

|                 |
|-----------------|
| 卷册检索号           |
| 30-F302101C-J01 |
| 33-F302101C-J01 |

# 华能玉环工程初步设计

## 第四卷 热机部分



负责单位：国家电力公司华东电力设计院

工程设计甲级 0900011-sj 工程勘测综合类甲级 090001-kj

参加单位：浙江省电力设计院

建设部设证甲级 120001-sj 建设部勘证甲级 120001-kj

2004 年 3 月 上海

# 华能玉环工程初步设计

## 第四卷 热机部分

负责单位

参加单位

批 准：

审 核：

校 核：

编 制：

# 华能玉环工程初步设计

## 总目录

| 序号  | 名 称     | 卷册检索号                              |
|-----|---------|------------------------------------|
| 第一卷 | 总的部分    | 30—F302101C—A<br>33—F302101C—A     |
| 第二卷 | 电力系统部分  | 30—F302101C—X<br>33—F302101C—X     |
| 第三卷 | 总图运输部分  | 30—F302101C—Z<br>33—F302101C—Z     |
| 第四卷 | 热机部分    | 30—F302101C—J<br>33—F302101C—J     |
| 第五卷 | 运煤部分    | 30—F302101C—M<br>33—F302101C—M     |
| 第六卷 | 除灰渣部分   | 30—F302101C—CY<br>33—F302101C—CY   |
| 第七卷 | 电厂化学部分  | 30—F302101C—H<br>33—F302101C—H     |
| 第八卷 | 电气部分    | 30—F302101C—D<br>33—F302101C—D     |
| 第九卷 | 热工自动化部分 | 30—F302101C—K<br>33—F302101C—K     |
| 第十卷 | 建筑结构部分  |                                    |
|     | 建筑部分    | 30—F302101C—T01<br>33—F302101C—T01 |
|     | 结构部分    | 30—F302101C—T02<br>33—F302101C—T02 |

| 序号    | 名 称         | 卷册检索号                                                              |
|-------|-------------|--------------------------------------------------------------------|
| 第十一卷  | 采暖通风及空气调节部分 | 30—F302101C—A<br>33—F302101C—A                                     |
| 第十二卷  | 水工部分        | 30—F302101C—S01<br>33—F302101C—S01                                 |
| 第十三卷  | 环境保护        | 30—F302101C—P<br>33—F302101C—P                                     |
| 第十四卷  | 消防部分        | 30—F302101C—S02<br>33—F302101C—S02                                 |
| 第十五卷  | 劳动安全及工业卫生   | 30—F302101C—Q31<br>33—F302101C—Q31                                 |
| 第十六卷  | 节约能源及原材料    | 30—F302101C—Q32<br>33—F302101C—Q32                                 |
| 第十七卷  | 施工组织大纲部分    | 30—F302101C—Q33<br>33—F302101C—Q33                                 |
| 第十八卷  | 运行组织及设计定员部分 | 30—F302101C—Q34<br>33—F302101C—Q34                                 |
| 第十九卷  | 概算部分        | 30—F302101C—E<br>33—F302101C—E                                     |
| 第二十卷  | 主要设备材料清册    | 30—F302101C—Q35<br>33—F302101C—Q35                                 |
| 第二十一卷 | 水文气象报告      | 30—F302101C—W01<br>33—F302101C—W01                                 |
| 第二十二卷 | 厂区岩土工程勘测报告  | 30—F302101C—G05<br>33—F302101C—G05                                 |
| 第二十三卷 | 脱硫部分初步设计预设计 | 30—F302101C—E <sub>5</sub> CY-A<br>33—F302101C—E <sub>5</sub> CY-A |

## 说明书目录

|     |                                |    |
|-----|--------------------------------|----|
| 1、  | 概述.....                        | 1  |
| 1.1 | 设计依据 .....                     | 1  |
| 1.2 | 建设规模 .....                     | 1  |
| 1.3 | 电厂性质 .....                     | 1  |
| 1.4 | 主要设计原则 .....                   | 1  |
| 1.5 | 设计范围与分工 .....                  | 2  |
| 1.6 | 主机型式、参数及主要技术规范 .....           | 2  |
| 2、  | 燃料.....                        | 4  |
| 2.1 | 燃料来源及特性 .....                  | 4  |
| 2.2 | 锅炉燃料消耗量 .....                  | 6  |
| 3、  | 锅炉设备、燃烧制粉系统、启动系统及辅助设备的选择 ..... | 6  |
| 3.1 | 设备选择总原则 .....                  | 6  |
| 3.2 | 锅炉设备 .....                     | 6  |
| 3.3 | 燃烧及制粉系统配置 .....                | 8  |
| 3.4 | 燃烧及制粉系统设备选择 .....              | 9  |
| 3.5 | 燃油系统（图 F302101C-J-22） .....    | 20 |
| 3.6 | 锅炉启动系统 .....                   | 21 |
| 4、  | 热力系统及主要辅助设备选择 .....            | 26 |
| 4.1 | 设计编制原则 .....                   | 26 |
| 4.2 | 热力系统的主要设计原则及特点 .....           | 28 |
| 4.3 | 主要辅助设备的选择 .....                | 44 |
| 5、  | 系统运行方式 .....                   | 55 |
| 5.1 | 机组启动条件及启动系统 .....              | 55 |
| 5.2 | 主要控制方式 .....                   | 55 |
| 5.3 | 机组启动方式 .....                   | 56 |
| 5.4 | 机组运行方式 .....                   | 56 |
| 5.5 | 机组停用及事故处理 .....                | 57 |
| 5.6 | 机组及辅机系统的安全保护和运行注意事项 .....      | 57 |

|     |                    |    |
|-----|--------------------|----|
| 6、  | 主厂房布置.....         | 58 |
| 6.1 | 主厂房设计的主要原则.....    | 58 |
| 6.2 | 主厂房布置及主要尺寸的确定..... | 58 |
| 6.3 | 检修起吊设施.....        | 62 |
| 7、  | 辅助设施.....          | 64 |
| 7.1 | 修配车间、金属试验室.....    | 64 |
| 7.2 | 压缩空气站及系统.....      | 64 |
| 7.3 | 柴油发电机.....         | 64 |
| 7.4 | 主厂房杂用水系统.....      | 64 |
| 7.5 | 大宗气体系统.....        | 64 |
| 7.6 | 氧气和乙炔系统.....       | 65 |
| 7.7 | 保温材料.....          | 65 |
| 8、  | 建议和需要解决的问题.....    | 65 |
| 8.1 | 石子煤排出系统.....       | 65 |
| 8.2 | 锅炉启动系统.....        | 66 |

## 1、 概述

### 1.1 设计依据

- (1) 华能玉环电厂筹建处 2004 年 2 月 6 日 “关于华能玉环电厂初步设计的委托书”
- (2) 华能国际电力股份有限公司/华东电力设计院设计合同(暂缺)
- (3) 电力规划设计总院电规总土水[2003]1 号《华能玉环电厂工程可行性研究预审审查会议纪要》
- (4) 电力规划设计总院电规总土水[2003]69 号《华能玉环电厂工程可行性研究审查会议纪要》
- (5) 《华能玉环电厂工程可行性研究收口报告》
- (6) 华能国际电力股份有限公司 2003 年 11 月 28 日《华能玉环电厂工程预初步设计评审会议纪要》
- (7) 电力规划设计总院 2004 年 3 月 4 日《华能玉环电厂工程初步设计主要设计原则和主要辅机选型原则讨论会纪要》
- (8) 电力规划设计总院电规总土水[2004]5 号《华能玉环电厂工程厂区总体规划及总平面布置专题报告评审意见》
- (9) 华能玉环电厂三大主机技术协议
- (10) 华能玉环电厂工程三大主机第一次设计联络会会议纪要

### 1.2 建设规模

华能玉环电厂一期工程新建 2×1000MW 超超临界、凝汽式燃煤机组。电厂规划容量为 4×1000MW 机组，并留有再扩建的余地。

### 1.3 电厂性质

华能玉环电厂 1000MW 超超临界参数、凝汽式机组在电力系统中主要承担基本负荷，还具有快速跟踪负荷变化和带部分负荷的能力，机组采用带补汽阀调节的定—滑运行方式。

### 1.4 主要设计原则

结合工程实际情况，优化设计方案。

- 贯彻“安全可靠，经济适用，符合国情”的十二字建设方针；
- 贯彻节约用地，节约用水，保护环境的设计原则；
- 主厂房的布置形式采用汽机房、除氧间、煤仓间、锅炉房的顺序排列；

- 燃烧制粉系统采用一次风机正压直吹式系统;
- 烟囱出口烟气含尘浓度不大于 100 mg/Nm<sup>3</sup>;
- NO<sub>x</sub> 值不超过 360mg/Nm<sup>3</sup>;
- 热力系统采用单元制; 主厂房采用钢结构。

## 1.5 设计范围与分工

本专业的的设计范围主要涉及 1000MW 超超临界参数单轴凝汽式机组属于热机范围的整套设备和系统, 包括锅炉、汽机及其相应的热力系统、燃烧及制粉系统、仪用和厂用压缩空气系统、脱硫系统、燃油系统、主厂房和各辅助车间布置、各系统所需配备的辅助设备和设施以及管道连接、保温设计等。

## 1.6 主机型式、参数及主要技术规范

### 1.6.1 锅炉

锅炉为哈尔滨锅炉厂有限责任公司生产的超超临界参数变压运行垂直管圈水冷壁直流炉, 单炉膛、一次中间再热、采用八角双火焰切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型锅炉、露天布置燃煤锅炉。锅炉(B-MCR 工况)主要参数如下:

表 1.6-1 锅炉主要技术数据 (BMCR 工况)

| 编号 | 项 目        | 单 位    | 设计煤种    | 校核煤种    |
|----|------------|--------|---------|---------|
| 1  | 过热蒸汽流量     | t/h    | 2952.54 | 2952.54 |
| 2  | 过热蒸汽压力     | MPa(g) | 27.46   | 27.46   |
| 3  | 过热蒸汽温度     | ℃      | 605     | 605     |
| 4  | 再热蒸汽流量     | t/h    | 2446    | 2446    |
| 5  | 再热器进口压力    | MPa(g) | 6.14    | 6.14    |
| 6  | 再热器出口压力    | MPa(g) | 5.94    | 5.94    |
| 7  | 再热器进口温度    | ℃      | 377     | 377     |
| 8  | 再热器出口温度    | ℃      | 603     | 603     |
| 9  | 省煤器入口温度    | ℃      | 298     | 298     |
| 10 | 预热器进口一次风温度 | ℃      | 25.8    | 25.8    |
| 11 | 预热器进口二次风温度 | ℃      | 23      | 23      |
| 12 | 预热器出口一次风温度 | ℃      | 314.4   | 316.4   |

| 编号 | 项 目                 | 单 位                | 设计煤种  | 校核煤种  |
|----|---------------------|--------------------|-------|-------|
| 13 | 预热器出口二次风温度          | ℃                  | 323.7 | 325.9 |
| 14 | 锅炉排烟温度（未修正）         | ℃                  | 123.1 | 130.6 |
| 15 | 锅炉排烟温度（修正后）         | ℃                  | 121.7 | 123.1 |
| 16 | 锅炉保证效率（LHV）BRL 工况   | %                  | 93.65 |       |
| 17 | 锅炉不投油最低稳定负荷         | %BMCR              | 35    | 35    |
| 18 | 空气预热器漏风率（一年内）       | %                  | 6     | 6     |
| 19 | 空气预热器漏风率（一年后）       | %                  | 8     | 8     |
| 20 | NO <sub>x</sub> 排放量 | mg/Nm <sup>3</sup> | 360   | 360   |

## 1.6.2 汽轮机

| 名称             | 单位      | 数值                          |
|----------------|---------|-----------------------------|
| 型式             | /       | 超超临界、一次中间再热、凝汽式、单轴、四缸四排汽汽轮机 |
| 制造厂商           | /       | 上海汽轮机有限公司和西门子联合设计制造         |
| 型号             | /       | N1000-26.25/600/600（TC4F）   |
| 额定功率           | MW      | 1000                        |
| 额定主蒸汽压力        | MPa(a)  | 26.25                       |
| 额定主蒸汽温度        | ℃       | 600                         |
| 额定热再热蒸汽压力      | MPa(a)  | 5.35                        |
| 额定热再热蒸汽温度      | ℃       | 600                         |
| 额定背压           | kPa(a)  | 4.4/5.4                     |
| 保证热耗率          | kJ/kW.h | 7316                        |
| 转速             | r/min   | 3000                        |
| 转向（从汽轮机向发电机看）  | /       | 顺时针                         |
| 抽汽级数           | 级       | 8                           |
| 汽轮机外形尺寸（长×宽×高） | m       | 29 X10.4X 7.75(汽机中心线以上)     |

主要热力参数详见表 4.1。

### 1.6.3 发电机

发电机为上海汽轮发电机有限公司和西门子联合设计制造的水氢氢冷却、无刷励磁汽轮发电机。

发电机主要技术参数:

|      |                    |
|------|--------------------|
| 铭牌功率 | 1000 MW            |
| 额定容量 | 1056MVA            |
| 额定电压 | 27kV               |
| 功率因素 | 0.9                |
| 效率   | 99%                |
| 励磁方式 | 无刷励磁               |
| 冷却方式 | 定子线圈水冷、定子铁芯、转子绕组氢冷 |

## 2、 燃料

### 2.1 燃料来源及特性

本期工程设计煤种采用神府东胜煤，燃煤从矿区由神朔、朔黄铁路至黄骅港下水转万吨级海轮，经我国东南沿海航道进乐清湾港东航道直抵电厂专用煤码头。校核煤种采用晋北煤。

锅炉点火及助燃采用 0 号轻柴油。

#### 2.1.1 煤质资料：

| 名 称 及 符 号        |             | 单位    | 设计煤种<br>(神府东胜煤) | 校核煤种<br>(晋北煤) |
|------------------|-------------|-------|-----------------|---------------|
| 工<br>业<br>分<br>析 | 收到基全水分 Mar  | %     | 14              | 9.61          |
|                  | 空气干燥基水分 Mad | %     | 8.49            |               |
|                  | 收到基灰分 Aar   | %     | 11              | 19.77         |
|                  | 收到基挥发分 Var  | %     | 27.33           | 22.82         |
|                  | 收到基固定碳 FCar | %     | 47.67           | 47.8          |
| 收到基低位发热量 Qnet,ar |             | kJ/kg | 22760           | 22440         |
| 哈氏可磨系数 HGI       |             |       | 56              | 54.81         |

2004 年 3 月

华能玉环电厂工程初步设计

| 名 称 及 符 号        |       |                                | 单位 | 设计煤种<br>(神府东胜煤) | 校核煤种<br>(晋北煤) |
|------------------|-------|--------------------------------|----|-----------------|---------------|
| 元<br>素<br>分<br>析 | 收到基碳  | Car                            | %  | 60.33           | 58.56         |
|                  | 收到基氢  | Har                            | %  | 3.62            | 3.36          |
|                  | 收到基氧  | Oar                            | %  | 9.95            | 7.28          |
|                  | 收到基氮  | Nar                            | %  | 0.69            | 0.79          |
|                  | 收到基全硫 | St,ar                          | %  | 0.41            | 0.63          |
| 灰<br>熔<br>融<br>性 | 变形温度  | DT                             | ℃  | 1130            | 1110          |
|                  | 软化温度  | ST                             | ℃  | 1160            | 1190          |
|                  | 流动温度  | FT                             | ℃  | 1210            | 1270          |
| 灰<br>分<br>分<br>析 | 二氧化硅  | SiO <sub>2</sub>               | %  | 36.71           | 50.41         |
|                  | 三氧化二铝 | Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | %  | 13.99           | 15.73         |
|                  | 三氧化二铁 | Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | %  | 13.85           | 23.46         |
|                  | 氧化钙   | CaO                            | %  | 22.92           | 3.93          |
|                  | 氧化镁   | MgO                            | %  | 1.28            | 1.27          |
|                  | 五氧化二磷 | P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>  | %  | --              |               |
|                  | 三氧化硫  | SO <sub>3</sub>                | %  | 9.3             | 2.05          |
|                  | 氧化钠   | Na <sub>2</sub> O              | %  | 1.23            | 1.23          |
|                  | 氧化钾   | K <sub>2</sub> O               | %  | 0.72            | 1.1           |

## 2.1.2 油质资料:

|           |            |
|-----------|------------|
| 油种:       | #0 轻柴油     |
| 粘度(20℃时): | 1.2~1.67°E |
| 凝固点:      | 不高于 0℃     |
| 闭口闪点:     | 不低于 65℃    |
| 机械杂质:     | 无          |
| 含硫量:      | 不大于 1.0%   |
| 水份:       | 痕迹         |

|                           |                       |
|---------------------------|-----------------------|
| 灰份:                       | 不大于 0.025%            |
| 比重:                       | 817 kg/m <sup>3</sup> |
| 低位发热值 Q <sub>net,ar</sub> | 41800 kJ/kg           |

2.2 锅炉燃料消耗量

表 2.2-1

| 名称        | 单位  | 设计煤种<br>(BMCR) | 校核煤种<br>(BMCR) | 备注                          |
|-----------|-----|----------------|----------------|-----------------------------|
| 一台炉一小时燃煤量 | t/h | 365.7          | 372.7          | 一天按 20 小时计算, 一年按 5500 小时计算。 |
| 一台炉一天燃煤量  | t/d | 7314           | 7454           |                             |
| 一台炉一年燃煤量  | t/a | 2011350        | 2049850        |                             |
| 二台炉一小时燃煤量 | t/h | 731.4          | 745.4          |                             |
| 二台炉一天燃煤量  | t/d | 14628          | 14908          |                             |
| 二台炉一年燃煤量  | t/a | 4022700        | 4099700        |                             |

3、 锅炉设备、燃烧制粉系统、启动系统及辅助设备的选择

3.1 设备选择总原则

本期工程系国内首次采用大容量超超临界凝汽式发电机组并由国内主机设备厂商供货, 国内主机设备制造厂与国外有类似大容量机组业绩的制造厂进行技术合作, 并得到该技术支持方对于设备在技术、性能和质量上的保证。

除主机设备设计和制造必须得到国外制造厂技术支持和保证之外, 在工程设计指导思想上应选用具有成熟运行经验、安全可靠的配套辅机设备, 以使机组安全可靠地投入商业运行。

华能玉环工程初步设计阶段主机设备已确定, 辅助设备尚未招投标, 故无法提供辅助设备制造厂家的厂名, 仅表明设备所需的规范及初步的电动机功率。

3.2 锅炉设备

锅炉为哈尔滨锅炉厂有限责任公司生产的超超临界参数变压运行垂直管圈水冷壁直流炉, 单炉膛、一次中间再热、采用八角双火焰切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊结构Ⅱ型锅炉、露天布置燃煤锅炉。

锅炉炉膛由垂直管膜式水冷壁构成。在各水冷壁下集箱引出的水冷壁入口管段上, 按

不同的回路设有不同孔径的节流孔圈,以控制各回路水冷壁管的流量,保证合理的质量流速和水冷壁沿炉膛宽度方向和四周方向吸热均匀。水冷壁设有中间混合联箱,保证水冷壁出口任意两根管子之间的温度偏差均不高于 35℃。

炉膛上部布置屏式过热器,沿烟气流程方向分别设置二级过热器和三级过热器,折焰角上方布置有四级过热器。在水平烟道处布置了垂直二级再热器。尾部竖井分隔成前后两个烟道。前部布置水平一级再热器和省煤器。后部布置水平一级过热器和省煤器。在分烟道底部设置了烟气调节挡板装置,用来分流烟气量,以控制再热蒸汽出口温度。烟气通过调节挡板后又汇集在一起经两个尾部烟道引入左右各一的回转式空气预热器。过热器配置三级喷水减温装置,且左右能分别调节。在任何工况下(除高加全切和 35%最低稳燃负荷外),过热器喷水的总设计流量为 7% B-MCR 工况下过热蒸汽流量。再热器采用烟气挡板及摆动燃烧器调温,喷水减温仅用作事故减温。再热器喷水减温器喷水总设计流量为 3.5% B-MCR 工况下再热蒸汽流量。过热汽温在 35%~100%B-MCR、再热汽温在 50%~100%B-MCR 负荷范围内,蒸汽温度保持稳定在额定值,偏差不超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ 。

