吹式制粉系统，每台炉配六只钢煤仓、六台中速磨煤机和六台给煤机。磨制设计煤种时，五台磨煤机的总出力不小于锅炉最大连续蒸发量时所耗煤量的 110%，磨制校核煤时六台磨总出力不小于锅炉最大连续蒸发量时所耗煤量，采用动态分离器，保证煤粉细度、

风粉浓度及煤粉均匀性指标有充足的调整范围，使得锅炉在变负荷工况下，有效调整燃烧，控制燃烧工况及氮氧化物。

（2）每个原煤仓分别对应一台电子称重式给煤机和一台中速磨煤机。给煤机的计算出力不小于磨煤机设计煤种对应细度出力的 110%。运行时，原煤仓中原煤进入给煤机，由给煤机输入磨煤机中碾磨、干燥，磨制后煤粉由干燥剂（一次风）带入分离器分离。每台磨煤机出口送粉管道，分别对应锅炉一层燃烧器。在磨煤机每根送粉管出口设有气动煤粉关断闸板门，可以在 3~5 秒内快速关闭，当磨煤机运行时开启，停运或事故时作关闭用，以防炉膛热烟气倒流入磨煤机内或冷空气通过磨煤机漏入炉膛。每根送粉管道在靠近燃烧器附近设有手动插板门，用于检修磨煤机时隔离炉膛中的热烟气，保证设备及人员的安全。由于送粉管道到炉膛各层的阻力不相同，送粉管上还设有可调缩孔。煤粉管道弯头考虑防磨措施。

本系统流程图见 F23341C-J01-03。

制粉系统选型计算成果表

序号	项 目	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
1	锅炉实际燃煤量	t/h	270.63	303.46	256.07
2	磨煤机运行台数	台	5	6	6
3	煤粉细度 $R_{90}$	%	17	17	17
4	磨煤机应有裕量	%	110	100	100
5	磨煤机应有出力	t/h	54.13	50.58	42.68

### 3.2.2 设备选择

#### （1）原煤斗

每台炉设六只钢煤仓，上部为直径 $\phi 9.2$  米圆柱形，下部采用圆锥形出口 0.9 米。每只煤斗的有效容积为  $580\text{m}^3$ ，五个原煤仓的储煤量满足锅炉按设计煤种最大连续蒸发量（BMCR）负荷 8.13 小时的燃煤量。每个原煤仓分

别对应一台电子称重式给煤机和一台中速磨煤机。煤斗防堵装置采用空气炮、空气锤或其它同类装置。煤斗设二氧化碳灭火系统。

（2）  给煤机

每台炉配六台电子称重式给煤机，每台磨煤机配一台，单台给煤机连续出力 8-80t/h，满足磨煤机连续满负荷运行的要求。给煤机出力调节机构采用变频技术，能在调节信号 4—20mA 的作用下连续无级调节出力，实现连续均匀地给煤、称重准确可靠，并根据锅炉燃烧控制系统的要求，无级、快速、准确调节给煤机出力，使实际给煤量与锅炉负荷相匹配。给煤机能承受 0.35MPa 的爆炸压力，具有自清洁功能。给煤机壳体配有密封风接口，要求密封风压差大于磨煤机入口风压 500～700Pa，以防止热风倒流。给煤机设有断煤报警器，堵煤报警器，煤流测器等装置，便于事故处理和运行安全。

（3）  磨煤机

根据《火力发电厂制粉系统设计计算技术规定》（DL/T5145-2012），磨煤机按照锅炉 BMCR 出力进行设计。磨机初选型号为：  ZGM113N-II、MPS255 型、HP1043/Dyn 型或 MPS212HP-II 型磨煤机，配动态分离器。磨煤机有关数据见下表：

ZGM113N-II 型磨煤机计算结果表

项        目	单  位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
磨煤机（型号）		ZGM113N-II		
每台炉配磨煤机台数 / 运行台数	台	5	6	6
锅炉 BMCR 燃煤量	t/h	270.63	303.46	256.07
磨煤机运行出力（设计负荷）	t/h	54.13	50.58	42.68
煤粉细度 R <sub>90</sub>	%	17	17	17
哈氏可磨性系数 HGI	—	55	61	52
磨煤机基本出力	t/h	71.9	71.9	71.9

项 目	单 位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
磨煤机计算出力（磨损后期）		67.26	68.58	66.36
磨煤机出力裕量	%	24	36	55
入磨最大通风量	Kg/s	34.29	34.29	34.29
煤粉水分	%	1.98	2.79	1.90
磨煤机出口干燥剂取用温度	℃	75	75	75
计算出力下入口干燥剂温度	℃	246	261	207
空预器出口一次风温	℃	324	323	324
磨煤机入口最高风温	℃	319	318	319
磨煤机电动机功率	KW	670		

MPS255 型：

磨煤机选型	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
实际燃煤量	t/h	270.63	303.46	256.07
磨煤机运行台数	台	5	6	6
每台磨煤机计算出力	t/h	54.13	50.58	42.68
磨煤机基本出力	t/h	69.43		
磨煤机磨损中后期保证出力	t/h	64.95	66.22	64.08
磨损中后期磨煤机设计裕量		20	31	50
磨煤机电动机功率	KW	900		

HP1043/Dyn 型：

磨煤机选型	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
实际燃煤量	t/h	270.63	303.46	256.07
磨煤机运行台数	台	5	6	6
每台磨煤机计算出力	t/h	54.13	50.58	42.68
磨煤机基本出力	t/h	79.5		
磨煤机磨损中后期保证出力	t/h	63.14	67.60	61.12
磨损中后期磨煤机设计裕量		11.2	27.4	36.5
磨煤机电动机功率	KW	700		

MPS212HP-II 型：

磨煤机选型	单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
实际燃煤量	t/h	270.63	303.46	256.07
磨煤机运行台数	台	5	6	6
每台磨煤机计算出力	t/h	54.13	50.58	42.68

磨煤机基本出力	t/h	90.16		
磨煤机磨损中后期保证出力	t/h	63.63	66.25	62.67
磨损中后期磨煤机设计裕量		18	31	47
磨煤机电动机功率	KW	560		

3.3  烟风系统及辅助设备选择

烟风系统按平衡通风设计。在每个燃烧器上都设有二次风调节装置，通过调节装置可调节燃烧器的风量；为了减少 NO<sub>x</sub> 排放，在燃烧器的上方各布置有燃烬风喷口。空气预热器采用容克式三分仓，分成一次风、二次风和烟气系统三个部分。本系统流程图见 F23341C-J01-02 图。

3.3.1  一次风系统

该系统主要供给磨煤机干燥燃煤和输送煤粉所需的热风、磨煤机调温风（冷风）。系统内设两台 50%容量的动叶可调轴流式一次风机，室外吸风，其进口装有消声器。一次风经升压后分两路，一路进入空预器加热后，由炉侧两路管道引入炉前母管再分配到每台磨煤机，燃烧器冷却风和贴壁风也从热一次风炉侧母管引出。空预器一次风出口装有隔离风门；另一路不经过空预器，通过炉侧两根冷一次风管道引至炉前联络母管上作为调温风、磨煤机和给煤机的密封风、火检冷却风风源。炉侧冷一次风管道装有电动隔离风门。调温风分配到每台磨煤机进口与热一次风混合，混合风通过装在每台磨煤机进口冷一次风道上的调节风门和热一次风道上的调节风门来调节混合风温，使之最终满足磨煤机出口风粉混合物温度的要求；两风门还可同时调节流量以满足磨煤机不同负荷下通风量的要求。在每台磨煤机热一次风道上设有气动插板门，以便在磨煤机故障时快速切断；为防止停磨后冷一次风倒流至热一次风，在每台磨压力冷风管上设电动插板门。在磨煤机入口混合风管上装有流量测量装置。

等离子点火所需冷炉制粉的蒸汽加热器布置在磨煤机管道的旁路上，对应锅炉前墙下层及后墙中层燃烧器,满足锅炉点火对磨煤机冷炉制粉热风的



要求。

为防止环境温度较低时空气预热器冷端腐蚀，进入空气预热器的一次风在空预器的进口设有暖风器，由烟气余热利用系统热媒水加热。

### 3.3.2 二次风系统

该系统供给燃烧所需的空气。设有两台 50%容量的动叶可调轴流风机，室外吸风，风机进口装有消声器。二次冷风进入空预器加热，空预器出口热风按锅炉燃烧要求进入锅炉两侧的二次风箱。二次风从锅炉两侧分别接入各风箱，从而保证燃烧稳定性和沿炉膛温度分布均匀，减少热偏差。

为防止环境温度较低时空气预热器冷端腐蚀，进入空气预热器的二次风在空预器的进口设有暖风器，由烟气余热利用系统热媒水加热。

### 3.3.3 火焰检测冷却风系统

火焰检测冷却风系统设两台火焰检测冷却风机，启动阶段为火焰检测探头提供冷却风，正常运行冷却风来自一次风母管。

### 3.3.4 烟气系统

该系统是将锅炉燃烧气体进行清洁处理并排入大气。设有两台 50%容量的动叶可调轴流风机。本工程同步脱硝、脱硫，引风机与脱硫增压风机合并设置，合并引风机采用动叶可调轴流风机，电动机驱动。

从省煤器出口烟气经过脱硝装置进入空预器，预热器进口设有电动挡板门。空预器后烟气分四路经低温省煤器进入静电除尘器，经除尘后烟气分别经两台引风机抽出引至脱硫岛。除尘器后设有联络烟道，联络烟道上不设挡板门，引风机进出口设有电动挡板门。

本工程烟气脱硫系统不设旁路。脱硫后烟气引至烟囱排向大气。

### 3.3.5 密封风系统

该系统供磨煤机的密封风。每炉设置 2 台 100%容量增压密封风机，风源取自一次风机出口冷一次风炉前母管，经过滤器后吸入密封风机，密封



风机出口设有换向挡板，可自动实现两台密封风机切换运行。每台磨密封风支管上装有电动隔离门。每台给煤机密封风从冷一次风炉前联络母管直接引出，每根密封风支管上装设电动隔离门，电动隔离门起关断作用。密封风机由磨煤机制造厂家配套提供。

