

第 10 卷

仪表与控制部分说明书

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



F23341C-K01-01

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目
初步设计阶段

第 10 卷

仪表与控制部分说明书

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

目 录

1	概述	1
1.1	工程概况	1
1.2	主要热力系统及电气系统概况	1
1.3	本专业设计的主要特点	4
1.4	范围及接口	4
2	仪表与控制自动化水平和控制方式、控制室/电子设备间布置	5
2.1	仪表与控制自动化水平	5
2.2	控制方式	9
2.3	控制室/电子设备间布置	10
3	仪表与控制系统及装置功能	11
3.1	主厂房内控制系统或装置功能	11
3.2	辅助车间控制系统的功能	26
3.3	仪表与控制保护及报警信号系统	27
4	仪表与控制系统及设备配置	29
4.1	智能控制单元主要硬件（初步预估）	29
4.2	机组分散控制系统 DCS 配置	29
4.3	DEH/ETS 配置	29
4.4	给水泵汽轮机控制系统（MEH）和事故跳闸保护系统（METS）	30
4.5	生产视频监控系统、门禁管理系统及安防系统功能	30
4.6	烟气排放连续监测系统（CEMS）配置	31
4.7	辅助系统监控网及控制系统配置	31
5	控制系统的可靠性及实时性	31

5.1	控制系统的可靠性	31
5.2	控制系统的实时性	32
6	电源和气源	33
6.1	电源	33
6.2	气源	34
7	仪表与控制系统及设备材料选型	34
7.1	仪表与控制系统及设备选型原则	34
7.2	就地测量元件和仪表选型原则	35
7.3	电缆桥架和电缆选型原则	36
7.4	现场安装及材料	36
8	仪表与控制实验室	37
9	编码系统	37
10	仿真机	37

1 概述

1.1 工程概况

1.1.1 建设地点

本工程位于甘肃省庆阳市宁县。

1.1.3 建设规模

本项目为新建项目，新建2×660MW超超临界空冷燃煤发电机组，两机一塔，同步建设脱硫系统、脱硝系统等。

项目于2024年12月开工，第一台机组计划2027年5月建成投产，第二台机组计划2027年6月建成投产。

1.2 主要热力系统及电气系统概况

1.2.1 主设备概况

1.2.1.1 锅炉

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、对冲燃烧方式Ⅱ型炉。

1.2.1.2 汽轮机

本期工程高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表面式间接空冷式机组。

1.2.1.3 发电机

本工程发电机采用3相、同步、水氢氢冷却方式，静止自并励的型式。

1.2.2 制粉系统及辅助设备选择

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。

1.2.3 烟风系统及辅助设备选择

空气预热器采用三分仓，分成一次风、二次风和烟气系统四个部分。

一次风系统系统内两台50%容量的动叶可调轴流式一次风机，其进口装有消声器。

二次风系统设有两台50%容量的动叶可调轴流风机，其进口装有消声器。

烟气系统系统两台50%容量的动叶可调轴流风机，引风机与脱硫增压风机合并设置。

1.2.4 烟气脱硝系统

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85%且NO_x排放浓度≤30 mg/Nm³(O₂=6%),氨的逃逸浓度不大于3ppm, SO₂/SO₃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。

1.2.5 主要热力系统概况

本工程热力系统中除辅助蒸汽系统为母管制外,其它系统均采用单元制系统。

1.2.5.1 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后直至汽轮机前接入汽轮机左右侧再热联合汽门。

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(满足中压缸启动方式),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。

1.2.5.2 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。

1.2.5.3 辅助蒸汽系统

本工程为新建工程,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0.8~1.57MPa(a), 350~400℃,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。

1.2.5.4 给水系统

本工程采用每台机组设置一台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。

1.2.5.5 凝结水系统

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。

1.2.5.6 高、低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故疏水管路。

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故放水管道，分别接至凝汽器壳体两侧的疏水扩容器。

1.2.5.7 辅机冷却水系统

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。

1.2.5.8 凝汽器有关系统及抽真空系统

设有三台水环式机械真空泵，机组启动时三台真空泵同时投入运行。正常运行时，一台运行，两台备用。

1.2.5.9 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、两台机组设一套容量为50+50m³的公用润滑油贮存油箱。