每台锅炉的炉膛配备墙式吹灰器 116 台,对流受热面配备伸缩式吹灰器 52 台,空气预热器配备伸缩式吹灰器 4 台。

锅炉采用无分隔墙的八角反向双火焰切圆燃烧方式。每台锅炉共设有 48 只直流燃烧器,在热态运行中一、二次风均可上下摆动,摆动角度能达到设计值,最大摆角为 $\pm 30^{\circ}$ 。燃烧器共分 6 层,每层设 8 只燃烧器,每层燃烧器由同一台磨煤机供给煤粉。在燃烧器上部设有过燃风喷嘴,目的是降低 NO<sub>x</sub> 的生成量及降低机械未完全燃烧损失和防止燃烧器区域受热面的高温腐蚀。

锅炉采用二级点火方式:高能电火花点火器—主油枪—煤粉燃烧器。油燃烧器的总输入热量按 30%B-MCR 计算。

锅炉省煤器、空气预热器下部设置灰斗。但根据锅炉厂目前的布置,省煤器灰斗以下只有约 2m 的净空,无法满足省煤器灰斗下净空距离至少需要 4m 的除灰设备布置要求。这个问题在锅炉一联会和与锅炉厂的工作会上业主、设计院和锅炉厂经多次讨论,目前还未有解决方案。

锅炉设计的主要尺寸及数据

|             |                      |
|-------------|----------------------|
| 炉膛断面(宽×深×高) | 32084×15670×66400 mm |
| 炉膛容积        | 28000 m <sup>3</sup> |

|                  |                        |               |
|------------------|------------------------|---------------|
| 炉膛有效辐射受热面 (EPRS) | 11500 m <sup>2</sup>   | (含分隔屏和后屏过热器)  |
|                  | 6400 m <sup>2</sup>    | (不含分隔屏和后屏过热器) |
| 燃烧器区域受热面积        | 1353 m <sup>2</sup>    |               |
| 上排一次风中心到屏底距离     | 22.4m                  |               |
| 炉膛容积热负荷          | 82.7kW/m <sup>3</sup>  |               |
| 炉膛截面热负荷          | 4.59MW/m <sup>2</sup>  |               |
| 燃烧器区域壁面热负荷       | 1.72MW/m <sup>2</sup>  |               |
| 炉膛有效投影辐射受热面热负荷   | 201.3kW/m <sup>2</sup> |               |
| 炉膛出口烟气温度         | 1000 °C                |               |
| 屏式过热器底部烟气温度      | 1300 °C                |               |

### 3.3 燃烧及制粉系统配置

#### 3.3.1 烟风系统 (图 F302101C-J-19)

3.3.1.1 锅炉烟风系统采用平衡通风方式, 满足锅炉在燃用设计煤种时从启动至最大连续蒸发量 (BMCR) 的风量和排出烟气量的需要, 且满足燃用校核煤种的需要。锅炉启动时向油燃烧器提供燃烧风。

3.3.1.2 在空预器出口的二次风管上引一路热风再循环管至送风机入口风道, 以加热空预器进口二次风, 防止空预器低温腐蚀及堵灰。热风再循环风量将由制造厂根据传热元件的保护性能确定。

3.3.1.3 系统内的送风机、引风机和一次风机在汽机额定工况运行时获得最高效率, 并具有较宽的调节范围。

3.3.1.4 在锅炉低负荷时, 烟风系统的设计和布置, 能使送、引风机、一次风机、空预器满足单侧运行的要求。

3.3.1.5 每台锅炉配有二台密封风机, 一台运行、一台备用, 向磨煤机及磨煤机进口风门提供密封风。锅炉冷一次风向给煤机和磨煤机出口风门提供密封风。

3.3.1.6 每台锅炉分别配有火焰监视冷却风机, 向炉膛电视摄像机、泄漏探测器、导管和火焰监测器提供冷却风。

#### 3.3.2 制粉系统 (图 F302101C-J-20)

##### 3.3.2.1 制粉系统选择

按照华能玉环电厂工程的设计煤种的收到基挥发分为 27.33%, 哈氏可磨系数为 56,

适宜选用中速磨煤机直吹式制粉系统。

配中速磨煤机的直吹式制粉系统一般有三种:

- 1) 负压直吹式制粉系统
- 2) 正压热一次风机制粉系统
- 3) 正压冷一次风机制粉系统

负压直吹式制粉系统排粉风机的磨损严重,检修工作量大,且排粉风机的效率也低;正压热一次风机及其制粉系统处在高温条件下工作,对设备要求较高,且风机耗电较多;正压冷一次风机制粉系统,一次风机不易磨损且耗电较少,但对空气预热器的结构要求较高,需采用三分仓空气预热器。目前国内外大容量机组锅炉基本上均采用三分仓结构的空预器。为了减少空预器中漏风量,本工程的空气预热器采用径向、轴向和环向密封系统,密封系统采用自动控制调整间隙的双密封技术。在运行中可自动跟踪密封间隙,使其在任何工况下保持最小密封间隙,减少了空预器的漏风量,为冷一次风机系统的采用提供了有利的条件。故本期工程制粉系统采用正压冷一次风机中速磨煤机直吹式制粉系统。

3.3.2.2 采用正压冷一次风机中速磨煤机直吹式制粉系统,一台锅炉将配置 6 台高效可靠的中速磨煤机和皮带称重式给煤机,5 台运行、1 台备用。煤粉细度为 200 目筛中通过量不小于 78%。每台磨煤机出口引出 4 根煤粉管道(管径为  $\Phi 711.2 \times 10$ )至炉前经煤粉分配器分成 8 根煤粉管道(管径为  $\Phi 508 \times 10$ ),炉前煤粉分配器保证煤粉的均匀分配。在八角煤粉燃烧器前,煤粉管道经过浓淡分离器进行二次分配后接入煤粉喷嘴。在 BMCR 工况下,煤粉主管道的流速为 26.4m/s,煤粉支管道的流速为 26.5m/s。在 35%BMCR 工况下,煤粉主管道的流速为 22.9m/s,煤粉支管道的流速为 23.0m/s。

3.3.2.3 原煤仓采用空气炮,内衬不锈钢板等措施保证煤在最大水分时,原煤仓及落煤管不堵煤。

3.3.2.4 煤粉管道弯头考虑防磨措施,其使用寿命大于 10 年。

3.3.2.5 煤粉燃烧系统在 35%B-MCR 到 100%B-MCR 使用 2 至 5 台磨煤机运行。

### 3.4 燃烧及制粉系统设备选择

锅炉通风方式为平衡通风,采用正压冷一次风中速磨煤机直吹式制粉系统,主要辅助设备的选型和规范如下。

#### 3.4.1 磨煤机

##### 3.4.1.1 磨煤机形式

对于正压冷一次风机直吹式制粉系统，目前国内制造厂生产的中速磨煤机有两种：MPS 磨和 HP 磨。

MPS 磨煤机是德国 Babcock 公司 60 年代为辗磨硬质烟煤而研制的。沈阳重型机器厂、北京电力设备总厂于 1985 年分别引进了 MPS 磨生产技术。经过对引进技术的消化吸收，两家厂对 MPS 磨进行了一定的优化，如采用新型分离器、旋转喷嘴等，现已形成了较为完整的产品系列。在目前国内的 300MW、600MW 机组上已有大量运行实绩。

HP 型磨煤机是美国 CE 公司在 RP 型磨煤机的基础上改进、创新发展起来的一种高性能先进的浅碗式磨煤机。上海重型机器厂在 80 年代引进了 CE 公司 RP 磨的整套生产技术，现在已具有向用户提供 RP 磨及 HP 磨两种系列产品的生产能力。HP 磨采用了 RP 磨的基本形式，其结构主要由齿轮减速箱、磨辊和加载装置、磨碗、分离器等部分组成。在目前国内的 300MW、600MW 机组上也已有大量业绩。

3.4.1.2 磨煤机数量

中速磨煤机的台数宜根据锅炉容量、燃烧器数量、燃烧区热负荷、单只燃烧器热负荷、主厂房布置、投资及运行费用和检修条件等综合考虑确定。参考国外燃用烟煤的大容量百万千瓦等级锅炉磨煤机配置，一般在 5~7 台，其中考虑有 1 台及 1 台以上的备用磨。由于本期工程设计煤种的结焦性较强，单只燃烧器的热负荷不宜太大；此外汽轮机将采用四缸四排汽结构，主厂房纵向长度介于双轴双速汽轮机和单轴五缸六排汽汽轮机的主厂房长度之间，故选用布置 6 台中速磨煤机是较为合适的。

3.4.1.3 磨煤机出力

每台锅炉配置 6 台 HP 型或 MPS 型中速磨煤机，5 台运行、1 台备用。在磨制设计煤种时，除备用外的磨煤机磨损后期的总出力不小于锅炉最大连续蒸发量（BMCR）时燃煤量的 110%；在磨制校核煤种时，全部磨煤机在检修前的总出力不小于锅炉最大连续蒸发量时的燃煤消耗量。煤粉细度为 200 目筛孔通过率≥78%。磨煤机带旋转分离器。

3.4.1.4 磨煤机计算

表 3.4-1

| 项 目  | 单位 | 设 计 煤 种 |       |
|------|----|---------|-------|
|      |    | HP 磨    | MPS 磨 |
| 设计煤种 |    | 神府东胜煤   |       |
| 原煤水分 | %  | 14      |       |

| 项 目           | 单位    | 设 计 煤 种     |         |
|---------------|-------|-------------|---------|
|               |       | HP 磨        | MPS 磨   |
| 可磨性系数 (哈氏)    | HGI   | 56          |         |
| 煤粉细度 (对磨煤机要求) |       | 78%通过 200 目 |         |
| 磨煤机台数         |       | 6 台         |         |
| 磨煤机运行台数       |       | 5 台         |         |
| 锅炉煤耗量         | t/h/台 | 365.7       | 365.7   |
| 磨煤机应有出力       | t/h/台 | 73.1        | 73.1    |
| 磨煤机设计出力       | t/h/台 | 80.5        | 80.5    |
| 磨煤机出力修正系数     |       | 0.807       | 0.895   |
| 磨煤机计算基本出力     | t/h/台 | 99.7        | 89.93   |
| 磨煤机型号         |       | HP1103 Dyn  | ZGM133G |
| 磨煤机实际基本出力     | t/h/台 | 104.4       | 93.8    |
| 磨煤机计算出力       | t/h/台 | 84.2        | 83.9    |
| 磨煤机负荷率        | %     | 86.8        | 87.2    |
| 磨煤机裕量         | %     | 15.2        | 14.7    |
| 磨煤机最大通风量      | t/h   | 144.4       | 171.8   |
| 磨煤机最小通风量      | t/h   | 101.1       | 127.0   |
| 磨煤机计算通风量      | t/h   | 130.6       | 149.4   |
| 磨煤机密封风量       | t/h   | 7.4         | 6.3     |
| 磨煤机电动机轴功率     | kW    | 850         | 1000    |
| 磨机出口风粉混合物温度   | ℃     | 76.0        | 75.9    |
| 风粉比           |       | 1.87        | 2.12    |
| 磨机进口干燥剂温度     | ℃     | 266.5       | 245.2   |
| 调温风温度         | ℃     | 26          | 26      |
| 热一次风温度        | ℃     | 314         | 314     |
| 调温风比例         | %     | 16.85       | 24.29   |
| 最大通风量时磨煤机阻力   | Pa    | 4500        | 7050    |

注: 由于磨煤机尚未招标, 磨煤机的型号的选择是根据我院现有资料而定的。

### 3.4.3 中速磨石子煤处理方式

每台中速磨产生的石子煤最大排放量约 0.372t/h。磨煤机石子煤排放方式目前有多种方式: 水力喷射、人力铲运、机械提升和机械铲运等。但相对来说水力喷射式系统不可靠, 且由于管道泄漏易污染环境; 人力铲运劳动强度高, 机械水平太低。因此机械提升和机械铲运是较为理想的两种方式。

机械提升的方式需通过振动输送机、斗链提升机袋将石子煤排放至石子煤仓, 由汽车定期将石子煤运走。机械提升方案设备较多, 系统复杂, 投资较大, 但劳动力需求量小。

机械铲运方式由操作人员定期将磨煤机石子煤斗中的石子煤卸入可移动的石子煤箱, 用电瓶铲车运走。采用机械铲运方式系统简单, 投资省, 对环境影响小, 但需要一定的劳动力。

### 3.4.4 给煤机

每台锅炉配置 6 台能适应中速磨煤机正压直吹式制粉系统运行的给煤机, 5 台运行, 1 台备用, 每台给煤机的出力不小于磨煤机计算出力的 1.1 倍, 为 10-100t/h。其设计压力不小于 0.35MPa。通过调节给煤机的转速, 控制给煤量以满足锅炉需要。配置具有储存和计算功能的计量仪表, 精度优于 $\pm 0.5\%$ 的煤量称量, 设有断煤信号自动清扫装置及密封风装置。

### 3.4.5 原煤仓

每台锅炉设置 6 只钢制原煤仓, 煤仓材料采用碳钢, 锥体部分采用不锈钢内衬, 锥斗的水平夹角将不小于  $70^\circ$ 。根据运煤专业卸煤方式的不同, 原煤仓的形状可分为两种形式。当采用卸料小车卸煤时, 原煤仓的开口为矩形, 从上到下分别为长方体, 方圆节和圆锥。当采用犁煤器卸煤时, 原煤仓的开口为圆形, 从上到下分别为圆柱体和圆锥。每台原煤仓的几何容积为  $908\text{m}^3$ , 有效容积为  $772\text{m}^3$ , 设计煤种按 5 只煤仓计算能满足锅炉 BMCR 负荷下 9.4 小时耗煤量, 符合《火力发电厂设计技术规程》的要求。

### 3.4.6 密封风机

配置 100%容量的密封风机 2 台, 供给 6 台磨煤机以及前插板门的密封风, 防止煤粉外漏。密封风机吸风取自一次风机出口, 经过滤器后吸入密封风机。单台磨煤机密封风量为  $1.75\sim 2.06\text{kg/s}$ , 按 6 台磨运行计算所需密封风量为  $10.5\sim 12.36\text{kg/s}$ , 规定风量裕度 10~20%, 按 15%计算, 密封风机进口风量为  $12.08\sim 14.2\text{kg/s}$ 。提升压头为 3.5kPa, 规定压头裕

度 20~40%，按 30% 计算，密封风机提升压头为 4.6kPa。

### 3.4.7 一次风机

#### 3.4.7.1 风量、压头的计算

本工程采用两台 50% 容量的一次风机。一次风机的风量包括锅炉在最大连续蒸发量时所需的一次风量、全部磨煤机的密封风量和制造厂保证的运行一年后的空气预热器漏风量。一次风机风量裕量 40%、另加温度裕量（按夏季室外大气温度计算）；一次风机压头裕量 30%。

一次风机风量计算见表 3.4-2

表 3.4-2 一次风机风量计算

| 项 目             | 单位                | 风机风量计算 |
|-----------------|-------------------|--------|
| 单台磨煤机入口热风量      | kg/s              | 29.78  |
| 热一次风总量          | kg/s              | 148.88 |
| 单台磨煤机入口冷风量      | kg/s              | 6.03   |
| 冷一次风总量          | kg/s              | 42.56  |
| 空预器一次风漏风率       | %                 | 30     |
| 单侧预热器进口一次风量     | kg/s              | 106.34 |
| BMCR 工况一次风机质量风量 | kg/s              | 127.62 |
| 一次风机进口温度        | ℃                 | 17     |
| 一次风计算空气密度       | kg/m <sup>3</sup> | 1.21   |
| BMCR 工况一次风机容积风量 | m <sup>3</sup> /s | 105.48 |
| 风量裕度            | %                 | 40     |
| 夏季通风温度          | ℃                 | 34.7   |
| 夏季通风温度下空气密度     | kg/m <sup>3</sup> | 1.14   |
| TB 工况一次风机容积风量   | m <sup>3</sup> /s | 156.68 |
| TB 工况一次风机质量风量   | kg/s              | 178.67 |

一次风系统阻力计算见表 3.4-3

表 3.4-3 一次风系统阻力计算

| 项 目            | 单位 | 风机压头计算 |       |
|----------------|----|--------|-------|
|                |    | HP 磨   | MPS 磨 |
| 系统阻力: 吸风道      | Pa | 23     | 23    |
| 消音器阻力          | Pa | 250    | 250   |
| 冷风道            | Pa | 92     | 92    |
| 预热器阻力          | Pa | 480    | 480   |
| 热风道            | Pa | 1128   | 1128  |
| 文丘利            |    | 400    | 400   |
| 磨煤机阻力          | Pa | 4500   | 7050  |
| 煤粉管道           | Pa | 4285   | 4285  |
| 一次风分配器         | Pa | 700    | 700   |
| 燃烧器阻力          | Pa | 1570   | 1570  |
| BMCR 工况一次风机静压升 | Pa | 13428  | 15978 |
| 风压裕量           | %  | 30     | 30    |
| TB 工况一次风机静压升   | Pa | 17456  | 20771 |

3.4.7.2 一次风机形式的选择

一次风系统的特点是风量较小，而风压要求较高，风量随着机组的负荷变化而变化，其变化范围比较大，风机选型时需考虑空预器的漏风量、磨煤机切换时通风量增大等因素，风量裕量大，风机的风量变化比较大，而一次风系统要求风压变化较小。动叶可调轴流风机具有结构紧凑、效率高、效率曲线平坦、调节性能好及检修维护方便等优点。由于动叶可调轴流风机的压力系数较低，为获得高的压头需采用双级叶轮，其制造要求相对较高，但其运行效率高，尤其是在变负荷工况下更加明显，选用动叶可调轴流式风机还是合适的。离心式风机具有结构简单、运行可靠、价格较便宜等优点，但是风机高效率区范围小，在机组部分负荷很多。玉环电厂在电力系统中主要承担基本负荷，同时也要能够满足电网调峰运行的要求，而在风机的调节特性及整个机组运行的经济性上轴流风机明显优于离心式风机，因此本工程推荐采用动叶可调轴流式一次风机（详见《三大风机选型说明》专题报

告)。

轴流一次风机采用入口消音器及本体隔音包覆来降低噪音。

### 3.4.8 送风机

#### 3.4.8.1 风量、压头的计算

本工程采用两台 50% 容量的送风机。送风机风量和压头选择计算取锅炉燃用设计煤种和锅炉在最大连续蒸发量时所需要的二次空气量及制造商保证的空气预热器运行 1 年后的送风侧净漏风量之和。送风机风量裕量 17%，送风机压头裕量 37%。

送风机风量计算见表 3.4-4。

表 3.4-4 送风机风量计算

| 项 目            | 单位                | 风机风量计算 |
|----------------|-------------------|--------|
| 燃烧所需总风量        | kg/s              | 922.8  |
| 磨煤机进口一次风量      | kg/s              | 179.0  |
| 进入炉膛的密封风量      | kg/s              | 8.6    |
| 燃烧器处二次风量       | kg/s              | 735.2  |
| 预热器漏风率         | %                 | 8      |
| 一、二次风漏入烟气侧的量   | kg/s              | 80.4   |
| 一次风漏风系数        | %                 | 30     |
| 一次风漏入二次风和烟气侧的量 | kg/s              | 31.9   |
| 二次风漏入烟气侧量的净值   | kg/s              | 48.5   |
| BMCR 工况送风机质量风量 | kg/s              | 391.85 |
| 二次风计算温度        | ℃                 | 17     |
| 二次风计算密度        | kg/m <sup>3</sup> | 1.21   |
| BMCR 工况送风机容积风量 | m <sup>3</sup> /s | 323.8  |
| 风量裕量           | %                 | 17     |
| TB 工况送风机质量风量   | kg/s              | 458.5  |
| TB 工况送风机容积风量   | m <sup>3</sup> /s | 378.9  |