表 3.3-1 锅炉烟风系统热力计算成果表

序号	项 目	单位	设计煤种
1	炉膛出口空气过剩系数		1.14
2	理论湿空气量	Nm <sup>3</sup> /kg	5.516
3	理论干烟气量	Nm <sup>3</sup> /kg	5.334
4	一次风率	%	24.5
5	二次风率	%	75.5
6	进入锅炉一次风总量（每炉）	kg/h	558442
7	进入锅炉二次风总量（每炉）	kg/h	1598851
8	空预器出口烟气温度	°C	118
9	空预器出口烟气量（每炉）	kg/h	2543784

### 3.3.6 辅助设备选择

#### 3.3.6.1 一次风机

##### （1）一次风机型式及裕量的选择

冷一次风机具有风量小（一般仅占炉膛燃烧总风量的 20%左右）、风压高（直吹式制粉系统中大于 15kPa），运行中风量变化大，风压变化小的特点。在此条件下，动叶可调轴流式风机将采用 2 级叶轮。采用 2 级叶轮，虽然动叶可调风机的价格较高、初投资大，但其运行效率高，尤其是在变负荷工况下更加明显。

每台锅炉配两台 50%容量的一次风机。一次风机选用动叶可调轴流风机，风机入口设有消音器。它的特点是较离心风机运行效率高，调节性能好、电耗低、振动小、重量轻、检修方便。

一次风机的基本风量按锅炉燃用设计煤种考虑，包括锅炉在最大蒸发量（BMCR 时需要的一次风量、需由一次风机提供的磨煤机密封风（全部磨煤机运行）及制造厂保证的空气预热器运行一年后一次风侧的漏风量。

## （2）一次风机选型结果汇总

《大中型火力发电厂设计规范》GB 50660-2011 规定，“一次风机的风量裕量宜为 20%~30%，宜另加温度裕量，可按夏季室外计算温度确定；风机的压头裕量宜为 20%~30%”。经过以上计算及分析，本工程一次风机流量、压头裕量均以 BMCR 工况为基准点，按《大火规》要求的下限值选取，计算汇总表如下：

表 3.3-2 制粉系统空气动力计算成果表

序号	项 目	单位	BMCR 数据
1	吸风道	Pa	200
2	消音器阻力	Pa	200
3	冷风道	Pa	300
4	暖风器	Pa	500
5	预热器阻力	Pa	740
6	热风道	Pa	1500
7	磨煤机阻力	Pa	6440
8	煤粉管道	Pa	4700
9	燃烧器阻力	Pa	1200
10	系统总阻力	Pa	15780

表 3.3-3 一次风机参数汇总表

序号	名 称	单位	数 值
1	介质温度（夏季通风室外计算温度）	℃	24.6
2	当地大气压	hPa	879.7
3	每台炉一次风机台数	台	2
4	风机的型式		动叶可调轴流式

5	BMCR 工况时进入一次风机的风量	m <sup>3</sup> /s	110.93
6	BMCR 工况静压升	Pa	15780
7	一次风机风量裕量系数		1.2
8	一次风机压头裕量系数		1.2
9	选用一次风机（T. B）风量	m <sup>3</sup> /s	135.3
10	选用一次风机（T. B）风压	Pa	18936
11	电动机功率 （估算）	kW	3000

### 3.3.6.2 送风机

#### （1）送风机型式及裕量的选择

送风机的设计是按锅炉最大连续蒸发量及空气预热器漏风最不利的情况来考虑的，再加上风机的裕量等因素。动叶可调轴流风机与静叶可调轴流风机相比，具有调节范围广、效率高、体积小、重量轻等优点，当机组负荷大范围变化、运行工况偏离设计值时，动叶可调风机仍能保持高效率。

采用动叶可调轴流风机虽然价格较贵，一次性投资较大，但因能长期高效运行，因而年运行费用必然最小，经济效益显然优于其它类型的风机。

每台锅炉配 2X50%容量的送风机。送风机选用动叶可调的轴流风机，风机入口设有消音器。

送风机的基本风量按锅炉 BMCR 工况、燃用设计煤种考虑，裕量应包括锅炉在最大连续蒸发量（BMCR）时需要的二次风量及制造厂保证的空气预热器运行一年后送风侧的净漏风量。

《大中型火力发电厂设计规范》规定风机裕量基点为 BMCR 工况，风量裕量不小于 5%，另加温度裕量，压头裕量不小于 15%。本工程送风机裕量基点为 BMCR 工况，风量裕量采用《大中型火力发电厂设计规范》规定的下限 5%，另加温度裕量，压头裕量取《大中型火力发电厂设计规范》的下限 15%。

二次风系统空气动力计算成果见下表（设计煤种）：

序号	项 目	单位	BMCR 数据
1	吸风侧风道阻力	Pa	200.0
2	消音器	Pa	200.0
3	风机出口至空预器入口阻力	Pa	300
4	暖风器	Pa	500
5	空预器本体阻力	Pa	1060
6	空预器至二次风进口阻力	Pa	1000
7	燃烧器阻力	Pa	1400
8	系统总阻力	Pa	4660

送风机的参数汇总见下表：

序号	名 称	单位	数 值
1	介质温度（夏季通风室外计算温度）	℃	24.6
2	当地大气压	hPa	879.7
3	每台炉送风机台数	台	2
4	风机的型式		动叶可调轴流式
5	BMCR 工况时进入送风机的风量	m <sup>3</sup> /s	206.16
6	风机 BMCR 工况静压升	Pa	4660
7	送风机风量裕量系数		1.05
8	送风机压头裕量系数		1.15
9	选用送风机（T. B）风量	m <sup>3</sup> /s	220.01
10	选用送风机（T. B）风压	Pa	5359
11	电动机功率 （估算）	kW	1500

3.3.6.3 引风机

（1） 引风机型式及裕量的选择

引风机输送介质为含尘且温度较高的烟气。选用引风机的因素除考虑风机体积、重量、效率和调节性能外，还要求耐磨、对灰尘的适应性好，以保证在规定的检修周期内能安全运行。本工程同步上脱硝、脱硫设备，又

设置低温省煤器，风机压头相对较高。引风机与脱硫增压风机合并可简化系统、减少占地、降低运行成本，故综合考虑，本工程每台锅炉配两台 50% 容量动叶可调轴流式风机。

引风机的基本风量按锅炉 BMCR 工况、燃用设计煤种考虑，裕量应包括锅炉在最大连续蒸发量（BMCR）时需要的烟气量、制造厂保证的空气预热器运行一年后烟气侧的漏风量及烟气系统（包括尾部受热面、烟道）的漏风量。

（2）引风机选型结果汇总

《大中型火力发电厂设计规范》规定风机裕量基点为 BMCR 工况，风量裕量不低于 10%，另加不低于 10~15℃的温度裕量，压头裕量不低于 20%。本工程引风机选型基点为 BMCR 低省投运工况的烟气温度加 5℃，风量裕量 10%，另加 15℃温度裕量，压头裕量 20%。同时按照余热利用系统切除工况（加 15℃温度裕量）设计煤和校核煤作为校核点，两者取大者选取引风机。

序号	项    目	单位	BMCR 数据
1	锅炉尾部烟道（含炉膛负压）	Pa	1870
2	脱硝装置阻力	Pa	1000
3	空预器烟气侧阻力	Pa	1230
4	空预器至除尘器烟道阻力	Pa	300
5	低温省煤器	Pa	600
6	除尘器阻力	Pa	250
7	除尘器至引风机烟道阻力	Pa	400
8	引风机至脱硫岛阻力	Pa	420
9	脱硫岛	Pa	3000
10	烟囱阻力	Pa	450
11	烟囱自拔通风力	Pa	-400

12	系统总阻力	Pa	9120
----	-------	----	------

烟气系统空气动力计算成果见下表（设计煤种）：

引风机的参数汇总见下表：

序号	名          称	单位	数    值
1	介质温度	℃	81
2	当地大气压	hPa	877.7
3	每台炉吸风机台数	台	2
4	风机的型式		动叶可调轴流式
5	BMCR 工况时进入引风机的烟气量（低省投运选型点）	m³/s	431.47
	BMCR 工况时进入引风机的烟气量（设计煤低省不投运+15℃温度裕量）	m³/s	481.91
	BMCR 工况时进入引风机的烟气量（校核煤 1 低省不投运+15℃温度裕量）	m³/s	485.82
	BMCR 工况时进入引风机的烟气量（校核煤 2 低省不投运+15℃温度裕量）	m³/s	490.76
6	风机 BMCR 工况静压升	Pa	9460
7	吸风机风量裕量系数		1.10
8	吸风机压头裕量系数		1.2
9	温度裕量	℃	15
10	选用引风机（T. B）烟气量	m³/s	494.40
11	选用引风机（T. B）风压	Pa	10944
12	电动机功率 （估算）	kW	6400

3.3.6.4  烟气余热利用系统

在除尘器前设一级低温省煤器，设置闭式热媒水循环回路。利用闭式循环水作为介质将低温省煤器中的热量传递至冷风和凝结水。加热进入空预器的冷一次风至 30℃，加热冷二次风至 25℃，节约高品质辅助蒸汽用量。

其余热量用于加热凝结水，从而排挤抽汽回汽轮机做功，实现了余热梯级利用的目的。经计算可降低发电标准煤耗约 0.8g/（kw.h）。

3.3.6.5 除尘器

（1）除尘器的型式

为保证机组排放满足国家最新排放标准要求，即电厂烟尘排放值≤10mg/Nm³的要求，烟气除尘设备采用低低温静电除尘器，控制其出口含尘浓度≤18 mg/Nm³，对应除尘器效率按设计煤 99.94%、校核煤 1 99.95%、校核煤 2 99.93%。