1.2.6 主要电气系统概况

1.2.6.1 电气主接线

本工程2×660MW机组均以发电机-变压器组单元接线接入厂内的330kV配电装置。发电机出口不设断路器。

本工程厂内配电装置采用330kV电压等级。330kV配电装置采用一倍半断路器接线型式，两台机主变进线及两条出线组成两个完整串，以2回330kV出线接入西峰东750kV变电站330kV侧。最终主接线以接入系统审查意见为准。

本工程330kV采用户外GIS布置型式。

1.2.6.2 高压厂用电系统

高压厂用电电压采用10kV一级电压，其中性点采用低电阻接地方式。

1.2.6.3 低压厂用系统接线

低压厂用电电压采用380/220V，低压厂用电系统采用中性点直接接地方式，低压厂用母线为单母线接线。

1.2.6.4 直流系统及不间断电源

每台机组装设三组蓄电池，其中一组220V蓄电池组给动力系统供电，两组110V蓄电池组给控制系统供电。110V蓄电池组采用单母线分段接线；220V蓄电池组采用单母线接线，两台机组的220V蓄电池组经过电缆和联络开关相互联络。

机组110V直流系统供控制、保护、测量及其他控制负荷。110V直流系统采用辐射网络供电方式，在各配电室设置直流分屏。

1.3 本专业设计的主要特点

1.3.1 设计依据

1.3.1.1 可行性研究报告及可研审批文件。

1.3.1.2 甘肃能化庆阳2X660MW煤电项目工程勘察及初步设计招标文件。

1.3.1.3 国家法律法规、国家标准、建设标准强制性条文。

1.3.1.4 《大中型火力发电厂设计技术规范》（GB 50660-2011）

1.3.1.5 《火力发电厂初步设计文件内容深度规定》（DL/T 5427-2009）及有关设计标准、规程、规范、技术规定等。

1.3.1.6 《电力勘测设计技术管理制度》（DLGJ159.1-9，中国电力规划设计协会）

1.3.1.7 院三标管理体系文件、有关企业标准。

1.3.2 设计指导思想

电厂设计充分借鉴国内外的先进设计思想及成功工程，具有创新和超越意识，设计指标达到同期同类型机组最优值。采用先进的设计手段和方法，对工程设计进行创新和优化，努力打造一个优质高效的建设项目。按照创建安全、高效、清洁、灵活、低碳、智能多元化生态智慧示范性电厂的要求，体现目前主流新技术及智能化水平、高效节能、节水等特点。突破传统设计，进行模块化设计和优化，在节约土地、整合建筑物、充分利用空间、与周边环境相协调等方面进行总体布局设计，并不断创新，不断超越。在同类机组的设计中起到示范作用，成为国内同类机组新的标杆。

1.4 范围及接口

1.4.1 热工自动化部分的设计范围包括以下主厂房和辅助系统（车间）的设备和工艺系

统的仪表和控制系统：

- a. 热力生产系统：包括锅炉、汽轮机、发电机及其辅助系统与设备；
- b. 灰渣处理系统：包括除尘除灰系统、除渣系统等；
- c. 化学水处理系统：包括锅炉补给水处理系统、凝结水精处理系统、汽水取样、化学加药系统、机组排水槽、氢站系统等；
- d. 供排水系统：包括循环水泵房、综合水泵房、污废水处理站系统等；
- e. 其它辅助生产系统：空压机等；
- f. 采暖通风系统：空调系统、采暖加热站等；
- g. 与脱硫岛、脱硝系统接口设计；
- h. 脱硫、脱硝主设备供货承包商承担的脱硫、脱硝生产工艺系统外的脱硫、脱硝及附属系统设计（含接口）；
- j. 电除尘、输煤系统（电气专业归口）