二次风系统阻力计算见表 3.4-5

表 3.4-5 二次风系统阻力计算

| 项 目           | 单位 | 风机压头计算 |
|---------------|----|--------|
| 系统阻力：吸风道      | Pa | 24     |
| 消音器阻力         | Pa | 250    |
| 冷风道           | Pa | 256    |
| 预热器阻力         | Pa | 870    |
| 热风道           | Pa | 832    |
| 文丘利           | Pa |        |
| 燃烧器阻力         | Pa | 1480   |
| 炉膛压力          | Pa | -20    |
| BMCR 工况送风机静压升 | Pa | 3692   |
| 风压裕量          | %  | 37     |
| TB 工况送风机静压升   | Pa | 5058   |

3.4.7.2 送风机形式的选择

一般来说送风机的工作条件比较好，其设计风量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，再加上风机的裕量等因素，使送风机的实际运行值偏离设计点较多。动叶可调轴流式风机，它具有调节范围广，运行效率高，经济性好，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，经济效益显著优于其它类型的风机。基于以上原因，本工程送风机推荐采用动叶可调轴流式。

风机配有液压油站，用于动叶片的调节，调节灵敏度高，滞后作用小，能够满足机组控制要求。在风机叶轮进口处装有失速探针，能够及时发出信号，从而保护风机不在喘振区运行。风机装有入口消音器及本体隔音包覆以降低风机噪音。

3.4.9 引风机

3.4.9.1 风量、压头的计算

本工程采用两台 50% 容量的引风机。引风机风量和压头选择计算取锅炉燃用设计煤种和锅炉在最大连续蒸发量时的烟气量、制造商保证的空气预热器运行 1 年后中漏入烟气侧的风量及锅炉下游烟道漏风量之和考虑。引风机风量裕量 17%、另加 10℃ 温度裕量；引风机压头裕量 32%。

引风机风量计算见表 3.4-6。

表 3.4-6 引风机风量计算

| 项 目            | 单位                 | 风机风量计算 |
|----------------|--------------------|--------|
| 锅炉出口烟气流量       | kg/s               | 1004.9 |
| 预热器漏风率         | %                  | 8      |
| 空预器出口烟气流量      | kg/s               | 1085   |
| 除尘器漏风率         | %                  | 3      |
| BMCR 工况引风机质量风量 | kg/s               | 558.8  |
| 除尘器出口烟温        | ℃                  | 121    |
| 除尘器出口实际烟气密度    | kg/ m <sup>3</sup> | 0.91   |
| BMCR 工况引风机容积流量 | m <sup>3</sup> /s  | 614.0  |
| 风量裕量           | %                  | 17     |
| 温度裕量           | ℃                  | 10     |
| 温度裕量下烟气密度      | kg/ m <sup>3</sup> | 0.89   |
| TB 工况引风机质量风量   | kg/s               | 653.8  |
| TB 工况引风机容积风量   | m <sup>3</sup> /s  | 734.6  |

烟气系统阻力计算见表 3.4-7

表 3.4-7 烟气系统阻力计算

|               |    |      |
|---------------|----|------|
| 系统阻力: 炉膛压力    | Pa | -20  |
| 锅炉尾部烟道阻力      | Pa | 1520 |
| 空预器阻力         | Pa | 940  |
| 空预器至除尘器烟道阻力   | Pa | 122  |
| 除尘器阻力         | Pa | 300  |
| 除尘器至引风机烟道阻力   | Pa | 230  |
| 引风机至烟囱阻力      |    | 419  |
| 烟囱阻力          |    | 685  |
| 动压头损失         |    | 294  |
| 烟囱自拔风动力       |    | -460 |
| BMCR 工况引风机静压升 |    | 4070 |
| 压头裕量          | %  | 32   |
| TB 工况引风机静压升   | Pa | 5372 |

引风机是输送含尘且温度较高的烟气,工作条件较差,从目前国内大型机组引风机的配套及生产情况来看,动、静叶调节的轴流风机均可选用,但从两种型式风机的设计及运行特点来分析,其各有利弊。静叶可调轴流风机对尘粒的适应性优于动叶可调轴流风机。静叶可调轴流式风机对含尘量的适应性一般不大于  $400\text{mg}/\text{Nm}^3$ ,而动叶可调轴流风机一般则只能承受不大于  $150\text{mg}/\text{Nm}^3$  的含尘量。因此,静叶可调轴流式风机对含尘烟气的适应性较强,且运行稳定,比较适合引风机的运行特点。动叶可调轴流式风机负荷调节性较好,但价格较高,叶片对烟气的含尘量较为敏感。鉴于以上情况,从将来设备的寿命及运行的可靠性和经济性考虑,本工程的引风机推荐采用动调或静调轴流式风机,建议设备招投标按二种方案考虑,视制造厂投标情况再作最后确定(详见《三大风机选型说明》专题报告)。

#### 3.4.10 扫描冷却风机

本工程每炉设置二台扫描冷却风机,采用就地吸风方式。该风机由 FSSS 系统配套供货。

## 3.4-11 烟风道选择计算结果表

表 3.4-8

| 序号 | 名 称        | 介质温度℃ | 管 道 规 格 mm   | 管道流速 m/s | 数量<br>(一台炉)<br>根 | 管材     |
|----|------------|-------|--------------|----------|------------------|--------|
| 1  | 一次风机出口风道   | 20    | 3600×3200×4  | 9.4      | 2                | Q235-A |
| 2  | 空预器出口热一次风道 | 314   | 2800×2400×4  | 18.5     | 2                |        |
| 3  | 至磨煤机热一次风道  | 314   | 2000×1400×4  | 17.8     | 6                |        |
| 4  | 冷一次风总管     | 20    | 2400×2000×4  | 12.4     | 1                |        |
| 5  | 至磨煤机冷一次风道  | 20    | 1000×800×4   | 11.5     | 6                |        |
| 6  | 送风机出口风道    | 20    | 6000×5500×4  | 10.1     | 2                |        |
| 7  | 除尘器前烟道     | 123   | 8000×9400×6  | 8.2      | 2                |        |
| 8  | 除尘器后烟道     | 121   | 6000×7000×6  | 14.6     | 2                |        |
| 9  | 进烟囱前总烟道    | 121   | 7000×13000×6 | 13.5     | 1                |        |

## 3.4.12 静电除尘器

根据本工程的环保要求,每台锅炉配置 2 台三室四电场电气除尘器,除尘效率不小于 99.7%。除尘器设计以锅炉 BMCR 为基准,并留有下列裕量:烟气量+10%,烟气温度+10℃。除尘器的阻力小于 300Pa,漏风率为小于 3%。

静电除尘器的性能计算见表 3.4-9

表 3.4-9 静电除尘器性能计算 (BMCR 工况)

|            |                    | 设计煤种   | 校核煤种   |
|------------|--------------------|--------|--------|
| 除尘器入口烟气量   | Nm <sup>3</sup> /s | 411.2  | 417.1  |
| 除尘器入口烟气温度  | ℃                  | 123    | 125    |
| 除尘器入口设计烟气量 | Nm <sup>3</sup> /s | 452.3  | 458.8  |
| 除尘器入口含尘量   | g/Nm <sup>3</sup>  | 12.237 | 22.094 |
| 除尘器效率      | %                  | 99.7   | 99.7   |
| 除尘器出口含尘量   | mg/Nm <sup>3</sup> | 37     | 66     |

3.4.13 烟囱

本期工程 2 台锅炉配置一座钢筋混凝土外筒，双圆钢制内筒集束烟囱，每台炉的烟气量分别接入一个钢内筒烟囱，钢内筒烟囱直径为  $\Phi 7.2\text{m}$ ，高度为 210m。（详见土建专业说明书）。

烟囱出口流速见表 3.4-10

表 3.4-10 烟囱出口流速

|                  |     | 设计煤种 | 校核煤种 |
|------------------|-----|------|------|
| 烟囱高度             | m   | 210  | 210  |
| 烟囱出口直径           | m   | 7.2  | 7.2  |
| 烟囱温降（未脱硫工况）      | ℃   | 11   | 11   |
| 烟囱出口流速(未脱硫)      | m/s | 29.4 | 29.9 |
| 烟囱出口流速(脱硫,有 GGH) | m/s | 26.4 | 26.8 |
| 烟囱出口流速(脱硫,无 GGH) | m/s | 24.1 | 24.4 |

3.5 燃油系统（图 F302101C-J-22）

锅炉点火及启动助燃油采用零号轻柴油。

供油系统按一期工程容量考虑，本期工程为二期扩建预留管道接口，即一期、二期共用一套供油系统。

锅炉点火采用高能电弧点火装置，二级点火系统，由高能电火花点燃轻柴油，然后点燃煤粉。油枪采用回油压力式机械雾化。每炉各角装设 3 层油枪和高能点火器，每层设 1 根油枪和高能点火器，共装设 24 根油枪和高能点火器。每根油枪出力 2500kg/h，总输入热量按 30%B-MCR 考虑，油枪额定出力时系统进油量 57000kg/h。

系统总出力为下述用油量之和，根据锅炉制造厂的要求，一台锅炉点火、启动燃油量按 30%BMCR 考虑；一台锅炉低负荷时、燃劣质煤稳燃用油量按 5%BMCR 考虑；回油量为上述用油量之和的 15%。

配置 3 台离心式供油泵，当一台锅炉低负荷稳燃时运行 1 台供油泵；当一台锅炉正常启停、另一台锅炉低负荷稳燃时运行 2 台供油泵，1 台备用。供油泵型号为 100AY67X8，流量 80m³/h，

扬程 536mH<sub>2</sub>O。

燃油系统采取油轮卸油的方式, 由油轮上的卸油泵直接打入油罐。

设置二台 2000m<sup>3</sup> 的轻油罐。如轻油罐需要加热采用蒸汽盘香管加热方式。

配置一套油水分离装置系统, 包括污油水吸入泵、滤网、油水浓度分析仪、电气开关箱、反冲洗装置等。

燃油系统油管道吹扫介质采用厂用压缩空气。

### 3.6 锅炉启动系统

#### 3.6.1 启动系统设备

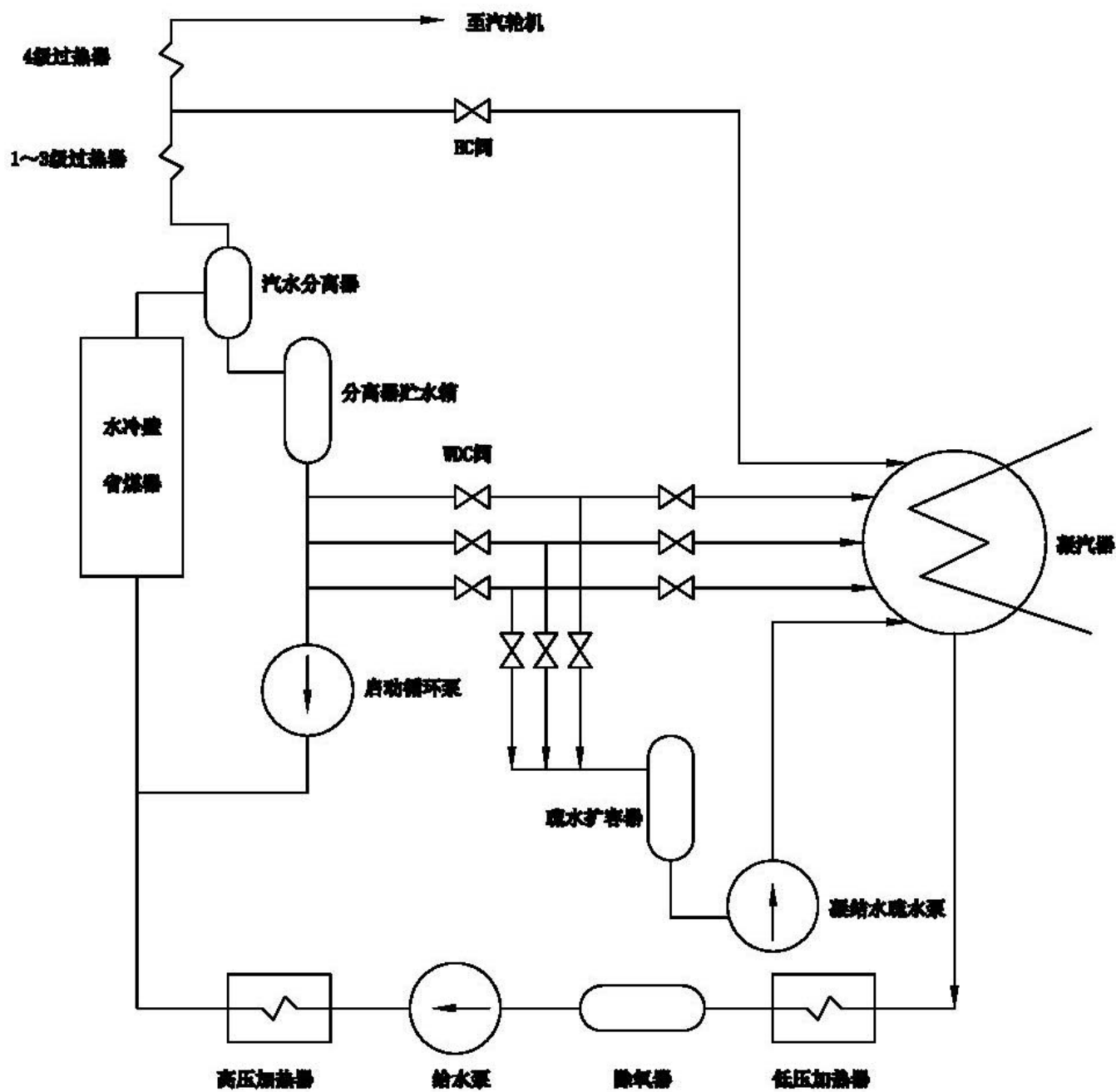
锅炉设内置式启动系统, 由启动循环泵、启动分离器、贮水箱、疏水扩容器、水位控制阀(WDC 阀)、凝结水疏水泵等设备组成。

每台炉设二只启动分离器。启动分离器为圆形筒体结构, 外径为  $\phi 1114$ , 内径为  $\phi 850\text{mm}$ , 筒身長 3.7m, 材质为 SA182-F12-2, 直立式布置。分离器的设计除考虑汽水的有效分离, 还考虑起动时汽水膨胀现象。每台锅炉设有一只分离器贮水箱, 外径为 1188mm, 内径为 900 mm, 材质为 SA182-F12-2, 筒身长度为 13.8m。启动系统带有立式单级启动循环泵。启动循环泵的出力为 740t/h, 扬程为 1.3MPa, 电动机功率为 600kW。但在冷态、热态水冲洗时, 在水质尚未合格前, 仍须排入疏水扩容器。疏水扩容器的容量除满足锅炉启动过程中的最大启动疏水量外, 还满足锅炉本体范围内其他疏放水水量, 包括过热器疏水、再热器疏水、过热器和再热器减温水站疏水、吹灰器疏水、空预器疏水、省煤器放水等。疏水扩容器设计的最高工作压力小于 1.0MPa。启动系统设 3 只 WDC 阀, 在 WDC 阀后各设置 1 个节流孔板。WDC 阀的作用是将来自分离器贮水箱后的疏水压力由 9MPa.g 降为约 0.7MPa.g, 再经节流孔板降到 0.2MPa.g。同时 WDC 阀将控制分离器贮水箱的水位, 根据分离器贮水箱的水位(正常, 高水位和高高水位)分别开启 1 至 3 只 WDC 阀。

#### 3.6.2 系统描述

启动系统的作用是当直流锅炉启动时, 给水通过水冷壁和汽水分离器后, 部分汽化为蒸汽流入过热器, 在汽水分离器中凝结的疏水通过启动系统最终重新进入水冷壁参与给水的循环。本工程的启动系统有两个方案, 下文分别作详细的描述。

##### 3.6.1.1 方案一(见下图)



水冷壁的最小流量为 25%ECR 流量。给水经过省煤器，水冷壁，汽水分离器。在汽水分离

器中蒸汽进入过热器, 分离的疏水通过分离器贮水箱后分成两路。一路经过 3 只 WDC 阀和节流孔板后流入凝汽器, 并经过凝结水系统, 给水系统由给水泵重新打入水冷壁。经给水泵循环的流量为 5%MCR 锅炉蒸发量, 其作用是向省煤器输送温度较低的工质, 防止省煤器沸腾。此外, 每个 WDC 阀的下游还有与疏水扩容器的连接管道, 用于排放水质不合格的工质。另一路通过启动循环泵直接打入省煤器。启动循环泵的流量为 25%ECR 流量和 5%MCR 流量的差值, 约 18%ECR 流量, 其作用是回收工质和热量。

在冷态启动中, 首先需要进行冷态清洗。冷态清洗的流量为 25%ECR 流量。冷态清洗中水质不合格的工质不经过启动循环泵和给水泵重新进入省煤器, 而直接通过 3 个 WDC 阀排入疏水扩容器, 最终排入地沟。

锅炉点火后, 各受热面的疏水排入疏水扩容器。分离器贮水箱的水位由 WDC 阀控制。在汽水分离器中产生蒸汽前的大部分时间内, 只有 5%MCR 的流量需要通过 WDC 排入凝汽器, 因此只开启 WDC 阀 #1。但当发生汽水膨胀时, 分离器贮水箱的水位急剧上升, 3 只 WDC 阀全部打开, 大流量的疏水排入凝汽器。

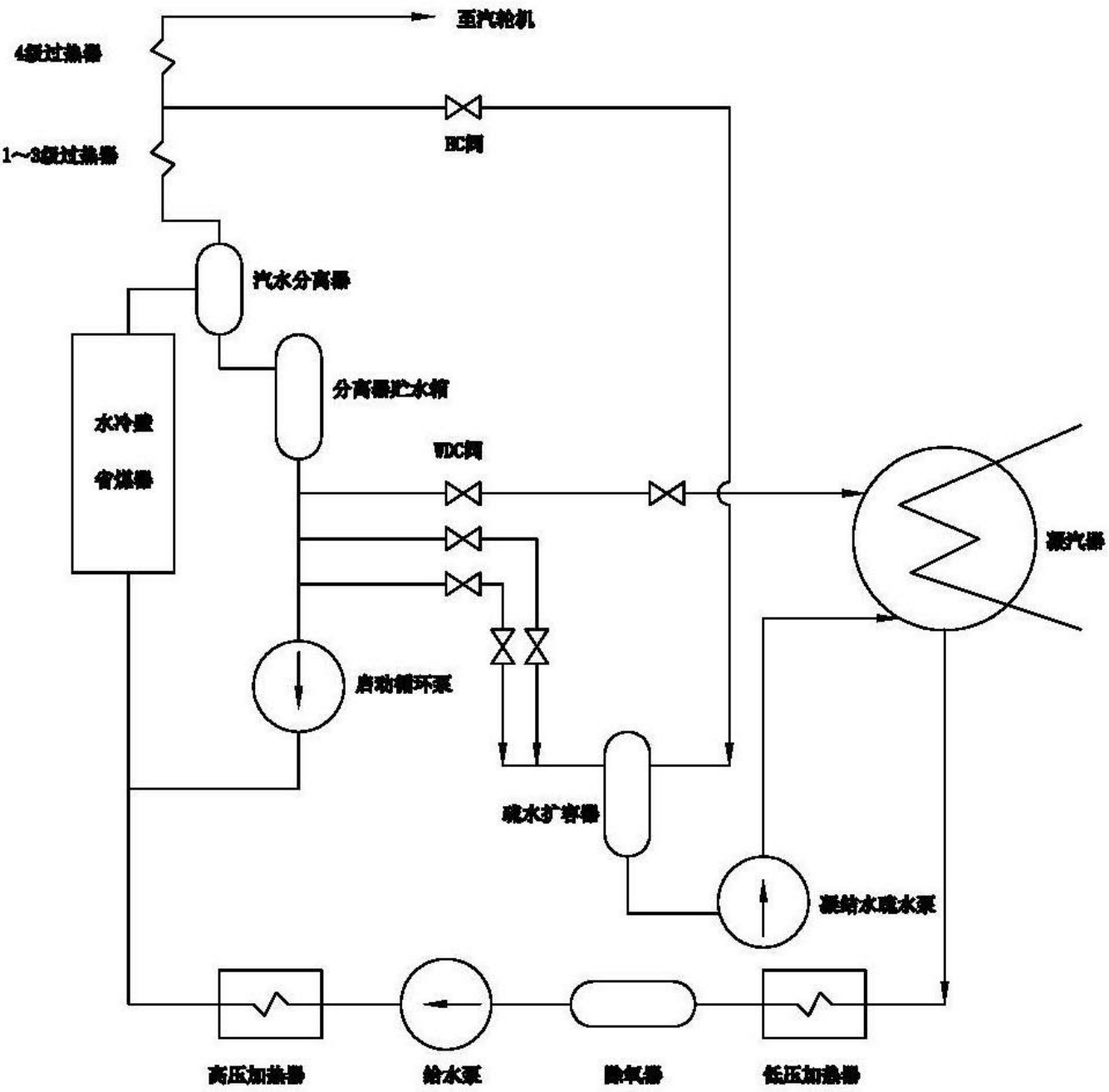
当汽水分离器产生蒸汽后, 蒸汽进入过热器, 通过高、低压旁路排入凝汽器。通过启动循环泵回省煤器的流量仍保持在 18%ECR 的流量, 通过 WDC 阀回凝汽器的流量则相应减少。当汽水分离器的产汽量达到 5%MCR 流量时, WDC 阀关闭。随着产汽量的增加, 通过启动循环泵的流量也相应减少, 保持总给水流量为 25%ECR 流量。当锅炉负荷上升到 25%ECR 流量时, 启动循环泵关闭, 锅炉转为直流运行。