（2）除尘器性能

除尘器性能表（设计煤种，BMCR 低温省煤器运行工况，单台除尘器参数）

序号	项目名称	单位	设计煤	校核煤	校核煤
1	除尘器进口烟气工作温度	℃	85	85	85
2	除尘器进口烟气设计温度 （考虑15℃裕量）	℃	100	100	100
3	除尘器进口过量空气系数	-	1.254	1.254	1.254
4	除尘器进口总烟气量（标态）	Nm³/h	1959372	1980926	1958005
5	除尘器进口总烟气量（实际）	m³/h	2958776	3258706	3295331
6	除尘器进口含尘量	g/Nm³	29.9	36.68	24.79
7	出口含尘浓度	mg/Nm³	18	18	18
8	除尘器效率	%	99.94	99.95	99.93

说明：上表中数据按一台炉计列，除尘器进口烟气量为未考虑烟气量裕量值。

3.3.6.6 烟囱

本工程烟囱采用“一座双内筒钢烟管”方案，每个烟管出口内径为 7200mm，BRL 工况设计煤质烟气流速暂定为19.82m/s。

3.4 制粉、烟风系统主要管道管径选择

制粉、烟风系统介质流速及管道通流断面选择见下表：



序 号	名 称	温 度 (℃)	风 量 (m³/h)	管道规格(mm)					计 算 流 速(m/s)	推 荐 流 速 (m/s)
1	一次风机吸风道	20	402036	3600	×	2800	×	4	11.14	10~12
2	一次风机出口风道	30	443200		Φ	3720	×	4	11.38	10~12
3	联络管道	30	265920		Φ	2820	×	4	11.90	10~12
4	热一次风道	324	463671		Φ	2820	×	4	20.75	15~25
5	调温风母管	30	81794		Φ	1620	×	4	11.14	10~15
6	调温风管支管	30	25132		Φ	820	×	4	13.49	10~15
7	磨煤机入口混合风道	246	171833		Φ	1720	×	7	20.89	20~25
8	送粉管道	75	21182		Φ	580	×	$\frac{1}{0}$	23.9	22~28
9	20%THA 送粉管道	75	18251		Φ	580	×	$\frac{1}{0}$	20.59	22~28
10	密封风母管	30	33938		Φ	820	×	4	18.21	13~25
11	单台磨煤机密封风管道	30	6788		Φ	377	×	4	17.64	13~25
12	单台给煤机密封风管道	30	1042		Φ	133	×	4	16.17	13~25
13	送风机吸风道	20	771390	5650	×	3600	×	4	10.61	10~12
14	送风机出口总风道	25	837208	5000	×	4380	×	4	10.66	10~12
15	风机出口联络管风道	25	502325	3500	×	4380	×	4	10.27	10~12
16	空预器出口烟道	118	1578971	11140	×	3000	×	5	13.18	10~15
17	除尘器入口烟道	85	739694	4400	×	4000	×	5	11.73	10~15
18	除尘器出口烟道	83	753325	4400	×	4000	×	5	11.95	10~15
19	引风机入口烟道	82	1506649	5500	×	6500	×	5	11.75	10~15
20	引风机出口烟道	90	1533924	6000	×	6500	×	5	10.96	10~15
21	引风机出口总烟道	90	3067848	6500	×	11000	×	5	11.95	10~15

说明：1.表中所列风量均为单根管道内的风量。

2.表中数据为设计煤种 B—MCR 运行工况的数据。

### 3.5 点火系统



采用双层等离子点火方式，不设置油系统。

锅炉在燃用设计煤种和校核煤种时，最低不投等离子稳燃负荷为 19%THA 工况。

#### 4 烟气脱硝系统

本工程烟气脱硝装置与发电厂主体工程同步建设及投运，烟气脱硝装置采用选择性催化剂还原法烟气脱硝（SCR）。在设计煤种及校核煤种、锅炉最大工况(B—MCR)、处理 100%烟气量条件下，脱硝效率不小于 92%且 NO<sub>x</sub> 排放浓度≤20 mg/Nm<sup>3</sup>(O<sub>2</sub>=6%)，氨的逃逸浓度不大于 3ppm，SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub> 转化率小于 1%。

SCR 反应器直接布置在省煤器与空预器之间的烟道上，不设置 SCR 烟气旁路，脱硝反应剂为尿素。催化剂层数按“3+1”模式布置。

SCR 烟气脱硝处理技术是先进、成熟而可靠的技术，在世界范围内已大量应用。

国内已有 SCR 脱硝技术的制造企业，并已全面掌握了 SCR 脱硝技术，完全具有成套装置供应 SCR 脱硝装置的能力。而且国内 300、600MW 机组的 SCR 脱硝装置已有大量投运的业绩，国内制造企业可提供性能优异的电站烟气脱硝成套装置。

SCR 脱硝工艺原理：一定温度下的氨/空气混合物注射入烟气通道中，与一定温度下的锅炉烟气充分混合。充分混合后的烟气、空气及氨混合物通过 SCR 的催化剂层。在催化剂的作用下，烟气中的 NO<sub>x</sub> 与氨在催化剂的表面发生充分的化学还原反应，生成 N<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。

SCR 脱硝工艺具有如下特点：

- 脱硝效率可达到 90%以上；
- NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub> 摩尔比 0.85-0.90；

- $\text{NH}_3$  逃逸率低于 3ppm（干基  $\text{O}_2=6\%$ ）；
- $\text{SO}_2/\text{SO}_3$  转化率  $<1\%$ ；
- 催化剂的化学寿命为 25000 小时；
- 对锅炉性能基本无影响。

#### 4.1 脱硝用吸收剂

本工程脱硝用还原剂采用尿素，脱硝工艺采用尿素水解方案。其品质如下表：

序号	指标名称	单位	合格品	优等品
1	总氮（干基）	%	$\geq 46.3$	$\geq 46.5$
2	缩二脲	%	$\leq 1.0$	$\leq 0.5$
3	水分	%	$\leq 0.7$	$\leq 0.3$
4	铁	%	$\leq 0.001$	$\leq 0.005$
5	碱度（ $\text{NH}_3$ 计）	%	$\leq 0.03$	$\leq 0.01$
6	硫酸盐（以 $\text{SO}_4^{2-}$ 计）	%	$\leq 0.02$	$\leq 0.005$
7	水不溶	%	$\leq 0.04$	$\leq 0.005$
8	颗粒（4~8 mm）	%	$\geq 90$	$\geq 90$

本工程拟采用炉内低氮燃烧技术加选择性催化还原法（SCR）控制  $\text{NO}_x$  排放。按照锅炉省煤器出口  $\text{NO}_x$  排放浓度（以干基  $\text{O}_2=6\%$  计）不大于  $180\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。脱硝系统入口烟气中  $\text{NO}_x$  含量  $250\text{mg}/\text{Nm}^3$ （以干基  $\text{O}_2=6\%$  计），脱硝出口  $\text{NO}_x$  浓度  $20\text{mg}/\text{Nm}^3$  计算。在 B-MCR 工况下，脱硝效率不小于 92%。

本期两台 660MW 机组，锅炉最大连续蒸发量 BMCR 工况的尿素耗量见下表：

尿素耗量

机组容量及煤种	kg/h	吨/日	吨/年
---------	------	-----	-----

1×660MW	设计煤种	331	6.62	1820.5
2×660MW	设计煤种	662	13.24	3641

注:尿素耗量按 BMCR 工况计算,日利用小时数为 20h,年利用小时数为 5500h。

## 4.2 脱硝工艺系统设计原则

脱硝工艺系统设计原则包括:

- (1) 脱硝工艺采用 SCR 法。
- (2) 初次供货的 3 层催化剂工作时脱硝效率大于 92%。
- (3) 脱硝系统不设置烟气旁路系统。
- (4) 脱硝反应器布置在锅炉两级省煤器之间。
- (5) 还原剂为尿素。
- (6) 脱硝设备年利用小时按 6500 小时考虑,年运行小时数不小于 7800 小时。
- (7) 脱硝装置可用率不小于 98%。
- (8) 装置服务寿命为 30 年。
- (9) SCR 应设置足够数量的蒸汽吹灰器,以防止 SCR 堵灰。
- (10) 脱硝出口烟道为斜管道,避免积灰。

## 4.3 烟气脱硝装置（以下简称 SCR）烟气参数

按本工程设计煤质,单台锅炉 SCR 设计主要技术参数见下表:

编号	项 目	单位	参数
(1)	烟气流量	Nm <sup>3</sup> /h(干基, 实际 O <sub>2</sub> )	1658038
(2)	满负荷脱硝装置入口烟 气温度	℃	400
(3)	脱硝装置入口 NO <sub>x</sub> 浓度	mg/Nm <sup>3</sup> (干基、6%O <sub>2</sub> )	250
(4)	进口含尘浓度	g/Nm <sup>3</sup> (干基、6%O <sub>2</sub> )	29.9
(5)	入口烟气压力	kPa	-1.87

编号	项 目	单位	参数
(6)	脱硝效率	%	≥92
(7)	氨逃逸率	ppm（标态，干基、6%O <sub>2</sub> ）	≤3
(8)	SO <sub>2</sub> /SO <sub>3</sub> 转化率	%(干基、6%O <sub>2</sub> )	≤1
(9)	NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub> 摩尔比		≤0.914
(10)	SCR 脱硝系统压降	Pa（催化剂寿命期内，三层催化剂）	≤1000
		Pa（催化剂寿命期内，四层催化剂）	≤1200
(11)	尿素耗量	kg/h	331
(12)	催化剂吹扫用蒸汽量（暂定）	t/h	≤12
(13)	催化剂声波吹灰用压缩空气量	Nm <sup>3</sup> /min	≤30

#### 4.4 脱硝方案概述

SCR 脱硝系统分为 SCR 反应器系统和还原剂存储、制备、供应系统两大部分，SCR 反应器系统主要包括 SCR 反应器、烟道、催化剂、氨喷射系统、吹灰器，还原剂存储、制备、供应系统主要包括尿素溶解罐、尿素溶液储罐、尿素溶液输送系统、稳压罐、尿素溶液循环泵、废水池、废水泵、氨气泄漏检测器等。本期工程 SCR 反应器布置在锅炉尾部空预器的上方，不设置脱硝旁路。脱硝装置满足锅炉并网和 100%BMCR 工况之间的任何负荷的运行要求，并适应机组的负荷变化和机组启停次数的要求。