1.4.2 仪表与控制设备的电源和气源设计。

1.4.3 火灾检测、报警及消防控制系统的设计。

1.4.4 闭路电视监视系统、安防、门禁系统的设计。

1.4.5 热工自动化试验室的设计。

1.4.6 计算机仿真系统的设计。

2 仪表与控制自动化水平和控制方式、控制室/电子设备间布置

2.1 仪表与控制自动化水平

2.1.1 自动化水平

a. 本工程将利用新一代信息技术、人工智能技术、检测感知技术、控制工程、管理技术，以发电厂为载体，在其关键环节或过程，形成具有一定自主性的感知、学习、分析、决策、通信与协调控制能力，实现安全、可靠、绿色、经济、灵活的智慧电厂。

b. 单元机组的自动化水平，根据控制方式、控制系统的配置与功能、主辅机设备可控性、运行组织管理等因素确定。应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在集中控制室内实现机组启停、运行工况监视和调整、事故处理等。

c. 辅助车间的自动化水平，宜与机组自动化水平相协调，并应根据电厂的运行管理模式确定。各辅助车间运行人员应能在就地人员的巡回检查和少量操作的配合下，在集中控制室或辅助车间控制室内，通过操作员站实现辅助车间工艺系统的启停、运行工

况监视和调整、事故处理等。

d. 自动化适应范围按照能够满足机组启停、定/滑压运行和RUN BACK工况的所有要求，除锅炉燃烧调节在低负荷稳燃负荷以上设计外，其余回路的自动调节范围将按照采用全程调节设计，保证机组在（除燃烧系统在不投助燃稳燃负荷外）0至100%MCR负荷范围内全程控制运行参数不超过允许值，协调机、炉及其辅机的安全经济运行设计，同时，具有深度调峰能力。

e. 锅炉炉膛安全系统（FSSS）中的燃料管理系统按照能根据机组负荷自动启停燃料系统设计。

f. 汽机数字电液控制系统（DEH）按具有汽机“自动”(ATC)、“操作员自动”、“远方”三种运行方式设计。

g. 顺序控制按机组级自启停功能（APS)设计。

2.1.2 全厂自动化系统总体结构

2.1.2.1 总体结构

h. 项目智慧电厂系统应用实施架构见下图，整个体系构架适应发电厂智慧化管控的需求，将生产实时数据和管理数据清晰划分，按照数据类型的不同，智慧电厂建设业务功能分为实时数据业务和管理数据业务，因此以往DCS+SIS+MIS的3层物理架构进化为智能发电运行控制系统（ICS）、智能公共服务系统（ISS）两层架构。



图甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目智慧电厂系统应用实施架构图

a. 智能公共服务系统（ISS，简称“智慧管理系统”）：智慧管理服务层网络属于一个单独的物理层，主要包括安全管理、提供巡检、设备维护、燃料管理、分析核算、办公经营、公司党建等功能。智慧管理系统以管理数据的融合、规范、真实、唯一和共享为基础，通过实时历史数据和管理数据的结合，构建厂级管理数据处理统一平台和安全防护平台，通过上述智能技术的应用，实现智能安防、智能检修、智能经营、智能物资、全生命周期管理及可视化培训。

b. 智能发电运行控制系统（ICS，简称“智能发电系统”），以DCS系统网络为架构，建立一体化智能发电运行控制平台，作为智能化电厂架构中实现生产运行智能监控的有效载体，通过在平台上实施一系列智能高级应用功能，成为实现智能发电的重要手段。该系统由智能优化控制单元、分散控制系统（DCS）、辅助车间控制系统组成。智能控

制层作为全厂的实时监控和监控信息管理的中心, 通过将各个控制系统连成一体的通讯网络, 一方面向智慧电厂信息系统提供其所需的过程实时数据和计算分析结果, 一方面在综合全厂生产级信息基础上, 通过应用软件完成计算、分析、诊断等功能, 有效地提高电厂运行和管理的安全性及经济性。全厂自动化系统总体结构参见《全厂自动化系统及其计算机网络配置图》。

c. 本工程智能设备包括现场I/O站、其它控制接口设备和现场智能仪表, 完成信号采集及处理功能。

d. 全厂控制系统联网, 纵向各层之间通过网络连接, 实现数据传递; 横向各控制系统通过网络连接, 实现数据交换和集中监控方式, 消除了自动化“孤岛”现象, 成为一个完整的控制体系, 实现全厂信息共享, 最大限度的利用各级资源, 实现电厂的优化管理。

2.1.2.2 单元机组DCS系统

a. 本工程单元机组设置一套采用DCS实现对锅炉及辅助系统和设备、汽轮发电机组及辅助系统和设备、电气发变组及厂用电源的监视与控制, 实现旁路控制系统、锅炉脱硝系统、除渣、脱硫系统等的监视与控制。

b. 本工程两台机组设置一套公用控制系统, 对于公用系统, 如两台机组的厂用电公用系统、采暖加热站、空调系统等设备的监控纳入公用DCS 控制系统, 并和两台单元机组DCS系统实现通讯, 可在机组DCS系统操作员站实现监视。