温态启动, 热态启动和极热态启动的过程与冷态启动基本一致。但是温态, 热态和极热态启动初期, 锅炉 4 级过热器和主蒸汽管道的金属温度高于进入其中的蒸汽温度, 为了防止蒸汽“冷却”4 级过热器和主蒸汽管道, 在 3 级过热器和 4 级过热器之间设置一个启动旁路, 蒸汽通过启动旁路控制阀 (EC 阀) 和喷水减温排入凝汽器。在此期间, 高压旁路关闭, 3 级过热器出口蒸汽压力由 EC 阀控制。当 3 级过热器出口的蒸汽温度高于 4 级过热器出口的金属温度时, EC 阀逐渐关闭, 高压旁路阀打开, 主蒸汽压力由高旁阀控制。

启动或停炉时如果启动循环泵发生故障, 汽水分离器的疏水全部通过 WDC 阀排入凝汽器。

启动期间疏水扩容器中合格的疏水由凝结水疏水泵送入凝汽器。

### 3.6.1.2 方案二 (见下图)



方案二与方案一的区别是: (1) 在冷态清洗阶段, 不合格的疏水经过 WDC 阀 #2 和 #3 排入疏水扩容器。锅炉点火后由 WDC 阀控制分离器贮水箱的水位。正常情况下仅 WDC 阀 #1 开启, 使至多 5%MCR 的流量排入凝汽器。当锅炉发生汽水膨胀, WDC 阀 #2 和 #3 也相继打开, 分离器贮水箱下游的疏水分别进入凝汽器和疏水扩容器。(2) 温态, 热态和极热态启动时, 启动旁路通过 EC 阀排入疏水扩容器。(3) 启动或停炉时如果启动循环泵发生故障, 汽水分离器的疏水全部通过 WDC 阀排入疏水扩容器。

疏水扩容器的水位由凝结水疏水泵控制, 由凝结水疏水泵送回凝汽器。

方案一是哈尔滨锅炉厂和其技术支持方日本三菱公司的推荐方案, 也是三菱公司的参考电厂的运行方案。方案二是业主, 设计院和哈锅厂经过讨论后对方案一的修改方案。因为根据方案一, 在锅炉汽水膨胀阶段, 大流量的疏水 (最高达 1281.6t/h) 将排入凝汽器。而根据凝汽器制造厂提供的数据, 启动阶段凝汽器最多只能接受 800t/h 从分离器贮水箱排出的疏水。如果为了满足方案一的疏水量, 必须在凝汽器旁安装 2 个 40m<sup>3</sup> 的疏水扩容器, 给汽机房 0 米层的布置带来很大的困难。方案二增加了锅炉启动系统疏水扩容器的容积, 其实质就是将凝汽器需增加的疏水扩容器与锅炉启动系统的疏水扩容器合并, 以满足凝汽器的疏水接受能力。

另外从启动系统管道布置上方案二也较方案一简洁。方案一中, 分离器贮水箱引出的 3 根疏水管 (管径 DN300) 需进入汽机房与凝汽器连接, 由于 3 只 WDC 阀布置在凝汽器旁, WDC 阀出口用于冷态清洗放水的管道 (3 根管道在汽机房内合并为 1 根 DN300 的管道) 需从汽机房引出与布置在炉后的锅炉疏水扩容器相连。方案二中, 分离器贮水箱引出的 2 根疏水管与锅炉疏水扩容器直接相连, 兼作冷态清洗的放水管道和锅炉汽水膨胀阶段排入疏水扩容器的管道, 另 1 根疏水管与凝汽器相连。

方案二中锅炉 EC 阀下游管道与锅炉疏水扩容器连接较之与方案一中与凝汽器连接减少了管道长度。

3.6.3 启动系统初步计算结果

表 3.6-1 锅炉点火时流量

| 流量 t/h<br>启动方式 | 给水    | 启动循环<br>泵出口 | 给水泵至<br>启动循环<br>泵入口 | 启动循<br>环泵再<br>循环 | 过热器<br>出口 | 至凝汽<br>器 | 给水泵<br>出口 | 分离器贮<br>水箱运行<br>压力 |
|----------------|-------|-------------|---------------------|------------------|-----------|----------|-----------|--------------------|
| 极热态            | 700.6 | 633.0       | 50                  | 80               | 0         | 197.6    | 197.6     | 6.39               |
| 热态             | 700.6 | 633.0       | 50                  | 80               | 0         | 197.6    | 197.6     | 3.46               |
| 温态             | 700.6 | 633.0       | 50                  | 80               | 0         | 197.6    | 197.6     | 1.04               |
| 冷态             | 700.6 | 633.0       | 50                  | 80               | 0         | 197.6    | 197.6     | 0.57               |

表 3.6-2 锅炉汽水膨胀时流量

| 流量 t/h<br>启动方式 | 给水     | 启动循环<br>泵出口 | 给水泵至<br>启动循环<br>泵入口 | 启动循<br>环泵再<br>循环 | 过热器<br>出口 | 至凝汽<br>器 | 给水泵<br>出口 | 分离器贮<br>水箱运行<br>压力 |
|----------------|--------|-------------|---------------------|------------------|-----------|----------|-----------|--------------------|
| 极热态            | 1033.6 | 80          | 100                 | 80               | 0         | 1133.6   | 197.6     | 6.39               |
| 热态             | 1281.6 | 80          | 100                 | 80               | 0         | 1281.6   | 197.6     | 3.26               |
| 温态             | 1033.6 | 80          | 100                 | 80               | 0         | 1133.6   | 197.6     | 0.90               |
| 冷态             | 700.6  | 190         | 50                  | 80               | 0         | 640.6    | 197.6     | 0.52               |

4、 热力系统及主要辅助设备选择

4.1 设计编制原则

热力系统的设计及主要辅助设备的选择是以汽轮机厂提供的各种工况下的热平衡图为基础，汽轮发电机组在各种工况下的热平衡见表 4.1。

表 4.1 汽轮发电机组热平衡表

| 项 目          | 单 位       | 机 组 运 行 工 况 |                  |                |         |         |         |            |              |
|--------------|-----------|-------------|------------------|----------------|---------|---------|---------|------------|--------------|
|              |           | VWO         | 铭牌功率工况<br>(夏季工况) | TMCR<br>(热耗保证) | 75%TMCR | 50%TMCR | 25%TMCR | 高加全切<br>工况 | 4 段供辅汽<br>工况 |
| 汽轮发电机组出力     | MW        | 1049.85     | 1000             | 1000           | 750     | 500     | 250     | 1000       | 1000         |
| 汽轮发电机组热耗值    | kJ/kW · h | 7368        | 7568             | 7316           | 7417    | 7654    | 8663    | 7587       | 7429         |
| 主蒸汽压力        | MPa(a)    | 26.25       | 26.25            | 26.25          | 19.369  | 12.848  | 8.55    | 23.28      | 26.25        |
| 热再热蒸汽压力      | MPa(a)    | 5.746       | 5.557            | 5.35           | 3.986   | 2.679   | 1.476   | 5.606      | 5.435        |
| 主蒸汽温度        | ℃         | 600         | 600              | 600            | 600     | 600     | 600     | 600        | 600          |
| 热再热蒸汽温度      | ℃         | 600         | 600              | 600            | 600     | 600     | 600     | 600        | 600          |
| 主蒸汽流量        | t/h       | 2953        | 2864             | 2733           | 1977    | 1289    | 711     | 2371       | 2791         |
| 再热蒸汽流量       | t/h       | 2446        | 2366             | 2274           | 1686    | 1127    | 636     | 2357       | 2317         |
| 高压缸排汽压力      | MPa(a)    | 6.393       | 6.181            | 5.946          | 4.435   | 2.983   | 1.646   | 6.229      | 6.045        |
| 高压缸排汽温度      | ℃         | 377.8       | 371.4            | 362.9          | 368.6   | 375.1   | 359.3   | 387.4      | 366.7        |
| 低压缸排汽压力(高背压) | kPa(a)    | 4.4         | 7.61             | 4.4            | 4.4     | 4.4     | 4.4     | 4.4        | 4.4          |
| 低压缸排汽压力(低背压) | kPa(a)    | 5.39        | 9.61             | 5.39           | 5.39    | 5.39    | 5.39    | 5.39       | 5.39         |
| 低压缸排汽流量      | t/h       | 1615        | 1571             | 1519           | 1191    | 846     | 506     | 1482       | 1682         |
| 循环水温度        | ℃         | 20          | 32               | 20             | 20      | 20      | 20      | 20         | 20           |
| 补水率          | %         | 0           | 2                | 0              | 0       | 0       | 0       | 0          | 0            |
| 最终给水温度       | ℃         | 297.9       | 295.5            | 292.5          | 273     | 248.6   | 216.2   | 191.7      | 293.8        |

## 4.2 热力系统的主要设计原则及特点

系统的拟定、设计压力和设计温度的确定,以及介质流速的确定,按《火力发电厂汽水管道设计技术规定》执行。

除辅助蒸汽系统按母管制设计外,其余热力系统均采用单元制。热力循环采用八级回热抽汽系统,设有 2 (即双列)×3 台高压加热器、一台除氧器、四台低压加热器和一台疏水加热器。

### 4.2.1 主蒸汽、再热蒸汽

主蒸汽、再热蒸汽系统系按汽轮发电机组 VWO 工况时的热平衡蒸汽量设计。

主蒸汽系统管道的设计压力为锅炉过热器出口额定主蒸汽压力。主蒸汽系统管道的设计温度为锅炉过热器出口额定主蒸汽温度加锅炉正常运行时允许温度正偏差 5℃。

冷再热蒸汽系统管道的设计压力为机组 VWO 工况热平衡图中汽轮机高压缸排汽压力的 1.15 倍。冷再热蒸汽管道的系统的设计温度为 VWO 工况热平衡图中汽轮机高压缸排汽参数等熵求取在管道设计压力下相应的温度与 Siemens 提供的高压缸排汽跳闸温度两者之间的大值。

热再热蒸汽管道系统的设计压力为 VWO 工况热平衡图中汽轮机高压缸排汽压力的 1.15 倍或锅炉再热器出口安全阀动作的最低整定压力。热再热蒸汽管道系统的设计温度为锅炉再热器出口额定再热蒸汽温度加锅炉正常运行时的允许温度正偏差 5℃。

主蒸汽及高、低温再热蒸汽系统采用单元制系统。主蒸汽管道和热再热蒸汽管道分别从过热器和再热器的出口联箱的两侧引出,平行接到汽轮机前,分别接入高压缸和中压缸左右侧主汽关断阀和再热关断阀,在汽轮机入口前设压力平衡连通管。冷再热蒸汽管道从高压缸的两个排汽口引出,在机头处汇成一根总管,到锅炉前再分成两根支管分别接入再热器入口联箱。这样既可以减少由于锅炉两侧热偏差和管道布置差异所引起的蒸汽温度和压力的偏差,有利于机组的安全运行,同时还可以选择合适的管道规格,节省管道投资。

过热器出口及再热器的进、出口管道上设有水压试验隔离装置,锅炉侧管系可做隔离水压试验。

主蒸汽管道上不设流量测量装置,主蒸汽流量通过设在锅炉一级过热器和二级过热器之间的流量装置来测量。

本工程给水泵汽轮机备用汽源采用冷再热蒸汽,在进入高压进汽阀之前,设有电动隔离阀,在正常运行时处于开启状态,使管道处于热备用。

冷再热蒸汽系统除供给 2 号高压加热器加热用汽之外,还为轴封系统、辅助蒸汽系统提供汽源。

在高压缸排汽的总管上装有动力控制逆止阀,以便在事故情况下切断,防止蒸汽返回到汽轮机,引起汽轮机超速。

在高压缸排汽总管的端头有蒸汽冲洗接口,以供在管道安装完毕后进行冲洗,在管道冲洗完成后用堵头堵死。

主蒸汽管道,高、低温再热蒸汽管道均考虑有适当的疏水点和相应的动力操作的疏水阀(在低温再热蒸汽管道上还设有疏水袋)以保证机组在启动暖管和低负荷或故障条件下能及时疏尽管道中的冷凝水,防止汽轮机进水事故的发生。每一根疏水管道都单独接到凝汽器。

主蒸汽管道的主管采用按美国 ASTM A335P91 或 P92 标准生产的无缝内径管钢管(在进口管道招标时最终确定),其它管道采用 ASTM A335P91 无缝钢管。

再热(热段)蒸汽管道的主管采用按美国 ASTM A335 P91 标准生产的无缝钢管(内径管),其它管道(疏水管道)采用 ASTM A335P91 无缝钢管。

考虑 Siemens 的高压缸排汽跳闸温度为 515℃ 的要求,故一般工程低温再热蒸汽管道常用的最高允许使用温度为 427℃ 的 A672B70CL32 电熔焊接钢管,对本工程不适用。根据高压缸排汽跳闸温度的限制,并参考采用 Siemens 汽轮机、容量参数相近的工程,如外高桥 2×900MW 工程等,本工程再热(冷段)蒸汽管道采用按美国 ASTM A691 Cr1-1/4CL22 标准生产的电熔焊钢管。其它管道(2 号高加供汽、小机供汽、轴封蒸汽、疏水管道)采用 ASTM A335P11 无缝钢管。

主蒸汽和再热蒸汽系统管道的设计参数、管材、管径、管内流速等详见 4.2.12 节。

#### 4.2.2 汽机旁路系统

为了协调机炉运行,改善整机启动条件及机组不同运行工况下带负荷的特性,适应快速升降负荷,增强机组的灵活性,每台机组设置一套高压和低压两级串联汽轮机旁路系统。系统的设计按以下功能考虑:

- I 使机组能适应频繁起停和快速升降负荷,并将机组压力部件的热应力控制在合适的范围内。
- I 改善机组的启动性能(特别是热态和极热态启动),缩短机组各态启动时间,减少汽机的寿命损耗。

- I 汽机甩部分负荷或甩全负荷时,可迅速平衡锅炉和汽机之间的不平衡汽量,使锅炉安全门不跳或少跳,尽可能减少安全门的排放量。

根据上述功能要求及汽轮机启动方式,机组的旁路容量按 30~35%BMCR 设置(根据机炉最终匹配参数确定)。

高压旁路每台机组安装一套,从汽机入口前主蒸汽联络管接出,经减压、减温后接至再热(冷段)蒸汽管道,高压旁路的减温水取自自动给水泵和电动给水泵出口的给水系统。低压旁路每台机组安装二套,从汽机中压缸入口前热再热蒸汽两根支管分别接出,经减压、减温后接入凝汽器。减温水取自凝结水精处理装置出口的凝结水系统。高、低压旁路包括蒸汽控制阀、减温水控制阀、关断阀和控制装置。系统中设置预热管,保证高、低压旁路蒸汽管道在机组运行时始终处于热备用状态。

旁路系统的设计参数、管材、管径、管内流速等见 4.2.12 节。

#### 4.2.3 抽汽系统

系统中的各级抽汽管道按汽轮发电机组 VWO 工况各抽汽点的(热平衡)抽汽量进行设计。设计压力(除二级抽汽管道外)取汽轮机 VWO 工况热平衡计算所得相应级抽汽压力的 1.1 倍,设计温度为汽轮机 VWO 工况热平衡计算所得相应级抽汽参数等熵求取管道在设计压力下的相应温度。二级抽汽管道的设计压力和设计温度同低温再热蒸汽管道。

机组采用八级非调整抽汽(包括高压缸排汽)。一、二、三级抽汽分别供给 2x3 台高压加热器;四级抽汽供汽至除氧器、锅炉给水泵汽轮机和辅助蒸汽系统等;五、六、七、八级抽汽分别供给四台低压加热器用汽。

为防止汽机超速,除了最后两级抽汽管道外,其余的抽汽管上均装设强制关闭自动逆止阀(气动控制)。考虑到机组容量大、参数高,本工程参考 Siemens 设计标准,在一、三、五级高中压缸的抽汽管道上各增设了 1 个逆止阀。四级抽汽管道上由于连接有众多的设备,这些设备或者接有高压汽源(如给水泵汽轮机接有冷再热蒸汽汽源),或者接有辅助蒸汽汽源(如除氧器等),用汽点多,用汽量大,在机组启动、低负荷运行、汽轮机突然甩负荷或停机时,其它汽源的蒸汽有可能串入四级抽汽管道,造成汽轮机超速的危险性最大,因此设有双重气动逆止阀。其他凡是从抽汽系统接出的管道去加热设备都装有逆止阀。抽汽逆止阀的位置尽可能的靠近汽轮机的抽汽口,以便当汽轮机跳闸时,可以尽量降低抽汽系统能量的贮存。同时该抽汽逆止阀亦作为防止汽轮机进水的二级保护。

汽机的各级抽汽,除了最后两级抽汽外,均装设具有快关功能的电动隔离阀作为汽轮

机防进水保护的主要手段。隔离阀的位置位于抽汽逆止阀之前。在各抽汽管道的顶部和底部分别装有热电偶, 作为防进水保护的预报警, 便于运行人员预先判断事故的可能性。

四级抽汽去除氧器管道上安装一个电动隔离阀和一个逆止阀。除氧器还接有从辅助蒸汽系统来的蒸汽, 用作启动加热和低负荷稳压及防止前置泵汽蚀的压力跟踪。

给水泵汽轮机的正常工作汽源从四级抽汽管道上引出, 装设有流量测量喷嘴、电动隔离阀和逆止阀。逆止阀是为了防止高压汽源切换时, 高压蒸汽串入抽汽系统。当给水泵汽轮机在低负荷运行使用高压汽源时, 该管道亦将处于热备用状态。

给水泵汽轮机排汽口垂直向下, 排汽管上设置一组水平布置的压力平衡式膨胀节, 给水泵汽轮机汽缸上设有一个薄膜泄压阀, 以保护给水泵汽轮机及排汽管。排汽管上还设一个电动蝶阀, 安装在紧靠凝汽器的接口处, 便于给水泵汽轮机隔离检修。

汽机最后两级抽汽, 因加热器位于凝汽器喉部, 不考虑装设阀门, 四根七级抽汽管和四根八级抽汽管均布置在凝汽器内部, 管道由凝汽器制造厂设计供货。

按 ASME TDP—1 的要求, 在抽汽系统的各级抽汽管道的电动隔离阀前后和逆止阀后, 以及管道的最低点, 分别设置疏水点, 以保证在机组启动、停机和加热器发生故障时, 系统中不积水。各疏水管道单独接至凝汽器。

汽轮机抽汽系统管道的设计参数、管材、管径、管内流速等见 4.2.12 节。

#### 4.2.4 给水系统

给水系统按最大运行流量即锅炉最大连续蒸发量(BMCR)工况时相对应的给水量进行设计。

系统设置两台 50%容量的汽动给水泵和 1 台 25%容量的电动启动/备用给水泵。每台汽动给水泵配置 1 台同轴给水前置泵。电动给水泵采用调速给水泵, 配有 1 台与主泵用同一电机拖动的前置泵和液力耦合器。在一台汽动给水泵故障时, 电动给水泵和另一台汽动给水泵并联运行可以满足汽轮机 83%铭牌负荷的需要。