每台锅炉配有两个反应器，烟气经过均流器后进入催化剂层，然后进入空预器、电除尘器、引风机和脱硫装置后，通过烟囱排向大气。在进入烟气催化剂前设有氨注入的系统，烟气与氨气充分混合后进入催化剂发生反应，脱去 NO<sub>x</sub>。

整个烟气系统不设旁路，脱硝入口设灰斗，在与锅炉烟道连接的界面处设置织物补偿器。

SCR 反应器系统主要设备包括 SCR 反应器、催化剂、吹灰器。

还原剂存储、制备、供应系统详见化水专业。

#### 4.4.1 SCR 反应器系统及设备

##### 4.4.1.1 SCR 反应器

每台 SCR 反应器布置在锅炉省煤器与空预器之间的高尘区域，设计成烟气竖直向下流动，SCR 反应器内烟气流速 $\leq 5\text{m/s}$ 。

反应器是标准的板箱式结构，辅以各种加强筋和支撑构件以满足承载催化剂、密封、防震及保温等其它荷载和抵抗热应力的要求，并且保证与外界隔热。另外，催化剂的各模块间和模块与反应器壁间装设密封装置可保证烟气都流经催化剂，避免烟气短路。

反应器进口设置均流格栅，以保证进入催化剂表面的进口烟气流场分布均匀，防止烟气积灰和磨损。

反应器的各催化剂层均设置催化剂安装门和催化剂取样专用人孔门。

每台反应器上方装设 1 台 2t 电动葫芦，用于将催化剂模块吊至相应安装高度；到达相应高度后，用链式手动葫芦和催化剂装卸工具将催化剂模块运送到反应器中的指定位置。

SCR 反应器设计能承受最高运行温度  $420^{\circ}\text{C}$  不少于 5h 的考验，而不产生任何损坏。

##### 4.4.1.2 催化剂

蜂窝式或板式催化剂在反应器内为 3+1 层布置，上面 3 层装设催化剂，下面 1 层为备用层。

在催化剂模块之间的空隙处安装密封条，有效防止烟气泄漏，密封装置的寿命不低于催化剂的寿命。

催化剂能在最高  $400^{\circ}\text{C}$  温度下连续运行，并能承受最高运行温度  $420^{\circ}\text{C}$  不少于 5h 的考验，而不产生任何损坏。催化剂的设计中将充分考虑灰分中

含有的任何微量元素可能导致的催化剂中毒，催化剂的配方工艺将保证催化剂的抗 SO<sub>x</sub> 性，使 SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub> 转换率不大于 1%，化学寿命不低于 25000h。

#### 4.4.1.3 氨稀释与喷射系统

喷氨格栅安装于入口烟道的垂直管段，来自氨区的氨气进入氨/空气混合器，与稀释风机吹入的空气混合成体积浓度小于 5% 的混合气体后，经喷氨格栅喷入 SCR 入口烟道。喷氨格栅的布置面与烟气流动方向相垂直，其设计考虑烟道的几何结构并与催化剂层之间留有足够的混合距离。

主要设备包括稀释风机、氨/空气混合器、喷氨格栅。

#### 4.4.1.4 烟道

烟道应根据可能发生的最差运行条件能安全运行进行设计。

烟道设计应能够承受如下负荷：烟道自重、风雪荷载、地震荷载、灰尘积累、内衬和保温及保护层等的重量等。

烟道最小壁厚至少按 6mm 设计，烟道内烟气流速不宜超过 15m/s。催化剂区域内流速不宜超过 5m/s。烟道的瞬时不变形承载能力不低于 ±9800Pa。

### 4.5 主要设备规范（单台炉）

序号	名 称	规格型号	单位	数量	备 注
	氨稀释与喷射系统				
1	SCR反应器	待定	套	2	
2	催化剂	暂定蜂窝式，每台反应器四层	套	1	
3	喷氨格栅		套	1	
4	催化剂密封装置	Q345B	套	1	
5	吹灰器	3层	套	1	
6	电动葫芦	起吊重量1t，起吊高度10m	套	2	
7	精准喷氨	每个SCR反应器6个分区	套	2	

尿素贮存制备供应系统布置见总交总平面布置。尿素储存和供应系统见化水专业说明。

## 5 热力系统及辅助设备选择

### 5.1 热力系统拟定原则

本期工程热力系统中除辅助蒸汽系统为母管制、电泵给水系统为两机公用，其它系统均采用单元制系统。热力系统的设计及主要辅助设备的选择依据为哈尔滨汽轮机厂提供的热平衡图。

### 5.2 主要热力系统及辅助设备选择

#### 5.2.1 主蒸汽、再热蒸汽及旁路系统

主蒸汽系统：主蒸汽管道从过热器出口集箱接出两根，分别接入汽轮机左右侧的两个主汽门，在靠近主汽门的两路主蒸汽主管道上设有相互之间的压力平衡连通管。

再热蒸汽系统：再热冷段管道由高压缸排汽口以双管接出，合并成单管后接至锅炉房，在锅炉前分为两路进入锅炉再热器入口联箱。再热热段管道，由锅炉再热器出口联箱双管接出，合并成单管后直至汽轮机前分为两路接入汽轮机左右侧再热联合汽门。

旁路蒸汽系统：设置旁路系统可改善机组的起动性能，缩短起动时间和减少汽轮机的循环寿命损耗，回收工质，保护再热器不超温，在机组启动前吹扫锅炉换热管中的氧化皮，保护锅炉及汽轮机。根据电网及机组情况，本期工程旁路系统仅考虑机组启动需要，暂定采用 40%BMCR 容量的高、低压两级串联启动旁路系统，下阶段根据机组的起动方式，机炉协调后选择合理的旁路系统及其容量。

冷再热蒸汽还设有至邻机的启动加热管路，在 2 号高压加热器上连通邻机冷再热蒸汽，机使用邻机蒸汽通过高加将锅炉给水升温；在机组冷态、



温态或热态启动时，间接加热锅炉受热面。

同时冷再热蒸汽也作为给水泵汽轮高压汽源。

为防止汽轮机进水，本系统有完善的疏水系统。

该系统主要管道材料按如下选用：

管道	设计压力 Mpa (g)	设计温 度 ℃	管 材	流速 m/S	管道规格
主蒸汽半容量管道	30.77	610	ASTM A335P92	53.85	ID292X84
再热冷段管道（全容量）	6.95	460	A691 1-1/4CrCL22 （2 类板材）	34.14	Φ914×32
再热热段半容量管道	6.95	625	ASTM A335 P92	53.77	ID609.6×46
再热热段全容量管道	6.95	625	ASTM A335 P92	49.22	ID901.1×66
高旁阀前管道	30.77	610	ASTM A335 P92	78.85	ID215.9×64
高旁阀后管道	7.45	380	A691Gr.91CL42	33.74	Φ660×29
低压旁路前管道	7.45	628	ASTM A335 P92	51.6	ID609.6×46
主蒸汽半容量管道	30.77	610	ASTM A335P92	53.85	ID292X84
高旁阀后管道	1.7	250	A691 1-1/4CrCL22 （2 类板材）	83.5	Φ1219×15.9

### 5.2.2 抽汽系统

汽轮机采用九级抽汽（包含 0 级抽汽），一、二、三级抽汽供三台高压加热器；四级抽汽供除氧器、小机用汽和辅助蒸汽系统。五级抽汽向 5 号低压加热器供汽和暖风器供汽，六、七、八级抽汽分别向 6 号、7 号、8 号低压加热器供汽。3 号高加设置外置式蒸汽冷却器。0 级抽汽全负荷运行，



提高给水温度，保证脱硝装置的正常运行，并提高部分负荷时机组热效率。

为防止汽轮机超速和进水，除布置在排汽装置内的七、八级抽汽管道外，其余抽汽管道上均设有气动止回阀和电动隔离阀。前者作为防止汽轮机超速的一级保护，同时也作为防止汽轮机进水的辅助保护措施；后者是作为防止汽轮机进水的隔离措施。在四级抽汽管道上所接设备较多，且有的设备还接有其他辅助汽源，为防止汽轮机甩负荷或除氧器满水等事故状态时水或蒸汽倒流进入汽机，故多加一个气动止回阀，且在四段抽汽各用汽点的管道上均设置了一个电动隔离阀和止回阀。

按 ASME TDP-1-2006 标准设计防止汽轮机进水，本系统设计有完善的疏水系统，并严格按照《电厂电力管道设计规范》（GB 50764-2012）中的强条设计。

### 5.2.3 辅助蒸汽系统

本工程为扩建工程，辅助蒸汽系统为全厂性的公用蒸汽系统，该系统每台机设一根辅汽联箱，其中辅汽联箱参数为  $0.8\sim 1.6\text{MPa(a)}$ ， $350\sim 400^{\circ}\text{C}$ ，二台机组的辅汽联箱通过母管连接，之间设隔离门；启动蒸汽来自启动锅炉。

本系统主要汽源来自再热冷段、汽机四级抽汽、邻机及启动锅炉来汽。

第一台机组建成启动时，全部辅汽由启动锅炉来的蒸汽提供，随着机组负荷上升，当汽机再热冷段参数达到一定值后，切换由汽机再热冷段向辅汽系统供汽；当四、五级抽汽参数上升至一定值后，辅汽联箱及暖风器分别切换由汽机四、五级抽汽提供。

机组正常运行期间，辅汽联箱汽源由主汽轮机四级抽汽供汽，其工作压力随汽轮机抽汽压力变化而变化，当抽汽压力低于一定值时，可由汽机二级抽汽通过压力调节阀减压后向辅助联箱供汽。