2.1.2.3 汽机数字电液控制系统 (DEH)、汽机紧急跳闸系统 (ETS) 采用与主机DCS一体化产品, 由汽轮机供货商成套设计供货。给水泵汽轮机数字电液控制系统 (MEH)、给水泵汽轮机紧急跳闸系统 (METS) 采用与主机DCS一体化产品, 由给水泵汽轮机供货商成套设计供货。

2.1.2.4 发电机励磁调压系统 (AVR)、发电机自动同期系统 (ASS)、厂用电快切装置等电气设备均为专用控制设备, 对于重要的监视、报警及操作信号均采用硬接线与DCS系统交换信息。

2.1.2.5 设备检测与故障诊断系统

为了加强对机组重要设备的故障分析和诊断能力, 本工程每台机组配置了一套机械转动设备振动检测和故障分析系统 (两台机合设一套数据分析用上位机), 机械旋转设备包括汽轮机发电机组、给水泵汽机、三大风机、磨煤机、闭式水泵、凝泵等重要辅机, 分析结果和指导信息通过数据通讯的方式送入智能电厂信息系统。本工程此部分功能全

部纳入智慧电厂统一考虑。

每台锅炉设置一套锅炉炉管泄漏监测系统，分析结果和指导信息，重要信号通过硬接线方式送入机组DCS系统，并通过数据通讯的方式送入智慧电厂信息系统。

2.1.2.6 辅助车间控制系统

辅助车间采用一套单独的DCS控制系统，结合远程I/O控制站技术，通过在主要辅助车间设置控制机柜及调试用就地操作站方式，将数据联网上传，最终实现在集中控制室进行正常运行的远方集中监控。同时，辅助车间DCS控制系统通过数据通讯的方式将其监控信息送入智慧管理系统。

辅助车间系统拟采用集中控制方式，在本工程机组集中控制室统一监控，同时在锅炉补给水车间及除灰、输煤车间设置就地控制室，就地监控与集中监控相互闭锁。

2.2 控制方式

2.2.1 全厂控制方式

采用炉、机、电、网及全厂公用系统集中控制方式。采用两机一控方案，合设一个集中控制室。不单独设电气网络控制室、辅助车间控制室。输煤系统、水系统等复杂工艺系统分别设有就地操作员站，集控室DCS操作员站和就地操作员站的操作相互闭锁。

2.2.2 机组控制方式及控制模式

单元机组采用分散控制系统DCS系统完成锅炉、汽机、发电机-变压器组及厂用电、循环水系统、脱硫系统、脱硝等的监控。运行人员在机组集中控制室以各操作员站的LCD为监控中心，在少量就地巡检人员的检查和配合下，实现对炉、机、电等的启动、停止、正常运行监视与调整，以及异常与事故工况的处理。

2.2.3 集中控制室内常规仪表的配置原则

集中控制室内不设后备监控设备和常规显示仪表，仅保留DCS故障时安全停机所需的少数独立于DCS的硬手操紧急停机、停炉、停发电机等的控制开关。设置重要无人值班区域的闭路电视监控设备，作为运行人员直观了解生产过程和现场情况的手段。

2.2.4 集中控制室机组控制系统操作台及监视盘的型式及其配置原则

集中控制室操作台、值长台等采用符合人体工程学的桌式结构，操作台后设置LED显示屏，用于单元机组工艺过程画面、辅助车间系统过程画面、炉膛火焰电视画面、全厂闭路电视的画面显示。LED显示屏上方显示机组功率、电网频率、时间等参数。

2.2.5 烟气脱硫系统的控制方式

由于烟气脱硫系统不设脱硫旁路、增压风机，脱硫系统是单元机组（锅炉）不可分

割的一部分，即当烟气脱硫系统故障导致该系统停运时必然要引起锅炉跳闸。因此，单元机组配置的脱硫工艺系统纳入单元机组DCS系统监控，脱硫系统公用部分纳入全厂公用DCS网络。