系统设 2(即双列)×3 台全容量、卧式、双流程高压加热器。由于目前高压加热器的可靠性明显提高, 因此每列三台高加给水采用电动关断大旁路系统。当任一高加故障时, 同列三台高加同时从系统中退出, 给水能快速切换到该列给水旁路, 此时运行的 1 列高加可通过 60%~65%的给水流量。机组在双列高加均解列时仍能带额定负荷。这样可以保证在事故状态机组仍能满足运行要求。

给水泵出口设有最小流量再循环管道并配有相应的控制阀门等, 以确保在机组启动或

低负荷工况流经泵的流量大于其允许的最小流量, 保证泵的运行安全。每根再循环管道都单独接至除氧器水箱。

给水总管上装设 30%容量的调节阀, 以增加机组在低负荷时的流量调节的灵敏度。机组正常运行时, 给水流量由控制给水泵汽轮机或电动泵液力耦合器的转速进行调节。

给水系统还为锅炉过热器的减温器、事故情况下的再热器减温器、汽轮机的高压旁路减温器提供减温喷水。锅炉再热器减温喷水从给水泵的中间抽头引出; 过热器减温喷水从省煤器进口前引出。汽机高压旁路的减温水从给水泵的出口母管中引出。

给水系统管道的设计参数、管材、管径、管内流速等见 4.2.12 节。

#### 4.2.5 凝结水系统

系统按汽轮机 VWO 工况时可能出现的凝结水量, 加上进入凝汽器的经常疏水量和正常补水率进行设计。

凝结水系统采用中压凝结水精处理系统。因此系统中仅设凝结水泵, 不设凝结水升压泵, 系统较简单。凝汽器热井中的凝结水由凝结水泵升压后, 经中压凝结水精处理装置、汽封冷却器、疏水冷却器和四台低压加热器后进入除氧器。

系统采用 2×100%容量(方案 1)或 3×50%容量(方案 2)的凝结水泵(在设备评标阶段确定), 一台备用, 当任何一台泵发生故障时, 备用泵自动启动投入运行。凝泵进口管道上设置电动隔离阀、滤网及波形膨胀节, 出口管道上设置逆止阀和电动隔离阀。进出口的电动阀门将与凝汽器连锁, 以防止凝泵在进出口阀门关闭状态下运行。

考虑到海水泄漏的可能性, 系统采用 100%容量的凝结水精除盐装置及 100%容量的电动旁路。

系统设置一台全容量的汽封冷却器、疏水冷却器和四台全容量表面式低压加热器和一台喷雾淋水盘式除氧器及其除氧水箱。汽封冷却器、疏水冷却器设有单独的 100%容量的电动旁路; 5、6 号低压加热器为卧式、双流程型式, 采用电动隔离阀的小旁路系统, 以减少除氧器过负荷运行的可能性; 7、8 号低压加热器采用独立式单壳体结构, 置于凝汽器接颈部位与凝汽器成为一体, 采用电动阀小旁路系统。

凝结水精除盐装置出口的凝结水, 在进入汽机汽封冷却器前, 将供给各辅助系统的减温用水和辅助系统的补充用水以及设备或阀门的密封用水。该处设有当凝汽器热井高水位时, 将凝结水再循环至 500m<sup>3</sup> 储水箱的系统。

经凝结水精处理后的凝结水进入汽封冷却器。汽封冷却器为表面式热交换器, 用以凝

结轴封漏汽和低压门杆漏汽。汽封冷却器依靠汽封抽吸风机维持微真空状态,以防蒸汽漏入大气和汽轮机润滑油系统。为维持上述的真空还必须有足够的凝结水量通过汽封冷却器,以凝结上述漏汽。

根据 Siemens 汽轮机热力系统的特点,机组配有疏水冷却器。疏水冷却器为表面式热交换器,用以利用 7、8 号加热器的疏水热量,提高机组热循环效率。

凝结水系统设有最小流量再循环管路,自汽封冷却器出口的凝结水管道引出,经最小流量再循环阀回到凝汽器,以保证启动和低负荷期间凝结水泵通过最小流量运行,防止凝结水泵汽蚀。同时也保证启动和低负荷期间有足够的凝结水流过汽封冷却器,维持汽封冷却器的微真空。最小流量再循环管道按凝结水泵、汽封冷却器所允许的最小流量中的最大者进行设计。最小流量再循环管道上还设有调节阀以控制在不同工况下的再循环流量。

在疏水冷却器之后的管道上,还设有控制除氧器水箱水位的调节阀。为了提高调节性能,并列布置主、副调节阀。分别用于正常运行及低负荷运行。

在 5 号低加出口设有凝结水放水管,当安装或检修后再启动时,将不合格的凝结水放入地沟。在除氧器入口管道上设有逆止阀,以防止除氧器内蒸汽倒流入凝结水系统。

每台机组设有一台 500m<sup>3</sup> 的储水箱,在正常运行时向凝汽器热井补水和回收热井高水位时的回水,以及提供化学补充水;机组启动期间向凝结水系统及闭式循环冷却水系统提供启动注水。储水箱水源来自化学水处理室来的除盐水,其水位由补充水进水管上的调节阀控制。四台机组的储水箱设有联络管。

每台储水箱配备二台 100%容量的凝结水输送泵(互为备用),主要用于启动时向热力系统、锅炉、闭式循环冷却水系统注水。泵入口设有滤网和手动隔膜阀,泵出口设有逆止阀和手动隔膜阀,在泵出口与逆止阀间接出最小流量再循环管路。此外,该泵设有由一逆止阀和一手动隔膜阀组成的旁路,机组正常运行时通过该旁路靠储水箱和凝汽器真空之间的压差向凝汽器补水。当真空直接补水不能满足时,开启凝结水输送泵向凝汽器补水。凝汽器补水控制装置设置两路:一路为正常运行补水,另一路为启动时凝结水不合格放水时的大流量补水。

系统中不考虑设置锅炉上水泵,启动时由凝结水输送泵通过凝结水系统向锅炉上水(也可利用凝结水泵上水),为加快上水速度两台凝结水输送泵可同时运行。

凝结水补充水系统的管道和阀门均采用不锈钢材料。

凝结水系统管道的设计参数、管材、管径、管内流速等见 4.2.12 节。

#### 4.2.6 加热器疏水及放气系统

正常运行时,每列高压加热器的疏水均采用逐级串联疏水方式,即从较高压力的加热器排到较低压力的加热器,3号高压加热器出口的疏水疏入除氧器;5号低压加热器正常疏水接至6号低压加热器,然后通过2台100%容量互为备用的加热器疏水泵引至6号低压加热器前凝结水管道。7号、8号低压加热器正常疏水分别接至疏水冷却器,疏水冷却器疏水接至凝汽器。

除了正常疏水外,各加热器还设有危急疏水管路,当发生下述任何一种情况时,开启有关加热器事故疏水阀,将疏水直接排入凝汽器疏水扩容器经扩容释压后排入凝汽器。①加热器管子断裂或管板焊口泄漏,给水(或凝结水)进入壳体造成水位升高或者正常疏水调节阀故障,疏水不畅造成壳体水位升高;②下一级加热器或除氧器水箱高水位后事故关闭上一级的疏水调节阀,上一级加热器疏水无出路;③低负荷时,加热器间压差减小,正常疏水不能逐级自流时。

每个加热器的疏水管路上均设有疏水调节阀,用于控制加热器正常水位。危急疏水道上的调节阀受加热器高水位信号控制。每个调节阀前后均装有隔离阀。疏水流经疏水阀时,会受阀芯节流的影响,阀后的疏水势必将汽化,造成水汽两相流动,导致管道磨损和振动,且产生噪音。为使其影响减到最小,采取以下预防措施:①疏水阀尽可能地布置在靠近接受疏水的设备处,缩短疏水阀后疏水管道的长度,并且疏水阀后管道选用管径大,管壁厚,材质好的管道。②布置在疏水调节阀下游的第一个弯头以三通代替,在三通的直通出口装设不锈钢堵板。

汽封冷却器的疏水经U形水封管疏入凝汽器。

加热器疏水系统的设计按ASME TDP-1标准(汽轮机防进水的推荐措施)进行。

每台加热器(包括除氧器)均设有启动排气和连续排气,以排除加热器中的不凝结气体。所有高压加热器的汽侧启动排气排大气,连续排气均接至除氧器。低压加热器汽侧的启动排气和连续排气均单独接至凝汽器中。所有加热器的水侧放气都排大气。除氧器排气不分连续排气和启动排气均排大气。连续排气均设有节流孔板,其容量按能通过0.5%加热器最大加热流量选取。

#### 4.2.7 辅助蒸汽系统

辅助蒸汽系统为全厂提供公用汽源。

本工程每台机设一根压力为0.8~1.3MPa(g),温度为320~380℃的辅助蒸汽联箱。二期

辅助蒸汽母管与一期辅汽母管连接,做到互为备用。第一台机组启动及低负荷时辅助蒸汽来自启动锅炉房( $\sim 50\text{t/h}$ ,  $13\text{kgf/cm}^2(\text{g})$ )。机组正常运行后,辅助蒸汽来源主要为运行机组的冷再热蒸汽(减压后)和四段抽汽。机组投入运行时,机组的启动用汽、低负荷时辅助汽系统用汽、机组跳闸时备用汽及停机时保养用汽都来自全厂辅汽母管。当高压缸的排汽参数略高于辅助蒸汽系统用汽的参数时,即可切换到由本机高压缸排汽供给。辅助蒸汽管道设计要满足给水泵汽轮机对蒸汽流量的需求。

二期辅助蒸汽母管还将与一期辅汽母管通过管道相连接,二期机组投产时所需启动辅助蒸汽将从一期供应。二期几台机组相继投产后,或启动锅炉房拆除后,一期机组启动也可依赖二期机组供汽。

辅助蒸汽系统供除氧器启动用汽、小汽机调试及启动用汽、汽机轴封、锅炉空气预热器吹灰、锅炉燃油吹扫用汽、磨煤机灭火用汽、锅炉露天防冻用汽等,其供汽参数满足这几个用户的要求。

机组启动用汽约  $44\text{t/h}$ ,正常运行时用汽  $28\text{t/h}$ 。辅助蒸汽系统的供汽能力按一台机组启动和另一台机组正常运行的用汽量之和考虑,约  $72\text{t/h}$ 。机组辅助蒸汽系统蒸汽用户用汽量平衡表见表 4.2-1。

表 4.2-1 机组辅助蒸汽系统蒸汽用户用汽量平衡表

| 序号                                    | 项目名称        | 单位  | 单 机<br>启 动 | 单 机<br>运 行 | 单 机 甩<br>负 荷 | 一机运行,<br>一机启动 | 一机运行,<br>一机检修 | 两机正常运行  |         |
|---------------------------------------|-------------|-----|------------|------------|--------------|---------------|---------------|---------|---------|
|                                       |             |     |            |            |              |               |               | 1 号机组   | 2 号机组   |
|                                       | 辅汽压力        | MPa | 0.6~1.3    | 0.6~1.3    | 0.6~1.3      | 0.6~1.3       | 0.6~1.3       | 0.6~1.3 | 0.6~1.3 |
| 一                                     | 用户:         |     |            |            |              |               |               |         |         |
| 1*                                    | 除氧器加热       | t/h | 50         |            |              | 50            |               |         |         |
| 2                                     | 除氧器稳压       |     |            |            | 20           |               |               |         |         |
| 3*                                    | 小机调试/启动用汽   | t/h | 10         |            |              | 10            | 10            |         |         |
| 4                                     | 汽封用汽        | t/h | 6          |            |              | 6             |               |         |         |
| 5                                     | 空予器吹灰(短时)   | t/h | 15         | 15         | 15           | 15            | 15            | 15      | 15      |
| 6                                     | 磨煤机蒸汽灭火(短时) | t/h | 10         | 10         | 10           | 10            | 10            | 10      | 10      |
| 7                                     | 露天防冻        | t/h | 3          | 3          | 3            | 3x2           | 3x2           | 3       | 3       |
| 8*                                    | 燃油吹扫蒸汽      | t/h |            |            |              |               | 3             |         |         |
|                                       | 最大必需用量      | t/h | 50         | 28         | 48           | 87            | 44            | 28      | 28      |
| 二                                     | 汽 源         |     |            |            |              |               |               |         |         |
| 1                                     | 启动锅炉供汽      | t/h | 50         |            |              |               |               |         |         |
| 2                                     | 运行机组冷段来汽    | t/h |            |            | 48           | 27            |               |         |         |
| 3                                     | 运行机组四段抽汽    | t/h |            | 28         |              | 60            | 44            | 28      | 28      |
|                                       | 合计          | t/h | 44         | 28         | 48           | 87            | 44            | 28      | 28      |
| 三                                     | 收支平衡        | t/h | 0          | 0          | 0            | 0             | 0             | 0       | 0       |
| 注: 1.系统计算不考虑两台机组同时启动, 同时甩负荷。          |             |     |            |            |              |               |               |         |         |
| 2.不考虑一台机组处于低负荷工况下启动另一台机组。             |             |     |            |            |              |               |               |         |         |
| 3.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。 |             |     |            |            |              |               |               |         |         |

ECEPDI / ZEPDI

热机部分

说明书

工程检索号: 30-F302101C 33-F302101C

第 37 页

---

2004 年 3 月  
设计

华能玉环电厂工程初步

辅助蒸汽系统的所有疏水全部送至辅助蒸汽系统的疏水扩容器。每台机组设一台疏水扩容器，布置在除氧间中间层。疏水扩容器出口分二路，当水质合格时排入凝汽器以回收工质，不合格时排入锅炉疏水扩容器。

4.2.8 厂内循环水及开式冷却水系统

循环水采用海水作水源的一次升压直流供水系统，为凝汽器、开式循环冷却水系统提供冷却水，按单元制设计。两根来自厂房外的循环水管道先后经低压凝汽器和高压凝汽器排入厂房外的循环水管。在低压凝汽器水侧进口和高压凝汽器水侧出口的循环水管道上设有电动蝶阀，以便隔离凝汽器。凝汽器管子采用钛管。由于当地海水的含砂量较高，根据浙江各沿海电厂的运行经验，本期不考虑配置胶球清洗装置。为了防止凝汽器钛管受中海生物影响，循环水采用加氯处理。考虑到以后电厂附近海水水质有可能杂质增多，因此在凝汽器循环水进水管上预留二次滤网，方便电厂可根据将来具体运行情况考虑增加该设备，以保证长期良好的传热效果和凝汽器的真空度。

开式循环冷却水系统由电动旋转滤网、开式冷却水升压泵、闭式循环冷却水热交换器以及连接管道阀门等组成。供水管取自主厂房 A 列外凝汽器循环水进水总管，冷却水回水接入 A 列外凝汽器循环水出水总管。该系统中的设备均按 100%容量两台配置，并联连接，一台运行一台备用，不考虑交叉运行。

因冷却介质为海水，系统中闭式水热交换器传热管材料采用钛管或钛板（在设备招标时确定），其他设备和管道及附件也采用耐海水型或应用相关防腐措施。闭式水热交换器进口管道上装设可调节的电动蝶阀。闭式水热交换器也不设胶球清洗装置。

表 4.2-2 开式循环冷却水系统冷却水用户用水量统计表(暂定):

| 序号 | 冷却水用户名称         | 台数  |      | 耗水量(t/h) |      | 备注     |
|----|-----------------|-----|------|----------|------|--------|
|    |                 | 总台数 | 运行台数 | 每台水量     | 运行水量 |        |
| 1  | 闭式循环冷却水热交换器(管式) | 2   | 1    | 4500     | 4500 |        |
|    | 闭式循环冷却水热交换器(板式) | 2   | 1    | 3300     | 3300 |        |
| 2  | 水环式真空泵冷却器       | 2   | 2    | 120      | 240  | 真空泵方案1 |
|    | 水环式真空泵冷却器       | 3   | 3    | 80       | 240  | 真空泵方案2 |
|    | 总量（每台机组）        |     |      |          | 4740 | 管式热交换器 |
|    | 总量（每台机组）        |     |      |          | 3540 | 板式热交换器 |

4.2.9 闭式循环冷却水系统

由于本工程地处海滨, 为了节约淡水, 并考虑到用水设备的材质, 除凝汽器、闭式冷却水热交换器、水环式真空泵冷却器采用海水冷却的开式冷却水系统, 其余设备全部采用闭式循环冷却水系统 (单元制)。闭式冷却水用户及用水量见下表:

表 4.2-3 闭式循环冷却水系统冷却水用户用水量统计表 (暂定)

| 序号 | 冷却水用户名称         | 台数  |      | 耗水量(t/h) |      | 备注 |
|----|-----------------|-----|------|----------|------|----|
|    |                 | 总台数 | 运行台数 | 每台水量     | 运行水量 |    |
| 1  | 主汽轮机润滑油冷却器      | 2   | 1    | 250      | 250  |    |
| 2  | 给水泵汽轮机润滑油冷却器    | 4   | 2    | 100      | 200  |    |
| 3  | 汽动给水泵前置泵密封冷却水   | 2   | 2    | 5        | 10   |    |
| 4  | 汽动给水泵密封轴封冷却水    | 2   | 2    | 15       | 30   |    |
| 5  | 电动给水泵密封轴承冷却水    | 1   | 1    | 15       | 15   |    |
| 6  | 电动给水泵前置泵密封轴承冷却水 | 1   | 1    | 5        | 5    |    |
| 7  | 电动给水泵电动机空冷器     | 1   | 1    | 50       | 50   |    |
| 8  | 电动给水泵工作油冷却器     | 1   | 1    | 100      | 100  |    |
| 9  | 电动给水泵润滑油冷却器     | 1   | 1    | 50       | 50   |    |
| 10 | 凝泵电动机冷却水        | 2   | 1    | 30       | 30   |    |
| 11 | 凝泵轴承冷却水         | 2   | 1    | 10       | 10   |    |
| 12 | 氢密封油冷却器         | 2   | 1    | 30       | 30   |    |
| 13 | 发电机定子水冷却器       | 2   | 1    | 140      | 140  |    |
| 14 | 发电机氢冷却器         | 4   | 4    | 300      | 1200 |    |
| 15 | 氢气干燥器           | 2   | 1    | 2        | 2    |    |
| 16 | 锅炉取样冷却器         | 1   | 1    | 30       | 30   |    |
| 17 | 引风机润滑油冷却器       | 2   | 2    | 20       | 40   |    |
| 18 | 一次风机润滑油冷却器      | 2   | 2    | 14       | 28   |    |
| 19 | 送风机润滑油冷却器       | 2   | 2    | 10       | 20   |    |
| 20 | 空预器冷却水          | 2   | 2    | 0.72     | 1.44 |    |
| 21 | 锅炉启动循环泵         | 1   | 1    | 10       | 10   |    |

| 序号 | 冷却水用户名称   | 台数  |      | 耗水量(t/h) |      | 备注 |
|----|-----------|-----|------|----------|------|----|
|    |           | 总台数 | 运行台数 | 每台水量     | 运行水量 |    |
| 22 | 磨煤机润滑油冷却器 | 6   | 5    | 14.7     | 73.5 |    |
| 23 | 空压机设备冷却水  | 6   | 4    | 25       | 100  |    |
| 24 | 循环水泵冷却水   | 2   | 2    | 75       | 150  |    |
|    | 总量(每台机组)  |     |      |          | 2575 |    |

闭式循环冷却水系统采用除盐水作为冷却介质,可减少对设备的污染和腐蚀,使设备具有较高传热效率。同时又可防止流道阻塞,提高各主、辅设备运行的安全性和可靠性,大大减小设备的维修工作量。

系统设 100%容量的闭式循环冷却水泵和 100%容量的全钛水—水热交换器两套,在正常情况下,一套运行一套备用,在夏季当海水温度高时,可二套同时运行,以满足要求。

系统设有一只高位布置的膨胀水箱,其作用是对系统起到稳定压力,消除流量波动和吸收水的热膨胀等作用,并且给冷却水泵提供足够的净正吸水头。闭式循环冷却水系统的补水和启动前对系统的充水都通过膨胀水箱进行。在运行时,膨胀水箱的水位由补水调节阀进行控制,补水自凝结水系统中凝结水精处理设备出口接出。启动前系统的充水来自凝结水储水箱,由凝结水输送泵输入。