辅助蒸汽平衡表					
序号	项 目 名 称	单位	单机启动	单机运行	一机运行
					一机启动
一：联箱蒸汽参数					
1	辅汽联箱蒸汽参数 P=0.8~1.6MPa(a) T=350~400℃				
二：用户					
1	空预器启动吹扫(短时)	t/h	10*		10*
2	等离子点火暖风器用汽	t/h	8		8
3	汽封用汽	t/h	8		8
4	生水加热器用汽	t/h	8*	8	8*
5	除氧器加热	t/h	33		30
6	冬季采暖用汽(气温低时)	t/h	不考虑	30	30
7	给水泵汽轮机启动、调试用汽	t/h	16		16
7	制粉系统消防用汽	t/h	8*	8*	16*
8	脱硝尿素区用汽	t/h	2	2	2
	合计	t/h	67	40	94
三：汽 源					
1	启动锅炉来汽	t/h	70		
2	运行机组冷段来汽	t/h			
3	运行机组四段来汽			40	40
4	运行机组五段来汽				54
	合计	t/h	70	40	94
四	汽量平衡	t/h	裕量 3	平衡	平衡

注：

- 1) 系统计算不考虑两台机组同时启动。
- 2) 不考虑一台机组处于低负荷工况下启动另一台机组。
- 3) 不考虑一台机甩负荷时启动另一台机组。
- 4) 除氧器加热用汽当机组启动和低负荷时取自辅助蒸汽系统，15%负荷及以上由本机冷段和四段抽汽直接供给。
- 5) 机组正常运行时暖风器用汽由五段抽汽提供，机组启动或低负荷运行时不考虑暖风器用汽。

- 6) 第一台机组启动时不考虑主厂房采暖用汽。
- 7) 带\*的用户可以错开时间，启动前或甩负荷后用汽，其用汽量不计入合计。
- 8) 第一台机组启动时的启动蒸汽来自启动锅炉蒸汽。
- 9) 汽封用汽当机组启动和低负荷时取自辅助蒸汽。

## 5.2.4 给水系统

### 5.2.4.1 给水系统及设备的配置

#### 5.2.4.2 给水系统主要设备技术规范

每台机组设置一台 100%容量的汽动给水泵，两机设一台公用启动电动给水泵。

汽动给水泵与前置泵同轴布置，小汽轮机排汽直接排至主机冷凝器。

高压加热器给水系统采用大旁路，3 号高加设置外置蒸汽冷却器，布置在 0 号高压加热器出口。在 3 号高加入口设有三通阀，3 段抽蒸汽冷却器出口设有出口电动闸阀，省煤器入口锅炉厂供货范围内的电动闸阀、调节阀及旁路阀安装在给水泵出口管道上。

给水泵汽轮机采用两个汽源。正常汽源来自四段抽汽；启动及调试汽源来自全厂辅汽系统，低负荷时由辅助蒸汽系统供汽。小汽机排汽进入大机间冷凝汽器。

设置 3 号高加外置式蒸汽冷却器。由于再热后抽汽过热度增大，影响给水焓升的最佳分配，对于超超临界机组，再热后抽汽过热度更高，故设置外置式蒸汽冷却器，将回热系统温升分配加以经验修正，可以带来更好的经济效益。第 3 级抽汽过热度很大，若不设置外置式蒸汽冷却器，对应的回热加热器换热温差增大，温差换热引起的不可逆损失增大。经与辅机厂配合研究确定外置式蒸汽冷却器的容量暂按 30%~40%给水流量，外置蒸汽冷却器暂按内置旁路设置考虑。

给水泵出口设有双路最小流量阀，以保证在启动时稳定运行，同时满足

机组深度调峰需求，下阶段根据辅机招标情况进一步优化给水泵再循环管路容量设置。

给水管道按工作压力划分，从除氧器水箱出口到前置泵进口管道，称为低压给水管道；从前置泵出口到锅炉给水泵入口管道，称为中压给水管道；从给水泵出口到锅炉省煤器的管道，称为高压给水管道。

### （1）主汽轮机驱动给水泵组

给水泵参数见下表：

编号	项 目	单 位	给水泵组设计工况
1	型式		
2	设计主泵入口流量	t/h	2212
3	中间抽头流量	t/h	50
4	设计出口压力（关断阀前）	MPa	~42
5	设计出口压力（关断阀后）	MPa	~38

### （2）给水泵驱动汽机 （暂定）

型式：单轴、纯凝汽式

额定工况低压汽源：四段抽汽

工作压力：0.8~1.28Mpa(a)

工作温度：350~385℃

调速范围：3000~6000r/min

### （3）该系统主要管道材料按如下选用：

	名称	设计压力 Mpa (g)	设计温度 ℃	管道规格	管道材质
1	低压给水管道	1.47	191	Φ630×13	20钢
2	中压给水管道	2.65	191	Φ630×20	20钢
3	汽泵出口关断阀前管道	42	320	φ559×70	15NiCuMoNb5-6-4
4	汽泵出口关断阀后管道	38	320	φ559×65	15NiCuMoNb5-6-4

5.2.5  凝结水系统

5.2.5.1  系统描述

系统设两台 100%容量的筒式凝结水泵（两台泵公用一套变频装置），四台低压加热器，一台轴封冷却器，一台内置式除氧器。取消凝结水贮水箱和补充水泵，与化水除盐水箱和水泵合并，机组补水直接由化学专业来。凝结水精处理采用中压系统。

除氧器水箱有效容积为 200m³，相当于 4.6 分钟的锅炉最大给水量，满足《大中型火力发电厂设计规范》中规定 200MW 以上机组 3～5 分钟的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

轴封冷却器出口凝结水管道上设有最小流量再循环系统至凝汽器。最小流量再循环取凝结水泵和轴封冷却器要求的最小流量较大者。以冷却机组启动及低负荷时轴封漏汽和门杆漏汽，满足凝结水泵低负荷运行的要求。

机组启动时，通过化水凝结水输送泵向系统充水。当机组正常运行时，通过化水凝结水补充水泵向系统补水。

凝汽器及扩容器能接受主机排汽、本体疏水以外，还具有接受汽机旁路排汽、高、低加事故疏水及除氧器溢流水的能力，此外还接收由锅炉启动系统来的品质合格的锅炉启动疏水。其喉部内设置有 7、8 号低加和三级减温减压器。

为提高循环效率，降低煤耗，本工程设置了烟气余热利用装置，烟气余热利用凝结水加热器不跟烟气直接接触，由轴封加热器出口抽出部分凝结水，与 7 号低加出口部分流量凝结水混合后，引至炉后先后进入烟气余热利用凝结水加热器，加热后返回 6 号低加的进口凝结水系统。

5.2.5.3  凝结水系统主要设备技术规范

（1）  除氧器

序	项    目	单    位	数  据
---	--------	--------	------

号			
1	除氧器型式：		内置式
2	除氧器水箱有效容积：	m <sup>3</sup>	200
3	除氧器最大出力：	t/h	2310

（2） 凝结水泵

编 号	项    目	单    位	设 计 工 况
1	型式		立式筒袋式
2	设计入口流量	t/h	1500
3	设计扬程	mH <sub>2</sub> O	360
4	效率		≥83

5.2.6  高压加热器疏水、放气系统

高压加热器疏水采用逐级串联疏水方式，最后一级高加疏水接至除氧器。每台高加设有单独接至排汽装置疏水扩容器的事事故疏水管路。所有疏水调节阀的布置尽量靠近下一级接受疏水的高压加热器，以减少两相流体的管道长度。疏水调节阀后管径放大一级，并采用耐冲蚀的低合金厚壁钢管。

高加水侧、汽侧均设有放气管道。汽侧还设有停机期间充氮保护管道。高压加热器连续运行排汽至除氧器，在高加连续排汽口内，设有内置式节流孔板，以控制高加排汽量。除氧器排汽管上设有电动阀。

5.2.7  低压加热器疏水、放气系统。

5 号低压加热器疏水疏至 6 号低压加热器，6 号低压加热器疏水经疏水泵送至 5 号低压加热器凝结水进口，7 号、8 号低压加热器疏水经疏水冷却器送凝汽器热井。5、6 低加均设有单独的事事故放水管道，分别接至凝汽器壳体两侧的疏水扩容器。在事故疏水管道上均设有事故疏水调节阀，布置位置尽量靠近疏水扩容器。正常疏水管道上的疏水调节阀布置位置尽量靠



近下一级接收疏水的加热器，以减少两相流体管道的长度。调节阀后管径放大一级，并采用厚壁管耐冲蚀的合金钢。

低加水侧、汽侧均设有放气管道。低压加热器连续运行排汽至凝汽器。在低加连续排汽官道上，设有内置式节流孔板，以控制其排汽量。

### 5.2.8 汽机轴封系统

轴封汽系统为自密封系统，其压力和温度是自动控制的，并符合防止汽轮机进水而损坏汽轮机的措施，轴封系统的备用汽源满足机组冷热态启动和停机的需要。该系统设有轴封压力自动调整装置、溢流泄压装置和轴封抽气装置。该系统由汽轮机厂负责设计，主要设备也由汽轮机厂提供。

### 5.2.9 凝汽器抽真空及有关管道系统

凝汽器两侧设置疏水扩容器。凝汽器颈部设有旁路装置接口。凝汽器接有真空破坏阀，在机组出现紧急事故危及机组安全时，以达到破坏真空的需要。

凝汽器抽真空系统：设有三台 50%容量水环式机械真空泵，机组启动时三台真空泵同时投入运行，缩短机组启动时间。正常运行时，一台运行，两台备用，减少厂用电用量。

凝汽器有关管道系统用于机组启动及正常运行时收集锅炉启动分离器排水、汽机本体、轴封冷却器、辅助蒸汽及各种热力管道的疏水，低压加热器事故疏水及除氧器水箱溢放水等。

为防止水进入汽轮机，并防止水从一个疏水管路回到另一个疏水管路，所有疏水管道与凝汽器的接口均设在热井最高水位之上，并将所有运行方式下压力接近的疏水汇成一根总管接入凝汽器。

每个凝汽器壳侧接一个真空破坏阀，在机组事故情况下破坏真空，缩短汽机惰走时间。

### 5.2.10 辅机冷却水系统

本工程辅机冷却水系统采用大闭式。辅机冷却水供水最高水温：38℃，设计压力 1.0MPa（g）；水质为除盐水。需要冷却水的设备应提冷却水量、冷却水温升及设备散热量。允许辅机冷却水最高温升：5～6℃。