2.2.6 烟气脱硝系统的控制方式

脱硝系统纳入机组DCS控制，脱硝尿素系统纳入全厂公用DCS网络。

2.2.7 辅助车间系统的控制方式

辅助车间系统采用全厂集中控制方式，在集中控制室内通过辅助车间系统监控网络操作员站实现对各辅助车间系统的监控。包括空压机系统、输煤系统、除尘除灰系统、锅炉补给水系统、综合水泵房系统、净化车间、凝结水精处理系统、汽水取样、化学加药系统、机组排水槽、污废水系统、酸洗废水处理系统等。就地在输煤、锅炉补给水、除灰等处设置就地控制室，集控室监控网络操作员站和就地上位机的操作相互闭锁。

2.3 控制室/电子设备间布置

2.3.1 集中控制室布置

2.3.1.1 集控室

本期工程设立集控楼，两台机组合设一个控制室，集中控制室位于集中控制楼15.5米层，面积约300平米。

紧邻集控室设置两个工程师室。不设置单独的值长室，值长站布置在集中控制室。在集中控制室旁设会议室、交接班室/备餐间等。

操作台上布置有机组DCS操作员站、DEH操作员站、NCS操作员站、硬手操按钮等。辅助监视盘采用LED显示屏，主辅系统工艺过程、参数及火焰电视等显示画面在对应其操作员站前的显示墙呈现，通过调节视线视角，可以减轻运行人员的监视强度。集控室中间设置值长台，布置有值长站、通讯台、闭路电视操作员站等。集控室内在运行人员的视野范围内布置有火灾检测及报警系统中央监控盘和工作站。

集中控制室净高不低于3.6m，保证了控制室整体上的舒适、整洁、大方。

集控室布置详见《集中（单元）控制室布置图》。

2.3.2 电子设备间

2.3.2.1 主厂房电子设备间布置

本工程设置电控楼，主厂房电子设备间布置在电控楼15.5米层，面积均约为280m²，，电子间布置详见《电子设备间布置图》。

2.3.2.2 电缆夹层

本工程电子设备间下设置有电缆夹层，供电子设备间机柜敷设电缆使用。

2.3.2.3 工程师室及其他辅助房间

在集中控制室还设置有#1~#2机组工程师室，每个工程师室面积约33m²，其内设有DCS工程师站、DEH工程师站、OPC接口站、DCS历史站、辅网系统DCS工程师站等。在电控楼电子设备间旁边设有#1/#2机就地工程师室，每个工程师室面积约30m²，其内设有DCS工程师站、DEH工程师站等。

2.3.2.4 辅助车间控制设备室布置

在主要辅助系统（车间）设置就地电子设备间，如输煤综合楼、锅炉补给水车间、除灰车间、脱硝尿素区等，其内布置相关辅助系统（车间）控制系统的控制柜、电源柜等。

2.3.2.5 脱硫系统电子设备间布置

烟气脱硫系统电子设备间布置于脱硫工艺楼内，电子设备间布置有脱硫系统的DCS控制机柜、热控电源柜等控制设备。

2.3.2.6 主厂房现场控制设备布置

考虑到现场冬季极端气温，锅炉房的变送器、压力开关、差压开关均布置在仪表保温/护柜内，汽机房零米采用仪表保温柜内，其余层采用仪表取样架，仪表保护柜和就地仪表取样架均靠近取样点分片布置。锅炉房、煤仓间、汽机房零米的汽水取样仪表管路采用电伴热。

给煤机控制柜、磨煤机油站就地控制柜、火检冷却风机控制柜、空预器各就地控制柜、炉膛火焰电视就地控制箱、炉膛测温控制柜、智能前端采集箱等均就地靠近受控设备布置，锅炉侧电动门配电箱、吹灰动力柜集中布置在锅炉房运转层，汽机侧电动门配电箱就地就近分组布置在汽机房中间层。

3 仪表与控制系统及装置功能

3.1 主厂房内控制系统或装置功能

3.1.1 智能发电系统

3.1.1.1 智能发电系统以智能DCS为核心，扩展智能优化库、开发服务器等资源，实现智能检测、智能控制、智能运行、智能诊断与智能报警。由于燃煤电厂机组对象特性复杂且需不断适应外界工况的变化，传统DCS控制功能已不能满足多样化生产需求，因