对温度调节要求较高的冷却用户,如汽轮机和小汽机的润滑油冷却器、发电机氢气冷却器、发电机水冷系统等,在其进口管道设有单独的温度调节阀。采用进水调节,可降低冷却设备的工作压力,有利于设备的安全运行。

2 台机组闭冷水系统均能分别向空压机、锅炉取样冷却器提供冷却水,互相满足事故供水,并考虑服务水在全部机组停运时向空压机提供冷却水。

#### 4.2.10 抽真空系统

该系统在机组启动初期将主凝汽器汽侧空间以及附属管道和设备中的空气抽出以达到汽机启动要求;机组在正常运行中除去凝汽器空气区积聚的非凝结气体。

考虑到大容量设备选型的要求,凝汽器汽侧抽真空系统设置 2 套 100%容量(方案 1)或 3 套 50%容量(方案 2)的水环式真空泵,在设备招标时确定最终方案。真空泵与低压凝汽器壳体连接,在凝汽器内部高压抽真空系统连接到低压抽真空系统。正常运行时,一套真空泵作为备用。在机组启动时,所有真空泵可一起投入运行,这样可以更快地建立起所需要的真空度,从而缩短机组启动时间。

高、低压凝汽器水侧还设有水室真空泵，能连续抽除凝汽器水室中积存的空气，以保证循环水虹吸，提高热交换效率。

每台凝汽器壳体上还设置 1 只带有滤网和水封的真空破坏阀。

#### 4.2.11 汽机润滑油净化、贮存和排空系统

每台汽轮发电机设有一套在线润滑油净化装置。两台汽轮发电机设置 1 台脏油/干净油组合贮油箱，其总容量约 80m<sup>3</sup>。润滑油净化装置除能净化处理主汽轮机、给水泵汽轮机油箱的油，也能对贮油箱中的脏油进行净化处理。本系统还设有润滑油输送油泵，用于贮油箱和汽轮机主油箱之间润滑油的输送。主汽轮机主油箱、给水泵汽轮机油箱、润滑油贮油箱分别设有事故放油管道，其放油排至布置在汽机房外的事故排油池。

#### 4.2.12 主要汽水管道规格参数一览表

根据《火力发电厂汽水管道设计技术规定》以及《火力发电厂汽水管道零件及部件典型设计（2000 版）》及 ASTM 和 DIN 标准，本工程主要汽水管道规格选择结果如下：

表 4.2-4 机组主要汽水管道规格参数表

| 序号 | 管道名称        | 设计压力<br>MPa | 设计温度<br>℃ | 流量<br>t/h | 管 材             | 直径×壁厚<br>mm×mm | 最大流速<br>m/s | 推荐流速<br>m/s |
|----|-------------|-------------|-----------|-----------|-----------------|----------------|-------------|-------------|
| 1  | 主蒸汽管道（方案 1） |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 半容量管        | 27.6        | 610       | 1476      | A335 P91        | Di349x103      | 57.26       | 40~60       |
|    | 连通管         | 27.6        | 610       | 1033      | A335 P91        | Di248x75       | 79.37       | 40~60       |
|    | 主蒸汽管道（方案 2） |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 半容量管        | 27.6        | 610       | 1476      | A335 P92        | Di349x72       | 57.26       | 40~60       |
|    | 连通管         | 27.6        | 610       | 1033      | A335 P92        | Di248x53       | 79.37       | 40~60       |
| 2  | 热再热蒸汽管道     |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 半容量管        | 7.237       | 608       | 1223      | A335 P91        | Di699x50       | 60.33       | 50~65       |
|    | 连通管         | 7.237       | 608       | 599       | A335 P91        | Di502x38       | 78.66       | 50~65       |
| 3  | 冷再热蒸汽管道     |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 主管          | 7.237       | 515       | 2536      | A691Cr1-1/4CL22 | Φ1067x38.1     | 38.41       | 30~45       |
|    | 支管          | 7.237       | 515       | 1223      | A691Cr1-1/4CL22 | Φ762x28.58     | 36.61       | 30~45       |
| 4  | 汽机高压旁路管道    |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 汽机高压旁路进口管道  | 27.6        | 610       | 1033      | A335 P91        | Di248x75       | 79.37       |             |
|    | 汽机高压旁路出口管道  | 7.237       | 515       | 1198      | A691Cr1-1/4CL22 | Φ762.x28.58    | 35.87       |             |

| 序号 | 管 道 名 称        | 设计压力<br>MPa | 设计温度<br>℃ | 流量<br>t/h | 管 材             | 直径×壁厚<br>mm×mm | 最大流速<br>m/s | 推荐流速<br>m/s |
|----|----------------|-------------|-----------|-----------|-----------------|----------------|-------------|-------------|
| 5  | 汽轮机低压旁路管道      |             |           |           |                 |                |             |             |
|    | 汽机低压旁路进口管道     | 7.237       | 608       | 599       | A335 P91        | Di502x38       | 78.66       |             |
|    | 汽机低压旁路出口管道     | 1.2         | 200       | 796       | A691Cr1-1/4CL22 | Φ914.x9.53     | 80.36       |             |
| 6  | 主给水管道          |             |           |           |                 |                |             | 2~6         |
|    | 主给水管道主管        | 35.5        | 297.7     | 2952      | 15NiCuMoNb5     | Φ610.x65       | 5.97        | 2~6         |
|    | 主给水管道半容量管      | 35.5        | 297.7     | 1476      | 15NiCuMoNb5     | Φ457.x50       | 5.40        | 2~6         |
|    | 主给水泵关断门前直管（汽泵） | 38.5        | 297.7     | 1476      | 15NiCuMoNb5     | Φ457.x55       | 4.84        | 2~6         |
|    | 主给水泵关断门后直管（汽泵） | 35.5        | 297.7     | 1476      | 15NiCuMoNb5     | Φ457.x50       | 5.40        | 2~6         |
|    | 主给水泵关断门前直管（电泵） | 38.5        | 297.7     | 738       | 15NiCuMoNb5     | Φ323.9x40      | 4.90        | 2~6         |
|    | 主给水泵关断门后直管（电泵） | 35.5        | 297.7     | 738       | 15NiCuMoNb5     | Φ323.9x36.     | 5.42        | 2~6         |
| 7  | 主凝结水管道         | 4           | 157.7     | 1970      | 20 钢            | Φ530x17        | 2.84        | 2~3.5       |
| 8  | 抽汽管道           |             |           |           |                 |                |             |             |
| ①  | 1 号高压加热器抽汽主管道  | 9.120       | 432.5     | 151       | 12Cr1MoV(暂定)    | Φ245x22        | 44.69       | 35~60       |
| ②  | 2 号高压加热器抽汽主管道  | 7.237       | 398.8     | 341       | 12Cr1MoV(暂定)    | Φ426x36        | 40.5        | 35~60       |
| ③  | 3 号高压加热器抽汽主管道  | 2.551       | 479.8     | 123       | 12Cr1MoV(暂定)    | Φ377x14        | 49.04       | 35~60       |
| ④  | 4#抽汽总管道        | 1.206       | 377.0     | 326       | 20 钢            | Φ820x19        | 45.38       | 35~60       |
| ⑤  | 除氧器抽汽管道        | 1.206       | 377.0     | 182       | 20 钢            | Φ630x15        | 42.88       | 35~60       |

| 序号 | 管 道 名 称        | 设计压力<br>MPa | 设计温度<br>℃ | 流量<br>t/h | 管 材  | 直径×壁厚<br>mm×mm | 最大流速<br>m/s | 推荐流速<br>m/s |
|----|----------------|-------------|-----------|-----------|------|----------------|-------------|-------------|
| ⑥  | 锅炉给水泵汽轮机低压汽源主管 | 1.206       | 377.0     | 168       | 20 钢 | Φ 630x15       | 39.81       | 35~60       |
| ⑦  | 锅炉给水泵汽轮机低压汽源支管 | 1.206       | 377.0     | 84        | 20 钢 | Φ 426x10       | 42.99       | 35~60       |
| ⑧  | 5 号低压加热器抽汽主管   | 0.615       | 295.7     | 129       | 20 钢 | Φ 630x9        | 46.78       | 35~60       |
| ⑨  | 6 号低压加热器抽汽主管   | 0.174       | 191.0     | 141       | 20 钢 | Φ 1020x14      | 40.81       | 35~60       |

4.3 主要辅助设备的选择

根据原规划设计总院、成套局联合颁发的电规发[1991]143 号文件通知，并满足玉环工程作为国家 863 计划的依托工程之一的要求，进行本工程主要辅助设备的选型。

辅机型式及裕量的确定，按《火力发电厂设计技术规程》(DL5000-2000)执行。

4.3.1 凝汽器

凝汽器采用双背压、双壳体、单流程、表面冷却式。底部采用轴承支座支撑，上部与低压缸排汽口之间的连接采用刚性连接。由于冷却介质为海水，因此凝汽器传热管采用钛管，管板采用复合钛板，水室采用衬胶保护以防海水腐蚀。管子与管板连接方式为胀接加密封焊。

凝汽器的设计应在汽轮发电机保持在 TMCR 工况下的出力及循环水入口温度 20℃，循环水温升 9℃，清洁系数 0.9 的条件下，凝汽器平均背压达到 4.9kPa(a)。同时还需校核夏季工况水温为 32℃和汽机 VWO 工况运行时的背压和冷却水管内流速<2.3m/s。凝汽器设计应符合 HEI（凝汽器）标准要求。

凝汽器单侧运行时，应保证机组能带 75%额定负荷。

凝汽器出口凝结水的含氧量应≤20 μ g/l。

凝汽器内设置汽轮机旁路三级减温减压装置。

表 4.3.-1 凝汽器主要技术数据

| 序号 | 项 目            | 单位                  | 数据        |
|----|----------------|---------------------|-----------|
| 1  | 凝汽器的总有效面积      | m <sup>2</sup>      | 49000     |
| 2  | 抽空气区的有效面积      | m <sup>2</sup>      | 2061      |
| 3  | 流程数/壳体数        |                     | 单/双       |
| 4  | VWO 工况循环水带走的净热 | kJ/s                | 1085175   |
| 5  | 传热系数           | W/m <sup>2</sup> .℃ | 3328/3459 |
| 6  | 循环水流量          | m <sup>3</sup> /s   | 31.06     |
| 7  | 管束内循环水最高流速     | m/s                 | 2.3       |
| 8  | 冷却管内设计流速       | m/s                 | 2.23      |
| 9  | 清洁系数           |                     | 0.9       |
| 10 | VWO 工况循环水温升    | ℃                   | 8.661     |
| 11 | 凝结水过冷度         | ℃                   | <0.5      |

| 序号 | 项 目           | 单位    | 数据         |
|----|---------------|-------|------------|
| 12 | 凝汽器设计端差       | ℃     | 6.322/5.58 |
| 13 | 水室设计压力        | MPa.g | 0.4        |
| 14 | 壳侧设计压力        | MPa.g | 0.098/Vac  |
| 15 | 凝汽器出口凝结水保证氧含量 | μg/l  | <20        |
| 16 | 管子总水阻         | kPa   | <65        |
| 17 | 凝汽器汽阻         | kPa   | <0.4       |
| 18 | 循环倍率(VWO 工况)  |       | 64.55      |
| 19 | 水室重量 (每个)     | kg    | ~14,000    |
| 20 | 凝汽器净重         | kg    | ~960,000   |
| 21 | 凝汽器重量 (运行时)   | kg    | ~2,350,000 |
| 22 | 凝汽器重量 (满水时)   | kg    | ~3,890,000 |

#### 4.3.2 高压加热器

每台机组配置 2×3 台 50%容量、卧式高压加热器。每台加热器均按双流程设计，由过热蒸汽冷却段、凝结段和疏水冷却段三个传热区段组成，为全焊接结构。

高压加热器按汽轮机最大连续出力(TMCR)工况作为容量设计选择的基础，并留有裕度。但管内流速在 VWO 工况下不超过 HEI 标准的规定。同时加热器在堵管 5%的情况下仍不影响其热力性能，并且在性能上应能适应汽轮机组变工况运行的要求。

高压加热器的设计标准为 HEI（表面式给水加热器）和 ASME 第Ⅷ部分第 1 分篇。

表 4.3-2 高压加热器的主要技术数据：（暂定）

| 序号 | 项 目          | 单 位      | 高压加热器    |          |          |
|----|--------------|----------|----------|----------|----------|
|    |              |          | HP1      | HP2      | HP3      |
| 1  | 制造商          |          | 待 定      |          |          |
| 2  | 型式           |          | 卧式、U 型管  |          |          |
| 3  | 数量           |          | 2        | 2        | 2        |
| 3  | TMCR 工况给水参数: |          |          |          |          |
|    | 流量           | t/h      | 2733/2   | 2733/2   | 2733/2   |
|    | 入口压力&温度      | MPa(a)/℃ | 32.2/273 | 32.3/217 | 32.4/188 |

|    |             |                |                 |             |             |
|----|-------------|----------------|-----------------|-------------|-------------|
| 4  | TMCR 工况抽汽参数 |                |                 |             |             |
|    | 流量          | t/h            | 67              | 156         | 59          |
|    | 入口压力&温度     | MPa(a)/℃       | 7.523/398.9     | 5.768/361.4 | 2.191/464.8 |
| 5  | TMCR 工况疏水温度 | ℃              | 278.6           | 222.6       | 193.7       |
| 6  | 壳 侧         |                |                 |             |             |
|    | 设计压力        | MPa(g)         | 9.12            | 7.24        | 2.55        |
|    | 设计温度        | ℃              | 433             | 400         | 480         |
|    | 材 料         |                | 暂缺              |             |             |
|    | 管 侧         |                |                 |             |             |
|    | 设计压力        | MPa(g)         | 35.5            | 35.5        | 35.5        |
|    | 设计温度        | ℃              | 300             | 280         | 220         |
|    | 管子材料        |                | 暂缺              |             |             |
|    | 管子外径×壁厚     | mm             | 16.0×1.8(2.11*) |             |             |
|    | 压 降         | MPa            | 暂缺              | 暂缺          | 暂缺          |
| 8  | 总的有效换热面积    | m <sup>2</sup> | 1600            | 1300        | 1250        |
| 9  | 管板材料        |                | SA350LF2        |             |             |
| 10 | 水室材料        |                | 暂缺              |             |             |
| 11 | 管子与管板连接方式   |                | 焊接加爆胀           |             |             |

标有“\*”的管子壁厚为高压加热器蒸汽冲刷区外圈的管子壁厚。

#### 4.3.3 低压加热器及疏水冷却器

每台机组配置 4 台低压加热器和 1 台疏水冷却器，按双流程设计。其中#7、#8 为独立式设计，置于凝汽器接颈部位；#5、#6 两台低压加热器采用卧式 U 形管，#5 加热器由蒸汽凝结段和疏水冷却段二个传热区段组成，#6 加热器由蒸汽凝结段组成。壳体均为全焊接结构，传热管采用不锈钢材料。

低压加热器及疏水冷却器按汽轮机组 TMCR 工况下的热平衡作为容量设计的基础，并留有裕度。但管内流速在 VWO 工况下不超过 HEI 标准的规定。同时加热器在堵管 5%的情况下仍不影响其热力性能，并且在性能上应能适应汽轮机组变工况运行的要求。

低压加热器及疏水冷却器的设计应符合 HEI（表面式给水加热器）标准和 ASME 规范第 VIII 部分第 1 分篇。

表 4.3-3 低压加热器的主要技术数据: (暂定)

| 序号 | 项 目           | 单 位            | 低压加热器        |       |            |       |
|----|---------------|----------------|--------------|-------|------------|-------|
|    |               |                | LP5          | LP6   | LP7        | LP8   |
| 1  | 制造商           |                | 待 定          |       | 上海动力设备有限公司 |       |
| 2  | 型 式           |                | 卧式U型管        | 卧式U型管 | 卧式U型管      | 卧式U型管 |
| 3  | TMCR 工况凝结水参数: |                |              |       |            |       |
|    | 流 量           | t/h            | 2087         | 1840  | 1840       | 1840  |
|    | 入口压力          | MPa(a)         | 4            | 4     | 4          | 4     |
|    | 入口温度          | ℃              | 121.9        | 83.1  | 59.9       | 34.7  |
| 4  | TMCR 工况抽汽参数   |                |              |       |            |       |
|    | 流 量           | t/h            | 118          | 129   | 79         | 87    |
|    | 入口压力          | MPa(a)         | 0.586        | 0.230 | 0.060      | 0.023 |
|    | 入口温度          | ℃              | 285.6        | 185.6 | 85.9       | 62.7  |
| 5  | TMCR 工况疏水温度   | ℃              | 127.8        | 124.7 | 85.9       | 62.7  |
| 6  | 壳 侧           |                |              |       |            |       |
|    | 设计压力          | MPa(g)         | 0.6          | 0.345 | 0.345/全真空  |       |
|    | 设计温度          | ℃              | 280          | 200   | 120        | 120   |
|    | 材 料           |                | 暂缺           |       |            |       |
|    | 管 侧           |                |              |       |            |       |
|    | 设计压力          | MPa(g)         | 4            |       |            |       |
|    | 设计温度          | ℃              | 150          | 140   | 120        | 120   |
|    | 管子材料          |                | A688-type304 |       |            |       |
|    | 管子外径×壁厚       | mm             | 16.0×0.9     |       |            |       |
|    | 压 降           | MPa            | 暂缺           | 暂缺    | 0.1        | 0.13  |
|    | 总的有效换热面积      | m <sup>2</sup> | 1665         | 1620  | 1511       | 1812  |
|    | 管板材料          |                | 20MnMo       |       |            |       |
|    | 水室材料          |                | 暂缺           |       |            |       |
|    | 管子与管板连接方式     |                | 胀接           |       |            |       |

表 4.3-4 疏水加热器的主要技术数据:

| 序号 | 项 目           | 单 位            | 疏水加热器        |
|----|---------------|----------------|--------------|
| 1  | 制造商           |                | 上海动力设备有限公司   |
| 2  | 型 式           |                | 卧式U型管        |
| 3  | TMCR 工况凝结水参数: |                |              |
|    | 流 量           | t/h            | 1840         |
|    | 入口压力          | MPa(a)         | 4            |
|    | 入口温度          | ℃              | 31.4         |
| 4  | TMCR 进疏水参数    |                |              |
|    | 流 量           | t/h            | 79/87        |
|    | 入口压力          | MPa(a)         | 0.06/0.025   |
|    | 入口温度          | ℃              | 85.9/62.7    |
| 5  | TMCR 工况疏水温度   | ℃              | 37           |
| 6  | 壳 侧           |                |              |
|    | 设计压力          | MPa(g)         | 4            |
|    | 设计温度          | ℃              | 120          |
|    | 材 料           |                | SA516 Gr.70  |
|    | 管 侧           |                |              |
|    | 设计压力          | MPa(g)         | 0.345/全真空    |
|    | 设计温度          | ℃              | 120          |
|    | 管子材料          |                | A688-type304 |
|    | 管子外径×壁厚       | Mm             | 19.5×0.89    |
|    | 压 降           | MPa            | 0.02         |
|    | 总的有效换热面积      | m <sup>2</sup> | 368          |
|    | 管板材料          |                | 20MnMo       |
|    | 水室材料          |                | SA516Gr.70   |
|    | 管子与管板连接方式     |                | 胀接           |

## 4.3.4 除氧器及水箱

除氧器按汽轮机 TMCR 工况下的参数作为容量设计的基础，并能满足汽轮机阀门全开工况（VWO）的运行要求。除氧器最大出力不应小于 BMCR 蒸发量 105%时所需给水量。除氧器的设计应符合 HEI 标准（除氧器）和 ASME 规范第Ⅷ篇第 1 分篇的要求。