冷却水来自供水专业辅机冷却水系统，经设备吸热后排至机力通风塔进行冷却。主厂房内设辅机冷却水泵，满足相关专业冷却水需求。如主机冷油器、给水泵小机冷油器、发电机氢气冷却器、发电机密封油冷却器、发电机定子冷却器、凝结水泵机械密封冷却器、给水泵机械密封冷却器、磨煤机电机及油站、空预器轴承冷却器、一次风机、送风机及引风机轴承及电动机等设备冷却用。

辅机冷却水泵主要技术规范：（暂定）

流量：～2500t/h

扬程：～0.6MPa

### 5.2.11 汽轮机润滑油净化、贮存、排空系统

每台机组装设一套主机润滑油净化装置、一套小机润滑油净化装置、每台设一套容量为 55+55m<sup>3</sup>的润滑油贮存油箱。

汽轮机主油箱、给水泵汽轮机油箱、润滑油贮油箱、润滑油净化装置分别设有事故放油管道，排油至主厂房外的事故放油池。

## 6 系统运行方式

### 6.1 机组启动条件及启动系统

#### 6.1.1 启动条件

6.1.1.1 启动汽源：启动用蒸汽由启动锅炉供给。

6.1.1.2 启动水源：系统充水来自电厂化水车间。

#### 6.1.2 启动系统

当具备启动条件后，机组即可开始启动。其启动系统工作情况如下：

##### 6.1.2.1 厂用蒸汽系统



辅助蒸汽联箱汽源来自启动锅炉蒸汽，机组正常运行时，辅助蒸汽联箱由四级抽汽供汽。

辅助蒸汽系统供空气预热器吹灰用汽（机组启动期间）、等离子点火暖风器（机组启动期间）、除氧器启动及甩负荷用汽、汽机轴封、燃油加热吹扫用汽、暖通用汽等。

### 6.1.2.2 冷却水和补给水系统

机组启动前，一些辅助设备先投入运行，如引风机、给水泵组等转动机械，这时需保证来自辅机冷却水系统的冷却水源。为使冷却水系统投入运行，开启辅机冷却水泵。

由化学来的补给水给凝结水系统充水。在机组启动前和启动期间除盐水消耗量较大，除盐水应预先制备装满水箱，以备启动时用。

6.1.2.3 采用双层等离子点火方式，不设油系统。

6.1.2.4 汽轮机旁路系统：当锅炉启动后，为了提高机组启动速度，缩短启动时间，这时可打开旁路。

6.1.2.5 润滑油系统：启动交流润滑油泵进行油循环，同时启动密封油泵、顶轴油泵，提供汽轮发电机组各轴承润滑油盘车装置润滑油及发电机低压密封油。

6.1.2.6 疏水系统：在机组启动运行前和向轴封系统供汽前，管道上的所有疏水阀都应打开。

6.1.2.7 抽真空系统：启动机械真空泵，为缩短启动时间，多台泵可同时投入。

## 6.2 主辅机设备的可控性

### 6.2.1 锅炉

锅炉具有可实现给水、燃料、送风、炉膛负压、过热汽温度，再热汽温度等控制功能的条件。

### 6.2.2 汽轮机

汽轮机具有可实现控制和保护功能的条件，润滑油系统、密封油系统、发电机水冷系统、电液油系统及抽汽系统等可满足控制功能的要求。

### 6.2.3 锅炉主要辅机

给煤机可实现煤量控制，引风机可对炉膛负压进行控制，送风机对锅炉含氧量进行控制，一次风机对磨煤机入口一次风母管风压控制功能的条件。

### 6.2.4 汽轮机主要辅机

给水泵具有给水流量、压力控制功能。热力系统具有凝汽器水位控制功能，除氧器压力及水位控制功能及加热器水位控制功能的条件。

6.2.5 锅炉点火、吹灰具有可实现顺控的条件。

## 6.3 机组启动方式

机组启动方式可分为下列几种：

冷态启动（长期停机后）超过 72 小时

温态启动（停机 10～72 小时）

热态启动（停机少于 10 小时）

极热态启动（停机少于 1 小时后）

## 6.4 机组运行方式

按照用户的要求，机组带基本负荷，也可用于调峰，采用定压和定压—滑压方式运行。

机炉协调运行采用分散控制系统实现自动控制，该系统将机炉视为一个整体，按照要求，指令机炉主控协调动作，适应负荷变化，稳定机前压力、温度、维持机炉能量平衡。该系统并具有显示，报警、联锁保护和逻辑控制等功能。

## 6.5 机组停用及事故处理

### 6.5.1 机组停用

机组停用可分为正常停机和事故停机二种。正常停机又分为调峰停机和计划大、小修停机。事故停机是由于主辅机出现故障，危及设备或人身安全，保护装置动作而被迫停机。事故情况下，主汽门关闭，机组负荷迅速降至零，同时与电网解列，转子惰走至零。为防止事故扩大，根据事故情况决定是否破坏真空。但应尽可能的投入盘车设备，以防主轴弯曲，而正常停机则按与启动相反的程序滑参数停机，对于调峰停机，在减负荷时尽可能保持主蒸汽和再热蒸汽的温差，以及汽轮机的热膨胀和胀差。当负荷降至额定值的 5%左右时，打闸停机，同时与电网解列，转子惰走至零。

对于计划大小修停机，如果是不需揭开汽缸大盖的小修，停机时间又较短，可以按调峰停机的程序进行。如果是揭开汽缸大盖，则在减负荷时逐步降低主蒸汽和再热蒸汽温度，并在适当的负荷下停留暖机，当负荷降至额定值的 35%时，锅炉熄火，打开旁路系统，同时打闸停机，与电网解列，转子惰走至零。

机组停用以后，设备的维护和保养按有关制造厂的规定进行。

### 6.5.2 事故处理

#### 6.5.2.1 汽轮机

在下列情况下，可相应立即将主汽门脱扣，破坏真空，进行紧急停机：

- a、汽轮机突然发生强烈振动，或清楚地听出机内金属撞击响声；
- b、汽轮机发生水冲击，汽温急剧下降，并伴有下列象征：
  - (1) 主蒸汽管道或抽汽管道发生强烈振动及有冲击声；
  - (2) 轴向位移增大，推力轴承温度急剧上升；
  - (3) 油系统着火，且不能迅速扑灭时；
  - (4) 任何轴承回油温度超过规定值或轴承冒烟时；
  - (5) 轴端汽封磨擦冒火花时；

- （6） 油箱油位下降至紧急停机油位线时；
- （7） 轴承润滑油压降低至规定值，保护装置不动作时；
- （8） 推力轴承损坏时；
- （9） 具体事故处理规程应执行汽轮机制造厂运行规程。

#### 6.5.2.2 锅炉

遇有下列情况之一时，应立即停止锅炉运行

- a、MFT 应动作而拒动时
- b、锅炉灭火
- c、炉膛负压低于设定值时（锅炉厂提供）
- d、水冷壁管、给水及省煤器管爆破，不能维持正常水位
- e、引风机、空预器停运时
- f、压力升高超过安全门的动作值，而安全门拒动
- g、锅炉设备损坏，危及人身和设备安全
- h、具体事故处理规程应按制造厂运行规程

### 6.6 机组安全保护及运行注意事项

#### 6.6.1 锅炉安全保护

##### 6.6.1.1 燃料断流保护

6.6.1.2 炉膛压力（正压或负压）超过极限保护，并应配有锅炉炉膛安全监察保护控制系统（FSSS）及其它常规保护措施。

##### 6.6.1.3 锅炉还要求有下列主要热工保护项目：

- a、主蒸汽压力高（超压）保护
- b、主蒸汽温度高（超温）保护
- c、再热蒸汽压力高（超压）保护
- d、再热蒸汽温度高（超温）保护

#### 6.6.2 汽轮机设备安全保护

### 6.6.2.1 危险保安系统

### 6.6.2.2 用户远控跳闸接口

### 6.6.2.3 汽轮机自动紧急跳闸装置（ETS）

### 6.6.2.4 汽轮机安全监测保护系统（TSI）

### 6.6.2.5 汽轮机防进水保护系统

## 6.6.3 主要辅机安全保护

### 6.6.3.1 发电机冷却水断流保护；

### 6.6.3.2 除氧器水位高和压力高保护；

### 6.6.3.3 高压加热器水位高保护；

### 6.6.3.4 汽轮机旁路系统的减温水压力低和出口温度高保护；

### 6.6.3.5 删除

### 6.6.3.5 给水泵防汽蚀保护；

### 6.6.3.6 凝汽器水位保护；

### 6.6.3.7 锅炉辅机及制粉系统的主要安全保护；

a、磨煤机、制粉系统具有防火、防爆的要求及有关设计。

b、送、引、一次风机，电气除尘器按厂家有关保护要求设计。

## 6.6.4 汽机防进水措施

6.6.4.1 除 7、8 段抽汽外，其余接至各加热器的抽汽管道上均装设电动隔离阀及气动止回阀，作为主要的防进水保护。

6.6.4.2 4 段抽汽考虑到用汽点较多，除在主管上设有二个气动止回阀和电动隔离阀外，在各用汽点上还设有电动隔离阀和止回阀各一个。

6.6.4.3 各抽汽管道上低位点设有气动疏水阀，当任何一个电动隔离阀关闭时，联锁打开相应的气动疏水阀，疏水进入排汽装置壳体外的本体疏水扩容器，对防止汽机进水起一定作用。

6.6.4.4 供 7、8 号低加的抽汽管道上，因无任何隔离门和止回阀，为防止

汽机进水主要措施是加大抽汽管的疏水管径。7、8 号低加凝结水进出口设电动阀及旁路阀，当加热器爆管引起加热器高水位时，自动关闭进出口电动阀，联锁打开旁路阀，7、8 号低加解列，向集控室发出报警信号。

#### 6.6.4.5 汽封系统的防进水措施

汽封系统的供汽管，在朝向汽源侧的方向应有满足汽机厂要求的坡度，轴封供汽母管和从母管到汽轮机各轴封的供汽管道的布置应避免出现袋形管段。在靠近汽轮机的汽封管道低位点设有经常疏水。