此在智能控制中需结合先进控制算法及智能控制策略、多目标优化、数据分析等技术手段，来满足对象多样化的需求。

3.1.1.2 智能发电应用根据电厂的实际条件和实际需求、结合相关技术成熟度确定实施，各应用功能有明确的优化目标。将智能检测、智能控制、智能分析、智能监控、智能报警、智能诊断等功能进行多层次、多方位融合，实现相关设备和工艺过程的控制性能、经济环保性能、设备寿命损耗的多目标综合优化。本工程推荐在智慧电厂实施阶段设置的智能模块包括：入炉煤在线监测、再热蒸汽温度优化控制、吹灰优化控制、智能喷氨优化运行、锅炉燃烧优化运行、人工智能预警等。

3.1.2 机组DCS的控制范围

锅炉及其辅助系统（包括锅炉吹灰、除渣、脱硝、脱硫、点火）、汽机及其辅助系统（包括汽机旁路、循环水泵房）、发电机及其辅助系统、发变组及厂用电的监控功能均由按照单元机组分别配置的DCS系统实现。

3.1.3 DCS的功能

DCS按照工艺过程的划分进行组态，并遵从控制、联锁、保护功能尽可能分散的原则设计，其功能包括：机组自启停控制系统(APS)、数据采集系统(DAS)、模拟量控制系统(MCS)、顺序控制系统(SCS,发变组及厂用电的控制)、炉膛安全监控系统(FSSS)、旁路控制系统(BPS)。

3.1.3.1 机组自启停系统(APS)

机组自启停顺序控制系统(APS)是机组顺序控制系统中最高一级的顺序控制系统，APS程序自动执行机组启动、停止步序，提升了机组整体自动化水平，可有效减少误操作事故发生，减轻运行人员的劳动强度，提高了机组运行的安全可靠，缩短了机组启停时间，达到了电网对大机组深度调峰的要求，经济效益和社会效益显著。

由于机组自启停功能不仅需要安全可靠的控制系统做保证，也需要主、辅机和各有关辅助系统的可控性能够满足自控要求，本工程将要求各主辅设备厂家和工艺专业按此功能设计，在业主的积极配合下克服在工程实施中可能存在的APS设计条件、设计难度、DCS的控制难点等问题，最终实现本工程的机组自启停系统功能。

APS在机组的控制系统中处于上层位置。在机组的启动和停止过程中，根据APS内部逻辑判断或计算，向各控制系统发出相应命令，实现整个机组的启/停控制。

APS实现机组的启动控制和停机控制。启动控制是从机组起动准备到机组带100%额定负荷的控制过程。停机控制是从机组接到停机指令时的负荷开始到机组停机为止的控

制过程。

APS的控制采用断点控制方式。机组在APS控制方式时，机组的运行将根据机组的状态和每个断点的条件自动地进行，个别重要断点由运行人员确认（如确认循环水泵电流及辅机冷却水压正常、确认相关各冷却器正常投运、确认仪用空气压力满足要求、确认启动汽机盘车、确认凝结水水质合格、确认可以启动烟风系统等）。在运行过程中若有异常情况出现时，APS将以操作指导的形式发出报警，提示运行人员来处理。

为使运行人员有效地监视整个启动/停止过程，APS向运行人员提供充分的信息，用通俗易懂的方式显示断点的进程和其他异常信息。

机组自启停控制系统是建立在完善的控制系统设计、主辅机有良好的可控性基础上的。它可以有效促进和提高机组自动化水平，使机组按照规定的、优化的程序进行设备的启停操作，不仅大大简化了操作人员的工作，更重要的是规范机组启停操作标准程序、减少了出现误操作的可能性，整体提高了机组的安全性能，同时它可以缩短机组启动时间，提高机组起停运行的经济效益。实施APS不仅提高了机组的自动化水平，而且可以提高运行管理水平。