除氧器采用卧式，直接布置在水箱上，采用喷雾除氧（恒速喷嘴）和深度除氧两段除氧，其出水含氧量小于 5 μg/l。

除氧器采用滑压运行方式，即除氧器的工作压力随汽轮机四段抽汽压力的变化而变化。当 4 段抽汽的压力低至一定数值时，自动切换至辅助蒸汽。除氧器也能适应定压运行方式。

除氧水箱有效容积为 280m³，能满足锅炉最大蒸发量 5.7 分钟给水消耗量。除氧水箱内设置再沸腾管。

表 4.3-5 除氧器及水箱技术数据（暂定）

| 编号 | 名 称      | 单位   | 除氧器       | 给水箱      |
|----|----------|------|-----------|----------|
| 1  | 型式       |      | 卧式、喷雾淋水盘式 | 卧式       |
| 2  | 运行方式     |      | 定/滑压运行    | 定/滑压运行   |
| 3  | 设计压力     | MPa  | 1.35/全真空  | 1.35/全真空 |
| 4  | 设计温度     | ℃    | 380       | 200      |
| 5  | 工作压力(最高) | MPa  | 1.136     | 1.136    |
| 6  | 工作温度(最高) | ℃    | 363.7     | 185      |
| 7  | 额定出力     | t/h  | 3000      | /        |
| 8  | 最大出力     | t/h  | 3100      | /        |
| 9  | 水箱有效容积   | m³   | /         | 280      |
| 10 | 出水含氧量    | μg/l | /         | ≤5       |

4.3.5 给水泵及驱动装置

本工程给水泵配置选用 2×50%容量汽动泵和 1×25%BMCR 容量电动泵的方案。

对汽动给水泵的台数和容量选择，决定于多种因素。配 100%容量汽动泵，单泵在机组 40～100%负荷范围，泵与主机的负荷相匹配，调节比较方便。低于 40%负荷，则切换至备用汽源，也能保证机组正常运行。虽然 100%容量泵比 2×50%容量泵方案投资省，运行经济性高，但 100%全容量汽动给水泵组故障时机组只能降负荷运行，影响电厂的可用率。配 2×50%容量汽动泵，优点是一台汽动泵组故障时，备用电泵自动启动投入后仍能带 80%负荷以上运行。给水泵的可靠性对机组运行影响极大，考虑到国际上已运行的 1000MW 机组多采用 2×50%汽动给水泵方

案，本工程目前也按 2×50%汽动给水泵设计。

备用电动泵的容量选择，主要考虑到启动方便，可靠，经济性等因素。对于 2×50%汽动泵方案，根据规程规定，宜设置一台 25%~35%的启动备用电动泵。当一台汽动泵事故，则启动备用电动泵，汽机仍可带 80%以上负荷运行。由于本工程高压厂用电采用 6kV 等级，给水泵配用的电动机容量将受到一定的限制。同时参考国际同容量和参数机组的普遍配置，本次设计按 1×25%电动调速泵方案考虑。

给水泵的额定容量出水按给水系统的最大运行流量再加 10%裕量进行选择。入口流量还应考虑再热器减温水量(中间抽头)及密封水泄漏量。扬程也按在 VWO 工况下运行并留有裕量设计。

汽动泵的前置泵由给水泵汽轮机驱动，电动泵的前置泵与电动泵采用同一电动机驱动。

给水泵汽轮机为单缸、双流、凝汽式，汽源采用具有高、低压双路进汽的切换进汽方式，正常运行时，由主汽轮机的四段抽汽（至除氧器的抽汽）供给，启动和低负荷时由冷段蒸汽系统供给，调试时由辅助蒸汽系统供给，同时辅助蒸汽系统也可满足给水泵汽轮机启动要求。给水泵汽轮机排汽向下直接排入凝汽器。每台给水泵汽轮机各自设有一套润滑和控制油系统。

经过对国内主要辅机制造厂的调研，以及国外主要辅机厂介绍，考虑到本工程给水泵容量较大，参数较高，同时为了保证设备的整体质量，建议给水泵及其前置泵采用进口设备。液力偶合器采用进口设备，调速范围 1300~6000r/min，调节方式采用电动勺管。

给水泵汽轮机：由于本工程给水泵汽轮机的容量大，国内各制造厂均无实绩，故采取国际招标方式确定制造方。

表 4.3-6 汽动给水泵及前置泵主要技术数据(暂定)

| 编号 | 项 目    | 单位                | 前置泵  | 给水泵   |
|----|--------|-------------------|------|-------|
| 1  | 型式     |                   | 双吸单级 | 筒式多级泵 |
| 2  | 设计入口流量 | t/h               | 1640 | 1640  |
| 3  | 中间抽头流量 | t/h               | /    | 90    |
| 4  | 设计扬程   | mH <sub>2</sub> O | 185  | 3400  |
| 5  | 设计出口压力 | MPa               | 2.5  | 32    |
| 6  | 转速     | r/min             | 1480 | ~5500 |
| 7  | 效率     | %                 | 82   | 84    |
| 8  | 必需汽蚀余量 | mH <sub>2</sub> O | 5.7  | 50    |

表 4.3-7 电动给水泵及前置泵主要技术数据(暂定)

| 编 号 | 项 目      | 单 位               | 前 置 泵 | 给 水 泵 |
|-----|----------|-------------------|-------|-------|
| 1   | 型式       |                   | 双吸单级  | 筒式多级泵 |
| 2   | 设计入口流量   | t/h               | 865   | 865   |
| 3   | 中间抽头流量   | t/h               | /     | 90    |
| 4   | 设计扬程     | mH <sub>2</sub> O | 185   | 2600  |
| 5   | 设计出口压力   | MPa               | 2.28  | 25.2  |
| 6   | 转速       | r/min             | 1480  | 5175  |
| 7   | 效率       | %                 | 82    | 84    |
| 8   | 泵入口 NPSH | mH <sub>2</sub> O | 5.2   | 37    |
| 9   | 电动机功率    | kW                | 7500  |       |
| 10  | 电压       | V                 | 6000  |       |

表 4.3-8 给水泵汽轮机主要技术规范数据(暂定)

| 编 号 | 项 目    | 单 位    |                           |
|-----|--------|--------|---------------------------|
| 1   | 型式     |        | 单缸、双流、凝汽式、双进<br>汽自动切换、下排汽 |
| 2   | 调节系统型式 |        | DEH                       |
| 3   | 进汽汽源   |        | 高压汽源（冷段蒸汽）；低压<br>汽源（四级抽汽） |
| 4   | 高压进汽压力 | MPa(a) | 6.393                     |
| 5   | 高压进汽温度 | ℃      | 377.8                     |
| 6   | 低压进汽压力 | MPa(a) | 1.196                     |
| 7   | 低压进汽温度 | ℃      | 364.2                     |
| 8   | 排汽压力   | kPa(a) | 5.4/6.4                   |
| 9   | 转速调节范围 | r/min  | 3000~6000                 |
| 10  | 额定功率   | kW     | 17000                     |
| 11  | 最大连续功率 | kW     | 20000                     |

#### 4.3.6 凝结水泵

凝结水泵为二台 100%容量（方案 1）或 3 台 50%容量（方案 2）的立式筒型泵(在设备评标

阶段确定)，一台备用。全容量的凝泵的容量满足汽机 VWO 工况下的凝结水流量，再加上 10%的裕量。其扬程也按在 VWO 工况下运行并留有裕量，且能适应机组变工况运行的要求。

由于国内接近本工程大容量凝结水泵还没有制造运行实绩，故暂按进口设备考虑。

表 4.3-9 凝结水泵主要技术数据：(暂定)

| 序号 | 名 称   | 单 位               | 方案 1            | 方案 2            |
|----|-------|-------------------|-----------------|-----------------|
| 1  | 型式    |                   | 电动、立式、多级、筒型、离心泵 | 电动、立式、多级、筒型、离心泵 |
| 2  | 容量/数量 | /                 | 100%x2          | 50%x3           |
| 3  | 流量    | m³/h              | 2216            | 1108            |
| 4  | 扬程    | mH <sub>2</sub> O | 320             | 320             |
| 5  | 转速    | r/min             | 1485            | 1485            |
| 6  | 效率    | %                 | 84              | 84              |
| 7  | 最小流量  | m³/h              | 665             | 333             |
| 8  | 电动机功率 | kW                | 2500            | 1250            |
| 9  | 电动机电压 | V                 | 6000            | 6000            |

4.3.7 汽机旁路装置

汽轮机旁路装置采用高、低压两级串联旁路系统，根据主机的初步要求，容量为 30～35%BMCR，在机炉匹配完成后具体确定。旁路的执行机构应能快速动作，根据容量及参数要求，采用液动方式。旁路系统能适应机组定压和滑压运行，改善机组冷态、温态和热态的启动性能，保证再热器不干烧。经调研，国内各制造厂均表示无此制造能力，故本工程汽轮机旁路装置采用进口设备。

表 4.3-10 旁路的主要技术数据(暂定)

| 序号 | 项 目    | 单 位 | 高压旁路 | 低压旁路 |
|----|--------|-----|------|------|
| 1  | 制造商    |     | 进口   | 进口   |
| 2  | 型式     |     | 角式   | 角式   |
| 3  | 旁路阀的数量 | 个   | 1    | 2    |

|    |              |        |             |             |
|----|--------------|--------|-------------|-------------|
| 4  | 旁路阀开启时间      | s      | <3          | <3          |
| 5  | 旁路蒸汽流量       | t/h    | 1033        | 1198        |
| 6  | 旁路阀设计压力/运行压力 |        |             |             |
|    | 阀门上游         | MPa(a) | 27.6/26.25  | 7.237/5.746 |
|    | 阀门下游         | MPa(a) | 7.237/6.393 | 1.2/0.8     |
| 7  | 旁路阀设计温度/运行温度 |        |             |             |
|    | 阀门上游         | ℃      | 610/600     | 608/600     |
|    | 阀门下游         | ℃      | 399/378     | 200/180     |
| 8  | 减温水流量        | t/h    | 165         | 395         |
| 9  | 减温水温度        | ℃      | 191         | 30.8        |
| 10 | 减温水压力        | MPa    | 33          | 3.0         |

#### 4.3.8 闭式冷却水热交换器

闭式冷却水热交换器能满足机组从启动到最大出力时各种负荷下运行的冷却水要求,并留有一定的裕量。换热面积按最高计算冷却水温计算确定。

目前国内热交换器主要有两种形式:管式和板式。板式热交换器优点是传热系数高,结构紧凑检修场地小。缺点是在运行中一旦结垢,易堵塞无法清洗,检修工作量较大。管壳式热交换器运行可靠,但造价高,占地面积大。本工程现暂按管式或板式热交换器均考虑,在设备招标阶段确定。

表 4.3-11 闭式冷却水热交换器的主要技术数据: (暂定)

| 序号 | 名 称      | 单位     | 方案 1  | 方案 2  |
|----|----------|--------|-------|-------|
| 1  | 型式       |        | 管壳式   | 板式    |
| 2  | 设计流量     |        |       |       |
|    | 闭式水(除盐水) | t/h    | ~3000 | ~3000 |
|    | 开式水(海水)  | t/h    | ~4500 | ~3300 |
| 3  | 闭式水侧     |        |       |       |
|    | 设计进口水温   | ℃      | 42    | 42    |
|    | 设计出口水温   | ℃      | 37    | 37    |
|    | 设计压力     | MPa(g) | 1     | 1     |
| 4  | 开式水侧     |        |       |       |

|  |        |        |      |      |
|--|--------|--------|------|------|
|  | 设计进口水温 | ℃      | 33   | 33   |
|  | 设计出口水温 | ℃      | 37.5 | 37.5 |
|  | 设计压力   | MPa(g) | 0.6  | 0.6  |

4.3 节约用水及减少工质损失的措施

因本工程所在地区淡水资源有限，所以节约淡水非常重要。工业水系统采用闭式循环冷却水系统，这样提高了淡水的利用率，减少淡水损失。

本期工程在减少工质损失方面的措施还有：汽轮机采用二级串联旁路系统，减少机组起、停及事故情况下的工质损失；给水泵密封水回水通过多级水封直接排至凝汽器（暂定）；设备和蒸汽管道的启动疏水和经常疏水，当水质不合格时，接至锅炉疏水扩容器；当水质合格时均接至凝汽器或由疏水泵加压后送至除氧器，以减少凝结水的损失。设备、管道的有压放水排至锅炉疏水扩容器，无压放水接至汽机房 A 列外工业废水管道经处理后回收利用。

锅炉疏水扩容器排水经杂用水掺水降温后排至机组排水槽。空气预热器冲洗排水排至布置在两炉之间的机组排水槽，由排水泵送至全厂废水处理站进行处理，回收再利用。主厂房内含油废水集中处理后送至除灰系统，以回收利用。

4.4 热力系统的主要经济指标

热力系统的主要经济指标（额定工况理论计算值）如下（每台机组）：

|      |                     |                      |       |
|------|---------------------|----------------------|-------|
| (1)  | 发电功率                | MW                   | 1000  |
| (2)  | 年利用小时数              | h                    | 5500  |
| (3)  | 年发电量                | 10 <sup>9</sup> kW·h | 5.5   |
| (4)  | 汽轮发电机组保证热耗(TMCR 工况) | kJ/kW·h              | 7316  |
| (5)  | 锅炉保证效率(汽机额定工况)      | %                    | 93.65 |
| (6)  | 管道效率                | %                    | 98    |
| (7)  | 发电热效率               | %                    | 45.16 |
| (8)  | 标准煤耗                | g/kW·h               | 272   |
| (9)  | 厂用电率                | %                    | 6.5   |
| (10) | 发电厂供电热效率            | %                    | 42.22 |
| (11) | 供电标准煤耗              | g/kW·h               | 290.9 |

## 5、 系统运行方式

### 5.1 机组启动条件及启动系统

#### 5.1.1 启动汽源

机组启动汽源来自本工程的 50t/h 的启动锅炉，启动锅炉的燃料为轻柴油，燃油采用机械雾化方式。启动锅炉出口蒸汽参数为 $\sim 300^{\circ}\text{C}$ ，1.27MPa (g)。本期工程每台机组也均设有专用辅助蒸汽系统并相互联接，可相互提供启动汽源。

#### 5.1.2 水源

本期工程淡水来自海水淡化。来自化学水处理车间的除盐水输送至 500m<sup>3</sup> 凝结水贮存水箱。机组启动前除氧器水箱、锅炉和凝汽器热井的上水工作以及闭式循环冷却水系统的充水工作由凝结水输送泵来完成。凝汽器冷却水和开式冷却水系统均由循环水系统的循环水泵提供海水冷却水源。

#### 5.1.3 厂用电

为满足机组起停、运行及安全保护要求，电气专业设计有 6000V 厂用电、380V/220V 厂用电、用作保安电源的应急柴油发电机和不停电电源(UPS)。根据设备用电要求以及保安需要选择供电方式。启动时，这些系统必须投入或可用。

#### 5.1.4 锅炉启动点火用油

锅炉启动点火用 0 号轻柴油，由全厂燃油系统提供，详见 3.5 节点火及助燃油系统。

#### 5.1.5 机组启动旁路

汽轮机装有 30~35%容量的旁路系统，以加快机组的启动速度，详见 4.2.2 节汽轮机旁路系统。

### 5.2 主要控制方式

5.1.6 各台机组布置在一个集控室内，通过 CRT 和鼠标进行监控，完成对机组的启动、停机、正常运行和事故处理，确保机组的安全经济运行。

5.1.7 机组的主要监视系统有：分散控制系统（DCS）、汽机数字电液调节系统（DEH）、汽机本体监视仪表（TSI）、汽机紧急跳闸系统（ETS）、给水泵汽机调速控制系统（MEH）、汽机旁路控制系统（TBP）以及厂级监控信息系统（SIS）和管理信息系统（MIS）。

5.1.8 机组采用以微处理器为基础的分散控制系统（DCS），实现对机、炉、发电机及工艺系统的监控。分散控制系统主要功能有模拟量控制（MCS）、数据采集（DAS）、锅炉炉膛安全监控系统（FSSS）和顺序控制（SCS）。

- 5.1.9 汽轮机数字电液调节系统(DEH)的主要功能是转速和负荷控制。
- 5.1.10 汽机旁路控制系统 (TBP)，该系统能有效地缩短冷态和热态工况下汽机的启动时间，保护再热器。
- 5.1.11 厂级监控信息系统 (SIS) 的主要功能是监控协调全厂的工艺系统和经济负荷的分配，满足电网的电量需要和电厂的经济运行。
- 5.1.12 全厂公用辅助系统（如化学补给水、净水、废水等）和机组辅助系统（如凝结水精处理、化学加药、汽水分析等）的控制，采用可编程控制器（PLC）和工控机构成的监控系统，实施各系统就近集中监控。

5.3 机组启动方式

机组启动方式为滑参数启动，启动条件有冷态启动、温态启动、热态启动和极热态启动等。机组在不同状态下时，采用高中压缸联合冲转方式带旁路启动。

从汽机冲转到机组带满负荷需要的时间预计为：

| 启动方式  | 单位  | 时间  |
|-------|-----|-----|
| 冷态启动  | min | 325 |
| 温态启动  | min | 125 |
| 热态启动  | min | 55  |
| 极热态启动 | min | 29  |

5.4 机组运行方式

机组能从 T-MCR 负荷到与锅炉相一致的最低负荷的范围内稳定运行，采用带补汽调节阀的定—滑运行方式。

机组正常运行时允许的负荷变化率为：

- 在 50%～100%T-MCR 时
- ≥5% /min
- 在 30%～50% T-MCR 之间时
- ≥3% /min
- 在 30%T-MCR 以下时
- ≥2% /min
- 在负荷阶跃时
- ≥10% /min

在变负荷运行时，锅炉具有足够的安全可靠性，以适应系统或控制装置在运行中产生的偏差。

## 5.5 机组停用及事故处理

本工程设计考虑了辅机故障减负荷工况。在不同运行工况下, 锅炉汽机协调控制系统、锅炉燃烧控制系统、汽轮机调速控制系统以及汽轮机旁路系统能自动调节, 锅炉按程序自动减负荷对角切除燃料, 汽轮机有关进汽、抽汽阀以及疏水阀按控制要求开启或维持到相应的阀位, 以适应不同运行工况, 并对主要设备和系统进行保护。

## 5.6 机组及辅机系统的安全保护和运行注意事项

5.6.1 锅炉保护。本工程采用了炉膛安全监控系统(FSSS)对锅炉实施灭火保护及炉膛负压高低保护。

5.6.2 汽轮机保护。本工程设计配置了如下几个主要控制保护系统。

5.6.2.1 采用数字式电液调节系统(DEH)对汽轮机进行甩负荷或超速保护。

5.6.2.2 汽轮机危急遮断系统(ETS)在汽机异常情况下动作, 关闭汽轮机所有进汽阀门。

5.6.2.3 汽轮机监视仪表系统(TSI)对汽轮机本体参数进行监视, 并连续送往 DEH 处理。

5.6.3 汽轮机防止进水措施

5.6.3.1 汽轮机本体, 所有进汽阀前管道上均设疏水阀, 根据汽机负荷自动开启。

5.6.3.2 各抽汽管道上均设有抽汽电动阀及快关抽汽逆止阀, 在甩负荷时能迅速隔断抽汽管路。

5.6.3.3 高压缸排汽管道上设温度监视。

5.6.4 发电机冷却水系统、密封油系统、润滑油系统根据厂家要求设计控制及保护。

5.6.5 主要辅机保护

5.6.5.1 给水泵设计了启动条件, 异常情况下的报警或停泵, 最小流量保护及备用连锁。

5.6.5.2 高压加热器、除氧器、低压加热器均设有水位保护, 除氧器有压力保护。

5.6.5.3 磨煤机、给煤机、一次风机、送风机及吸风机均设有启动条件, 异常工况下的报警或停车。

5.6.6 防爆、防噪声措施

5.6.6.1 过热器和再热器安全阀排汽、一次风机入口、送风机入口、柴油发电机房、空气压缩机房均设置消声器, 轴流风机加隔音包覆等措施, 减少噪声污染。

5.6.6.2 所有压力容器均设有安全阀, 主蒸汽管、再热蒸汽管、低压给水管、辅助蒸汽母管及轴封供汽母管等均设安全阀, 以防爆防超压防止设备损坏, 保证环境安全。