6.6.4.6 主蒸汽管道、热再热蒸汽管道、冷再热蒸汽管道及高、低压旁路管道均考虑有完善的疏水措施，疏水阀为气动疏水阀。在冷再热蒸汽管道的低位点装设带水位测点的疏水罐，热再热蒸汽管道和低压旁路管道设不小于 DN200 的疏水罐，接出的疏水管道上同样设有气动疏水阀，以保证疏水罐达到一定水位时可靠地打开。

6.6.4.7 过热器、再热器减温器的喷水阀均为故障时关闭，防止失控时大量水进入汽机。

### 6.7 辅助系统的安全保护及运行注意事项

#### 6.7.1 点火系统

点火保护包括在（FSSS）炉膛安全监控系统之中，此系统具有联锁保护和逻辑控制，并具有显示与报警功能，它通过火焰监视装置对点火实行监视，点火投入前应检查核实所有保护、联锁在投入位置、炉膛出口测温探针投入，火焰监视装置投入正常，并对炉膛进行吹扫。

#### 6.7.2 辅助蒸汽系统

辅助蒸汽联箱上设有全启式弹簧安全阀，防止因控制阀故障，高压汽进入引起超压危及设备及人身安全。

#### 6.7.3 汽机润滑油系统

系统设有交流油泵及事故油泵，交流油泵接有保安电源，当故障时事故



油泵（直流油泵）迅速投入，保证汽轮机转子安全惰走至零。

#### 6.7.4 蒸汽灭火及吹扫系统

为防止磨煤机事故着火及煤斗中煤燃烧，设有专用的蒸汽灭火管道，汽源来自辅汽联箱。

空气预热器设有从辅汽联箱引出的蒸汽吹扫管道接口，用在锅炉启动及停运过程中的吹扫，防止因灰堵塞空预器并影响传热效果。

6.7.5 其它系统如发电机、氢、油水等系统的安全保护及运行注意事项，按制造厂说明书中的规定。

### 7 主厂房布置

本工程的主厂房布置格局经过多方案优化、比选后，最终方案确定为：单框架、前煤仓，汽轮机纵向顺列布置，机头朝向扩建端；优化后的主厂房布置情况如下：

#### 7.1 主厂房布置原则（方案一）

主厂房扩建方向为左扩建。采用单框架、前煤仓主厂房格局，按照汽机房、锅炉房顺序布置，煤仓间布置于机炉之间，集控楼布置在汽机房固定端，电控楼布置在两炉之间。

锅炉及脱硝装置采用紧身封闭布置，锅炉房标高 1.2 米以下采用 300 厚蒸压加气混凝土砌块（外墙厚度需经过节能计算确定），标高 1.2 米以上采用双层工厂复合彩色带保温压型钢板，炉顶轻型金属屋盖。锅炉运转层标高 15.5m，运转层设混凝土大平台，炉前设低封。送风机和一次风机均横向布置在炉后风机室内，炉后布置低温省煤器、低低温除尘器、引风机、脱硫装置、烟囱。本工程采用一座双内筒烟囱，同步设计和安装 SCR 脱硝装置。

##### 7.1.1 汽机房布置

汽机房分三层：底层（0.00 米），中间层（7.8 米），运转层（15.5 米），

具体布置如下：

### 汽机房零米

0m 层布置化学精处理装置，给水泵汽轮机油站及冷油器，闭式冷却水泵；在发电机侧机座内布置有定子水集装装置，发电机密封油集装装置；2 台凝结水泵布置在机组的发电机侧凝结水泵坑内；在汽机机头侧靠 A 排处布置有润滑油输送泵、EH 油装置；在汽机机尾靠 1/A 排处布置有 2 台机械真空泵，发电机尾部布置电气 400V 配电室。

### 汽机房中间层

7.8m 层主要是管道层，布置的设备有主机本体的辅助设备，在汽机机头侧靠 A 排处布置有主油箱，7、8 号低压加热器布置在凝汽器喉部。靠 B 排侧分别布置有 6 号低压加热器、轴封冷却器及 0 号高压加热器，靠机头侧布置有 1 号高压加热器及 2 号高压加热器。发电机封闭母线也布置在中间层，发电机尾部布置有电气 10KV 配电室。

### 汽机房运转层

汽机房运转层为大平台结构，汽轮机纵向顺列布置。汽机房跨度 34m。汽轮机低压旁路装置、励磁小室布置在主厂房靠 A 排侧；汽动给水泵主泵前置泵及给水泵汽轮机、5 号低压加热器、3 号高压加热器及 3 号高压加热器外置式蒸汽冷却器布置在靠 B 排主厂房内层。为检修凝结水泵、高旁阀和汽机主油箱上油泵，在其上方 7.5 米及 15.0 米均设有带活动格栅的检修孔。布置以上设备后，运转层上还留有非常宽敞的安装检修空间及通道，保证安装及检修期间部件和检修设备的摆放。

## 7.1.2 除氧器布置

除氧器布置于煤仓框架顶部，闭式膨胀水箱也布置在除氧煤仓框架顶部处。

## 7.1.3 除氧煤仓间、锅炉房及炉后布置



本工程布置采用前煤仓，除氧煤仓框架分零米底层、15.50 米层、37.83 米层、45.13 米层共四层。底层布置 6 台中速磨煤机（每台机组），设有过轨吊可对磨煤机进行检修。

15.5 米运转层布置有给煤机，每台机组 6 台给煤机。另外此层主要是送粉管道布置层。15m 层靠近 B 排侧，布置有辅汽联箱。15.50 米至 37.83 米层间布置有 6 台 580m<sup>3</sup>（几何容积）煤斗。37.83 米层为输煤皮带层。45.13 米层为除氧器层。

锅炉房采用紧身封闭布置。在 15.50 米运转层炉架范围内设混凝土大平台，炉顶为轻型屋面板。在约 33m 米处设有轻型炉侧低封。脱硝 SCR 布置在脱硝构架上方，两台送风机及两台一次风机对称布置在脱硝后的风机室内。

锅炉零米布置有两台磨煤机密封风机、刮板捞渣机等。1 号炉固定端侧及 2 号炉扩建端侧各布置有两个渣仓，锅炉启动系统设备分别布置在 1 号炉固定端和 2 号炉扩建端。

炉后沿烟气流向依次布置低温省煤器、静电除尘器、引风机、脱硫岛、烟囱。

引风机与脱硫增压风机合并，采用室内横向布置。

本工程本工程采用一座双内筒烟囱，烟囱出口直径 7.2m。

## 7.2 安装及检修设施（方案一）

7.2.1 本期工程汽机房设两台双梁桥式起重机，起吊重量：主钩 130t，副钩 30 吨，跨度 31.8 米，用于汽轮机及辅机检修用。

7.2.2 给水泵汽轮机、凝结水泵及主油泵等都用车起吊。

7.2.3 闭式水泵、真空泵、电动给水泵设专门的检修起吊装置进行检修。

7.4.4 煤仓间设 2×20t 电动双梁悬挂过轨起重机满足磨煤机的检修要求。

7.4.5 每台炉一次风机及送风机叶轮、电动机各设检修轨道轨；

7.4.6 每台炉的每台吸风机叶轮、电动机各设检修轨道轨。

7.4.7 为锅炉各层阀门及小部件的检修，炉顶设~3t 电动葫芦，起吊高度约 80 米，每炉 1 台。

7.4.8 每台机组设一座消防电梯，载重量 2t。

### 7.3 主厂房主要运行、维护通道（方案一）

7.3.1 汽机房零米 B 排柱侧有净宽不小于 2.5 米贯通两台机组的通道，便于巡视和检修、运输等。

汽机房 7.8 米层在靠 B 排设有人行的通道。

汽机房运转层是大平台，设备相对较少，通道比较宽敞，通畅。

每台机组在靠 A 排柱设有通往各层的平台扶梯。

7.3.2 煤仓框架零米两侧设有磨煤机运行维护通道，每台磨煤机之间亦留有通行道路。

煤仓框架 15.5 米层与锅炉运转层相通。

煤仓框架~37.83 米皮带层在皮带二侧均设有运行、巡视通道，并设有通向锅炉本体的横向联络平台。

7.3.3 锅炉运转层设钢筋混凝土大平台，有足够的运行、巡视及检修用通道。

每台锅炉设有一消防电梯，在锅炉本体的主要平台设有停靠层。

### 7.4 主厂房主要尺寸（方案一）

名称	项 目	数值（单位：m）
汽 机 房	柱距	9/10/12
	档数	15
	汽机房跨度	34.0
	本期总长度	151.5
	中间层标高	EL+7.8
	运转层标高	EL+15.5

名称	项 目	数值（单位：m）
	行车轨顶标高	EL+30.5
煤 仓 间	柱距	10
	档数	16
	跨度	13
	总长度	161.5
	运转层(给煤机)标高	15.5
	皮带层标高	37.83
锅 炉 部 分	运转层标高	15.5
	炉前跨度	7.5
	锅炉宽度	51.0
	锅炉深度（含脱硝）	72.6
	送风机室跨度	14.0
	两炉中心间距	81.5
汽机房A排中心线至烟囱中心线距离		235

## 7.5 主厂房布置方案二

1)方案二采用单排架-侧煤仓，汽轮机纵向顺列布置，优化后汽机房长度 151.5m，汽机房跨距 34m，A 排到烟囱中心线 220m。

2) 汽动给水泵前置泵不与主泵同轴，需要电驱布置于零米，汽泵布置在汽机房运转层。

3) 除氧器布置在锅炉钢架 38m 层。

4) 煤仓间布置：采用独立侧煤仓，跨度为  $6.8+7.5+6.8=21.1\text{m}$ 。

5) 锅炉房及炉后布置同方案一。

与方案二相比，经优化后方案一的主要运行维护通道合理，系统流程顺畅，便于后期运行管理，节省了投资，布置合理，充分利用空间，减少占地面积，后期施工交叉较少，配合工作量更少，可以满足现阶段设计施工周期要求。同时设备分区明确，检修通道通畅。

综上所述，本次初步设计推荐方案一。

## 8 辅助设施

### 8.1 辅助车间

本工程设有机炉检修维护间、金属试验室及材料库，按照有关定额标准及本厂实际情况设置了必要的设备及厂房面积。

### 8.2 空压机室

本工程全厂压缩空气系统和除灰专业空压机合并，统一规划设计。详见除灰专业。

### 8.3 启动锅炉

本工程为新建工程，设置 2 台 1.3MPa、350℃、35t/h 燃油启动锅炉。配套设置一台 100m<sup>3</sup>的卧式地埋油罐，及 2 台 8m<sup>3</sup>/h 的供油泵及其配套设施。

### 8.3 保温材料

根据《火力发电厂保温油漆设计规程》对本期工程的保温材料的选择如下：

8.3.1 介质温度在 350℃及以上的管道，采用硅酸铝制品；管径>φ38 的汽水管道及设备采用硅酸铝针刺毯；管径≤φ38 的圆管采用硅酸铝纤维绳。

8.3.2 介质温度在 350℃以下的设备及管道，采用高温玻璃棉做保温的设计方案；管径>φ38 的汽水管道及设备采用高温玻璃棉；管径≤φ38 的圆管采用硅酸铝纤维绳。

8.3.3 对于直径较大的高温管道，如：主蒸汽管道、热再热蒸汽管道、根据需要在其保温层中设置反射膜（金属箔）减少辐射热损；

8.3.3a 对于介质温度≥400℃的高温汽水管道，及现场布置紧张的部位采用少量多腔孔陶瓷或气凝胶等新型保温材料，实现绿色建造、保证检修空间、提高热效率。在主汽、热段及轴封等重要部位和现场管道布置密集部位使用少量多腔孔陶瓷或气凝胶保温材料等新型材料。

### 8.3.4 防潮层材料

地沟内保温管道采取防潮措施，避免金属表面发生电化学腐蚀或充氧性腐蚀。防潮层材料选择合成高分子防水卷材。

### 8.3.5 保温外护层的厚度按下要求执行：

室内保温外径 $\geq \phi 600\text{mm}$  的管道采用 $0.75\text{mm}$  彩钢板。

室内保温外径 $< \phi 600\text{mm}$  的管道采用 $0.50\text{mm}$  彩钢板。

室内保温外径 $< \phi 150\text{mm}$  的管道采用 $0.35\text{mm}$  彩钢板。

大型设备与平面应采用压型彩钢板，厚度为 $0.75\text{mm}$ 。

$\text{DN} \geq 150$  的阀门采用可拆卸式保温罩壳。

### 8.3.6 防腐及油漆

根据《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T5072-2019 对本期工程的油漆设计如下：

#### 8.3.6.1 下列情况应按照不同要求进行外部油漆：

- 1) 不保温的设备、管道及其附件；
- 2) 设计温度不超过  $120^{\circ}\text{C}$  的保温设备、管道及其附件；
- 3) 现场制作的支吊架、平台扶梯等钢结构；
- 4) 设计温度超过  $120^{\circ}\text{C}$  的保温设备、管道及其附件不做外部油漆。

#### 8.3.6.2 直径较大的循环水管道以及设计温度不超过 $90^{\circ}\text{C}$ 的箱和罐等按不同要求进行内部油漆。

#### 8.3.6.7 汽轮机本体的保温油漆的设计、供货由汽轮机厂负责。

锅炉、电除尘器本体的保温油漆的设计，分别由锅炉厂及电除尘器厂负责。

## 8.4 气体系统

发电机氢气系统所需氢气由厂外化水专业经氢气供气装置调节满足发电机用氢气要求；

发电机二氧化碳系统所需二氧化碳由二氧化碳气瓶通过汇流排提供。

主厂房内充氮保护用氮由氮气瓶通过氮气汇流排提供。

## 9 节能节水方案

### 9.1 节约用水及回收工质措施

9.1.1 主机选用了先进技术国内生产的高效超超临界一次再热空冷机组，有效的节约了水资源，与湿冷机组相比可节约 70% 用水量，降低了发电煤耗。

9.1.2 采用了低温省煤器，提供除尘器效率，减少了脱硫的耗水。

9.1.3 选用节能型低损耗的辅机，且合理选择辅机备用系数和电动机容量，降低厂用电，节约能源。

9.1.4 采用内置式除氧器，与常规除氧器及水箱相比，减少了排汽损失，蒸汽消耗量降低。

9.1.5 根据运行工况，选择变频凝结水泵，可根据负荷情况调速运行，降低电能损耗。

9.1.6 设置机械式真空泵，以减少老式射水抽气器的损失。

9.1.7 设置汽机旁路，回收工质。设置辅汽疏水母管，将机组启、停及运行时的辅助蒸汽系统的疏水收集起来。

9.1.9 设置锅炉疏水扩容器，回收锅炉启动疏水，将机组启、停及运行时的管道疏水收集进疏水扩容器，然后进入排汽装置，以便回收工质。

### 9.2 工艺系统设计中考考虑节能的措施

9.2.1 制粉系统采用中速磨煤机正压冷一次风机直吹式系统，系统简单，运行可靠，设备故障率低，制粉电耗低，可提高整个机组的可用率和电厂的运行经济性。

9.2.2 送风机和一次风机均采用动叶可调轴流风机，引风机与脱硫增压风机合并设置，采用动叶可调轴流风机，优化设备裕量选择，简化系统，烟、



风煤粉管道布置进行优化，减少局部阻力损失，节约电耗。

9.2.3 锅炉采用等离子点火方式，最大限度减少机组启动试运行期间及投产后的燃油消耗量。

9.2.4 锅炉除尘器采用低低温静电除尘器，除尘效率结合烟气脱硫系统综合考虑。

9.2.5 采用低温省煤器吸收烟气余热，加热锅炉冷风及凝结水，提高锅炉效率、提高机组经济性。

9.2.6 选择密封效果好和寿命长的锅炉三分仓空气预热器，减少漏风，保证锅炉性能。

9.2.7 全厂设置集中空压机房，输灰空压机与厂用、仪表用空压机合并布置，节约设备投资、减少占地及公用设施。

9.2.8 采用高、低压串联启动旁路系统。改善机组的起动性能，缩短启动时间和减少汽轮机的循环寿命损耗，回收工质，保护再热器不超温。

9.2.9 凝结水泵、低加疏水泵、低温省煤器凝结水升压泵等采用变频调节运行，节省厂用电。

9.2.10 给水系统高压加热器采用大旁路，减少高压管路长度，节省高压管材，节省了初投资。

9.2.12 主厂房布置经多次方案优化比较，减少了厂房体积，降低了投资。

9.2.13 采用圆形的风道，提高通流能力，减少弯头，降低管道阻力，降低风机轴功率，节省厂用电。

## 10 劳动安全和职业卫生

### 10.1 锅炉及其辅助系统劳动安全措施

#### 10.1.1 锅炉安全系统

本期工程 2×2075t/h 锅炉采用高效超超临界参数变压直流煤粉炉、一次再热、平衡通风、锅炉紧身封闭布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构Ⅱ

型锅炉。锅炉设有炉膛安全监控系统（FSSS），用于锅炉的启停，事故解列以及各种辅机的切换时起到炉膛火焰检测和灭火保护作用。

在锅炉的过热器出口、再热器进出口均设有一定数量的安全阀，以防止锅炉因超压而引起的爆炸事故。

本期工程每台机组设一台高压除氧器。除氧器采用滑压运行，杜绝了运行中倒换高压汽源的可能，保证了除氧器的安全运行。在启动阶段除氧器的加热汽源来自辅助蒸汽联箱，在除氧器水箱上装有全启式安全阀。

烟风道设计进行加固肋计算，与风机连接处设置伸缩节。

### 10.1.2 制粉系统劳动安全措施

制粉系统的功能是将原煤磨制成合格的煤粉送入炉膛燃烧，本期工程主要设备有：6 台给煤机，6 台磨煤机。

本期工程磨煤机、给煤机均能承受 0.35MPa 的爆炸压力。制粉设备的检修平台、扶梯踏步均采用格栅，以减少积粉。

本期工程采用中速磨正压直吹式制粉系统。当紧急停炉时，磨煤机排出阀关闭，同时通入饱和蒸汽，以防止留在磨煤机中的煤粉着火。

为防止粉尘的泄漏，本期工程在工艺设备的选型和系统的设计中考虑了较好的密封措施，对给煤机、磨煤机采用有压空气予以密封。

### 10.1.3 燃烧系统劳动安全措施

在燃烧器分层处分别设置移动式干粉灭火设施。在锅炉房的底层、运转层、电梯间各层和楼梯间均设室内消火栓。

## 10.2 汽轮机及其辅助系统劳动安全措施

10.2.1 汽机油系统厂家供货尽可能减少法兰连接，为保持油管路法兰、阀门、轴承等处的严密性，油系统管道设计压力按提高一级考虑。

10.2.2 汽轮机油箱设有事故排油管道，油排至事故油池，此油池也作为主变压器的事事故油池，油池为地下密封混凝土结构，上设倒 U 形排汽管，以



防止雨水进入。

10.2.3 压力容器制造厂的选择必须是具有相应压力容器制造资格的定点厂，所选用的压力容器必须设安全阀，对安装在主厂房内的压力容器其安全阀排汽引至主厂房外，以保证排汽通畅和人身安全。

10.2.4 压力容器及高压管道在运行过程中，需要定期检查或水压试验，以便及早发现异常情况，本期工程设计为这些检查创造了必要的条件，如主汽管道和高温再热蒸汽管道上在管系中相对最薄的管段设置金属监察段。

10.2.5 在主汽管道和再热热段蒸汽管道在适当的位置上，装设三向位移指示器，以便检查管道补偿及支吊架工作情况。

10.2.6 除氧器的支座设计考虑能进行水压试验，其环状焊缝处的保温采取单独保温，便于拆卸以及定期检查焊缝。

10.2.7 为便于管道水压试验，主汽等管道在支吊架设计时考虑了水压试验临时支吊的强度和条件。

10.2.8 汽水管道合理布置，流道顺畅，合理选择支吊架型式并合理布置，降低管道幌动和振动。