## 6、主厂房布置

### 6.1 主厂房设计的主要原则

本期工程为新建工程,按  $2 \times 1000\text{MW}$  机组设计。

主厂房设计符合有关设计技术规程和规定,并借鉴 2000 年燃煤示范电厂的设计思路,拟采用可用率高,经济效益良好、技术先进的设计方案,为未来电厂参与“竞价上网”创造良好条件,做到工艺流程顺畅,布置合理,设有必要的检修设施和检修场地,解决好厂房内通风、采光、照明、消防、排水以及设备露天措施等问题,为电厂安全运行、操作和维护检修提供良好的工作环境。

主厂房布置采用四列式布置方案,布置顺序依次为汽机房—除氧间—煤仓间—锅炉房,炉后依次布置:电除尘器—引风机—烟囱。

主厂房采用钢结构, #2、#3 机组间栈桥上煤。主厂房扩建方向为右扩建(从汽机房向锅炉房看)。

汽机房运转层和夹层采用大平台布置,两机之间设中间检修场地,汽轮发电机组采取纵向顺列布置,机头朝向固定端。

锅炉为全钢架结构,露天布置,炉顶设轻型钢屋盖。

### 6.2 主厂房布置及主要尺寸的确定

#### 6.2.1 汽机房

本工程采用中速磨,考虑到运行及检修条件,主厂房的柱距定为 10m。上煤栈桥 2 档根据要求柱距定为 11m。固定端根据布置要求柱距定为 9.5m。机组之间各留一档 10m 做检修场地和 1.4m 的伸缩缝, #2、#3 机组之间留 2 档(上煤栈桥)和 1.4m 的伸缩缝。

考虑了各种起吊件的起吊高度,本工程轨顶标高暂定为 30.7m。

汽机房屋架下弦标高将根据汽机房行车高度而定,由于汽机房行车尚未招标确定,因此汽机房屋架下弦标高暂定为 34.5m,待设备确定后再行调整。

汽机房跨度为 34m,汽轮发电机组中心距 A 列柱 15m。汽轮发电机组为纵向顺列布置,汽轮机头朝向固定端,汽机房运转层采用大平台布置,汽机房分三层:底层(0.0 米),中间层(8.6 米),运转层(17.0 米)。汽轮发电机基座为岛式布置,给水泵汽轮机采用弹簧基座。

#### 1) 汽机房零米层

汽机房的零米层从固定端向扩建端顺次布置:电气配电室、闭式冷却水泵、闭式水热交换器、疏水扩容器、水室真空泵、凝汽器、轴封冷却器及轴封风机、凝结水泵、真空泵、定子水

冷却装置、发电机密封油装置、精处理装置及再生装置。

主汽、冷再热、热再热管道布置在机头前中间层下方。

凝汽器的循环水管从 A 列柱进出, 在其附近预留二次滤网位置。凝汽器抽钛管朝向 B 排。

汽轮机储油箱两台机组公用, 设在两台机组中间, 周围设围堰。

2、3 号机组间 0 米层布置仪用空压机、厂用空压机及后处理装置。

## 2) 汽机房中间层

汽机房夹层两端及两机中间为电气配电室。

在汽轮机的机座前端布置有汽轮机润滑油系统的油箱、油泵、油冷却器等设备, 主机润滑油系统布置在单独的房间内, 在 17 米运转层的相应位置留有起吊孔, 平时铺钢板。给水泵汽轮机油装置布置在小机基座上。高压旁路在汽机基座左前方。

两台凝汽器喉部分别布置 7 号和 8 号低压加热器, 抽芯朝向 C 排。靠 A 排柱一侧布置低压旁路装置及其排入凝汽器的管道, 发电机封闭母线从 A 排柱侧引出。

在靠近 B 排柱一侧, 给水泵汽轮机排汽口下部布置相应的排汽管道和排汽蝶阀。

中间层还布置轴封系统控制阀门站等。

## 3) 汽机房运转层

运转层为大平台结构, 每台机组配置的两台汽动给水泵组及电动给水泵组纵向布置在靠近 B 排柱侧。小汽机排汽口向下, 排汽至主机凝汽器。

在 1、2 号机组中间, 以及 3、4 号机组中间设运转层至零米的检修起吊孔。

系统阀门要布置在便于操作和检修的位置, 如无法满足要求要配置升降平台。

### 6.2.2 除氧间

除氧间的跨距为 10.0m, 共五层, 即底层 ( $\pm 0.0\text{m}$ )、中间层 (标高 8.6m)、运转层 (17.0m)、#3 高加层 (标高 25.0m)、除氧层 (标高 34.5m)。靠近 B 列柱留有全厂贯通的运行维护通道。

底层布置化学加药站、凝结水输送泵、低加疏水泵、低加疏水冷却器等设备。

为了便于 3 号高加在机组启动期间能较早地向除氧器疏水, 以回收热量和工质, 提高经济性, 加热器采用迭置式布置。

中间层布置 2 台 2 号高压加热器、6 号低压加热器。

2 台 1 号高压加热器、5 号低压加热器布置在 17.0 米层上。

2 台 3 号高压加热器、闭式冷却水膨胀水箱布置在 25.0 米层上。

除氧器及储水箱布置在 34.5 米层。

### 6.2.3 煤仓间

煤仓间跨度为 14m，柱距为 10m。煤仓间内设有 45.5m 层、20.5m 层和 0.00m 层。45.5m 层布置输煤皮带机，20.5m 层布置给煤机，45.5m 层和 20.5m 层间布置钢制原煤仓。0.00m 层每台炉顺列布置 6 台中速磨煤机及其附属设备。

主厂房固定端、扩建端及每二台机组间的楼梯均有通向煤仓间 20.5m 层的通道和楼梯，同时设有锅炉本体通向煤仓间各层的通道，以满足煤仓间内设备巡视和检修件运输的要求。

煤仓间 0.00m 层靠 C 排侧留有宽约 4.4m 的磨煤机检修通道，以方便设备检修件的就地放置和运输。

### 6.2.4 锅炉房

考虑风道布置和设备运输的需要，锅炉本体与煤仓间 D 列柱之间留有 7m 的炉前距，用以布置风道和保证炉前通道。

锅炉钢架尺寸沿炉深度方向为 53.8m；宽度方向为 69.6m，两炉中心线距离 111.4m。

锅炉房 0.00m 布置有刮板捞渣机、密封风机、及锅炉 MCC 室等。

一次风机、送风机并列布置在锅炉炉后。锅炉右侧靠近炉后顺列布置锅炉疏水扩容器。

每台锅炉设置一台载重量 1.6t 的客货两用电梯，停靠锅炉各层主要工作面。电梯布置在锅炉右侧。

### 6.2.5 炉后布置

炉后依次布置一次风机、送风机、电气除尘器、引风机及烟囱。

炉后一次风机和送风机与电气除尘器之间设有检修通道，以方便炉后设备检修件的运输。

两台炉合用一座高为 210m、出口直径（内径）为 7.2m 的双管烟囱。

在两台炉之间的烟囱前面布置空压机及灰渣楼（CAS 楼）。

### 6.2.6 集中控制楼

考虑到将来电厂自动化程度较高，且运行人员定员较少，机组的控制尽量集中。

集中控制楼有 2 个方案，方案 1 为布置固定端，和生产办公楼在一起，1 期可与 2 期工程共 4 台机组共用 1 个集中控制楼。

方案 2 为集中控制楼布置在 2、3 号机组之间，一部分位于汽机房内，一部分位于汽机房 A 排外。

主厂房布置主要尺寸见下表:

| 名 称         |                 | 单 位 | 数 据                |
|-------------|-----------------|-----|--------------------|
| 主<br>厂<br>房 | 柱距              | m   | 9.5+10x19+11x3+1.4 |
|             | 长度              | m   | 233.9              |
|             | 运转层标高           | m   | 17                 |
|             | 中间层标高           | m   | 8.6                |
|             | A 排柱至烟囱中心总长     | m   | 238                |
| 汽<br>机<br>房 | 跨度(A-B)         | m   | 34                 |
|             | 汽轮发电机中心线距 A 列距离 | m   | 15                 |
|             | 屋架下弦标高          | m   | 34.5               |
|             | 行车轨顶标高          | m   | 30.7               |
| 除<br>氧<br>间 | 跨度(B-C)         | m   | 10                 |
|             | 中间层标高           | m   | 8.6                |
|             | 加热器层标高          | m   | 25                 |
|             | 除氧层标高           | m   | 34.5               |
| 煤<br>仓<br>间 | 煤仓间跨距(C-D)      | m   | 14                 |
|             | 煤仓间柱距           | m   | 10/9.5             |
|             | 给煤机层标高          | m   | 20.5               |
|             | 皮带层标高           | m   | 45.5               |
|             | 炉前距离(D-E)       | m   | 7                  |
| 锅<br>炉      | 锅炉深度            | m   | 53.8               |
|             | 锅炉宽度(两钢架中心距)    | m   | 69.6               |
|             | 启动分离器标高         | m   |                    |
|             | 炉顶标高            | m   | ~80.0              |
|             | 大板梁顶标高          | m   | ~89.0              |
|             | 两台锅炉中心距         | m   | 111.4              |

| 名 称 |                      | 单 位 | 数 据   |
|-----|----------------------|-----|-------|
| 炉 后 | 锅炉最后一排钢柱至电除尘器第一排钢柱距离 | m   | 34.85 |
|     | 电除尘器最后一排钢柱至烟囱中心距离    | m   | 59.55 |
|     | 电除尘器总长（进、出口距离）       | m   | ~24.8 |
|     | 烟囱出口直径               | m   | 7.2   |
|     | 烟囱高度                 | m   | 210   |

6.3 检修起吊设施

6.3.1 汽机房及除氧间

根据《火力发电厂设计技术规程》DL5000-2000 的规定，汽机房共设两台桥式起重机，根据汽轮发电机主要部件的重量，并参考同类型电厂的配置，选择起重机的单台起重量为 130/25t。在安装发电机定子时，由于其重量达 430 吨，大大超出二台行车起吊能力，因此本次设计推荐二台行车的钢梁适当加强，吊装时利用临时措施，靠 2 台行车同时起吊就位。另外 Siemens 的中压缸为整体供货，重量 190t，也需要吊装时利用临时措施，靠 2 台行车同时起吊就位。

汽机房运转层采用大平台结构。检修时，主机、汽动给水泵及给水泵汽轮机零部件可以利用 130/25t 行车就近放在汽机周围平台上，运转层分 2 种载荷承重区域，分别是 3t/m² 和 2t/m²，汽轮机两机之间设有检修场，检修人员可根据设备重量酌情处理。

每两台机之间设有一个大件起吊孔，在其零米层设有大件检修场地，并在 A 列设有可以通行汽车的卷帘门，可进行汽机翻缸等检修工作，包括检修时大件、重件的转运。

为利用汽机房行车起吊底层或夹层的设备，在夹层和运转层楼板相应的位置设有活动盖板，以便于凝泵、高压旁路阀、冷油器、主油箱上各油泵和控制油单元设备的检修起吊。检修时移开盖板，四周设临时围栏。

高、低压加热器检修。检修抽壳体时，高加上有两个滚动支点，一个固定支点，正常运行时中间滚动支点基本不受力，高加支撑面可高出楼面，检修时将活动工字钢轨横放在垫木上，利用垫木的高度使钢轨面略低于高加滚轮底部，且具有一定的倾斜度。然后利用卷扬机拉加热器壳体，壳体将轻松地沿钢轨滑出。所有加热器抽壳体或整体更换所需空间及各层楼板承受载荷均在土建结构时予以考虑。

除行车作为汽机房主要的安装和检修起吊设施外, 在汽机房和除氧间内下列各设备处, 将设置必要的检修起吊设施和维护平台:

(1) 除氧间内的除氧器再循环泵和电动机、加热器疏水泵和电动机、汽机房内开式循环冷却水泵、开冷水电动滤水器、闭式循环冷却水泵、闭冷水热交换器前后水室、水环式真空泵、凝汽器进、出口循环水管道上的电动蝶阀、二次滤网等处上方设有电动或手动起吊设施。布置在凝汽器喉部的 7、8 号低压加热器, 其上方亦设有抽芯起吊设施。

(2) 除氧间设有从除氧水箱层至运转层的检修吊物孔, 便于设备和阀门的检修和维护。

(3) 凝结水泵坑设有固定式检修维护平台。

(4) 主厂房内每台机组设有电动液压升降移动平台 1 套, 以便检修布置在高位而未专设固定式平台的阀门、管件等。

### 6.3.2 煤仓间、锅炉房及炉后

为了满足设备的检修, 设置了一些必要的起吊设施, 具体如下:

每台磨煤机上方设置一台  $2 \times 30$  吨的电动双梁过轨起重机, 满足磨煤机检修起吊用。

送风机、一次风机、引风机及其电动机上方设置电动起吊装置, 其设计原则为满足起吊相应的叶轮、电机等重量, 并有相应的裕度。

每台锅炉设置一台 1.6 吨的客货两用电梯, 作为运行检修人员上下和运输检修工具及材料用。

两台锅炉配备一台可拆卸式炉内检修平台, 以满足炉内检修维护的需要。

在电气除尘器的顶部设置起吊设施, 以满足整流变压器等设备起吊用。

### 6.3.3 检修场地

汽机房(12a)~(13)号柱之间设有检修场地。运转层大平台为汽轮发电机组及给水泵组等部件的检修场地。在煤仓间靠固定端和扩建端各留有 10 米跨作为磨煤机的检修场地。

### 6.3.4 运输检修通道

除氧间底层、夹层和运转层靠近 B 列柱设有全厂贯通的运行和检修维护通道; 汽机房内每台机组的发电机侧设置有自 0.00m 通向运转层的扶梯; 在煤仓间固定端和扩建端靠除氧间一侧, 设有约 3.5 米通道作为运输检修通道, 也兼作运行维护人员的联络通道。

## 7、 辅助设施

### 7.1 修配车间、金属试验室

本期工程的修配车间、金属试验室及车间维修设备按部颁定额标准 DL/T 5059-1996 相应配置。电厂对较大设备的维修加工，一般可到制造厂或外单位加工。

### 7.2 压缩空气站及系统

本工程拟采用仪用压缩空气和检修用压缩空气系统和后处理系统。

为提供全厂仪表控制用气（包括热控、化学、除灰等专业仪表控制）及检修压缩空气，每两台机组设有 4 台  $40\text{Nm}^3/\text{min}$  螺杆式仪用空气压缩机，二台正常运行，一台检修备用，一台运行备用。配置 2 个  $20\text{Nm}^3$  仪用压缩空气储气罐，另外还配有 4 套净化能力为  $40\text{Nm}^3/\text{min}$  的空气干燥装置，经净化后的压缩空气供仪表控制用。每两台机组设有 2 台  $60\text{Nm}^3/\text{min}$  螺杆式厂用空气压缩机，配置 1 个  $20\text{m}^3$  厂用压缩空气储气罐，检修用的压缩空气不经过净化，直接由压缩空气母管向各用气点供气。厂用压缩空气系统与仪用压缩空气系统联通，作仪用压缩空气系统的备用。正常工况下储气罐内压缩空气压力为  $0.8\text{MPa}$ 。

### 7.3 柴油发电机

每台机组设置一台柴油发电机组作为机组的保安电源，容量：2000 kW（2500kVA）。

### 7.4 主厂房杂用水系统

主厂房杂用水来自水工专业综合水泵房，用于汽机房和锅炉各层楼板及地面冲洗，以及锅炉定排排水掺水以及锅炉空气预热器冲洗。空气预热器冲洗排水排至布置在两炉之间的机组排水槽，再由排水泵送到全厂废水处理站进行处理。

### 7.5 大宗气体系统

#### 7.5.1 氮气系统

主厂房规划有氮气储库（氮气瓶）。用于机组长期停运时，向锅炉过热器、再热器、省煤器、水冷壁、启动分离器、分离器储水箱及高低压加热器、汽机轴封冷却器、除氧器供应氮气，使设备与空气隔绝，以防止设备发生腐蚀。

#### 7.5.2 二氧化碳系统

每台机组设有一套二氧化碳气体站（二氧化碳瓶），用来将发电机的氢气与空气隔离开，以确保在发电机充氢和排氢时的安全。全厂规划有二氧化碳储库。

#### 7.5.3 氢气系统

氢气系统为发电机氢气冷却系统提供氢气气源，氢气由储氢罐供给。

## 7.6 氧气和乙炔系统

鉴于华能玉环电厂位于经济较发达的台州地区, 氧气、乙炔气市场供应充足稳定, 机组检修和日常维护用氧气、乙炔气体采用市场外购的方式, 电厂内不设置固定式氧气、乙炔气体发生站。

## 7.7 保温材料

本工程在节约能源, 提高热效率, 安全生产的原则下, 选用在使用温度下, 安全、理化性能稳定、绝热性能好、价格合理、容量轻、施工方便、便于维护、环保型的保温材料作为设备和管道的主保温层。保温层结构厚度选择按《火力发电厂热力设备和管道保温油漆设计技术规定》《设备及管道保温技术通则》(GB4272-92)中规定的经济厚度方法决定。

介质温度高于 350℃的设备、蒸汽管道、水管道、热风道的保温材料采用微孔硅酸钙或硅酸铝制品。

介质温度小于等于 350℃的设备、汽水管道、烟风道、煤粉管道等的保温材料采用岩棉制品。

外径小于 50mm 的高温管道的保温材料采用硅酸铝纤维绳, 外径小于 50mm 的中低温管道的保温材料采用岩棉管壳。

对阀门、法兰、流量测量装置、伸缩缝及需要经常拆卸的, 可采用硅酸铝或岩棉的毡棉制品或拆卸后可再利用的专用保温制品, 以便于拆卸和重复使用。

对室外管道、室内管沟或坑内管道和其他室内需要防潮的管道及设备, 还应在保温层层和保护层之间增设防潮层。

保温结构的保护层材料全部采用铝合金板, 用于室外和室内管道设备的铝合金板保护层材料的厚度分别为 0.7mm 和 0.5mm, 对于矩形截面烟风道镀锌铁皮板保护层材料的厚度选用 0.7mm。对大型矩形截面烟风道的表面, 金属防护层采用压型板, 其厚度应不小于 1mm。

## 8、 建议和需要解决的问题

### 8.1 石子煤排出系统

对于石子煤排出系统, 采用机械提升和机械铲运各有利弊, 但是对于大容量锅炉, 容量越大, 采用机械提升的不足就越明显。机械提升通过振动输送机将石子煤运输到石子煤仓, 石子煤经提升后卸入石子煤仓, 定期由汽车运离。由于单级振动输送机的振幅有限, 最佳输送长度为 40 米左右, 当煤仓间纵向长度较长, 就必须采用两级振动输送机。按照常规的布置, 容量在

300MW 以下的机组采用两级振动输送机即可满足,而玉环工程石子煤从磨煤机输送至煤仓间外的石子煤斗,其运输距离在 100 米左右,就需要三级振动输送机。振动输送机的级数越多,发生故障的可能越大。因此该方案只在 300MW 及以下的机组上应用较多。另外,运输石子煤的通道几乎沿整个煤仓间,沿途运输的污染(以检修时尤为严重)对主厂房影响较大。在提升一倾卸石子煤的过程中也会产生扬尘。

采用电瓶车输送的方案,没有输送距离上的限制,虽然机械化程度不高,劳动强度不很大,每台磨煤机每班(8 小时)产生约所 1.5-3t 石子煤,一般情况每班清卸 1—2 次。对运输石子煤的金属箱适当采取遮盖措施,可防止出现沿途污染。而且,电瓶车输送的可靠性高,故障率低。采用电瓶车输送的方式,其投资费用和运行费用比机械提升方式要低得多。

因此,我们推荐采用机械铲运的石子煤排出方案。

由于石子煤排出系统牵涉煤仓间的布置和不同的设备配置,因此有必要在下阶段的工作中尽早明确。

## 8.2 锅炉启动系统

对于 3.6 节说明的两种锅炉启动系统,其配置的锅炉疏水扩容器和凝结水疏水泵的容量有很大的不同。对于方案二两者的容量要大于方案一。由于方案一是哈锅的技术支持方三菱公司的成熟方案,三菱公司声称对方案二没有经验。但是方案二的优点也是很明显的(见 3.6 节的说明)。锅炉启动系统是直流锅炉最重要的系统,应当尽早予以确定。