工程APS系统自启动过程起点从凝补水系统启动开始，终点至协调控制投入且机组带50%负荷，并设定660MW负荷目标值后，退出自启停控制启动模式。

APS自动停止过程起点从机组当前负荷开始减负荷至投汽机盘车结束、风烟系统停运。

本工程APS断点拟设计如下：

机组启动模式下设置6个断点，依次为：

- 机组启动准备断点
- 冷态冲洗和汽机真空断点
- 锅炉点火及升温升压断点
- 汽机冲转断点
- 机组并网断点
- 升负荷断点

机组停机模式下设置3个断点，依次为：

- 降负荷断点
- 机组解列断点
- 停运断点

3.1.3.2 数据采集系统（DAS）

DAS连续采集和处理所有与机组有关的重要测点信号及设备状态信号，以便及时向操作人员提供有关的运行信息，实现机组安全经济运行。一旦机组发生任何异常工况，及时报警，提高机组的可利用率。DAS是监视机组安全运行的主要手段，具有高度的可靠性和实时响应能力。其主要功能包括：

a. 显示功能，包括操作显示、标准画面显示（如成组显示、棒状图显示、趋势显示、报警显示）、模拟图显示、系统显示、帮助显示等。

b. 制表记录，包括定期记录、运行操作记录、事件顺序记录（SOE）、事故追忆记录、设备运行记录等。对所有输入信息进行处理，诸如标度、调制、检验、线性补偿、滤波、数字化处理及工程单位转换等。

c. 历史数据存储和检索功能。

d. 性能计算功能，提供在线计算能力，计算发电机组及辅机的各种效率及性能参数，计算值及中间计算值应有打印记录，并能在LCD上显示。性能计算有下列内容：

- 由锅炉热效率、汽轮发电机循环综合热效率及厂用电消耗计算得出的机组净热耗率。

- 用输入-输出方法，计算汽轮发电机整个循环性能，所获得的数据进行主蒸汽温度、压力及排汽压力等参量的偏差校正。

- 用焓降的方法计算汽轮机效率，同时分别计算高压缸、中压缸和低压缸的效率。

- 用输入-输出和热量损失的办法，计算锅炉效率。并分别列出可控热量损失和非可控热量损失。

- 用端差及逼近法，计算给水加热器效率。

- 用“热交换协会标准(HEIS)”提供的凝汽器清洁系数，计算凝汽器效率。

- 用能量平衡原理，计算空气预热器效率。

- 锅炉给水泵效率。

- 过热器和再热器效率。

- 用蒸汽温度、进汽压力、凝汽器压力、给水温度、过剩空气等的偏差，计算热效率与额定热效率的偏差，并计算偏差所引起的费用。

- 发电机有功电度和无功电度；

- 采用单位时间功率累加或直接统计厂用电电度脉冲的方法计算厂用电率（每小时、每值、每日厂用电率）。

- 采用单位时间功率累加或直接统计发电机电度脉冲的方法计算发电机发电量。
- 计算发电机负荷曲线。
- 计算厂用电负荷曲线。
- 发电机功率因数。
- 断路器跳合闸次数

3.1.3.3 模拟量控制系统（MCS）

MCS能够满足机组启停、定/滑压运行和RUN BACK的所有要求，保证机组在燃烧系统不投油稳燃负荷至100%MCR负荷范围内，控制运行参数不超过允许值，协调机、炉及其辅机的安全经济运行。MCS主要包括以下各个子系统，

a. 自动发电控制（AGC）

自动发电控制（AGC）将电力调度中心(ADS)（或智能电厂优化控制系统）或值长发来的负荷指令，进行加工处理后，作为受控机组的负荷命令，下达给机组的机炉协调控制系统，控制机组的出力。

b. 机组协调控制

机组协调控制子系统，将锅炉-汽轮机-发电机组作为一个单元整体进行控制，使锅炉和汽轮机同时响应控制要求，确保机组快速和稳定地满足负荷的变化，并保持稳定的运行。协调锅炉及其辅机与汽机的运行，以便快速、准确和稳定地响应自动调度系统(ADS)或电厂运行人员或智能优化单元的负荷指令，进行有效的生产。同时，系统还考虑诸如辅机故障或设备异常等运行限制条件，以高度适应的方式，使负荷性能达到最佳状态，满足连续、安全运行的要求。该控制子系统有下面四种运行方式：

- 协调控制方式：机炉主控制器均处于自动位置，根据中调负荷指令或运行人员负荷指令或智能优化单元负荷指令，协调锅炉和汽轮发电机组，进行负荷控制。在锅炉控制回路和汽轮发电机组控制回路均自动的情况下，投入协调控制方式。

- 炉跟踪方式：当汽机有缺陷，需限制出力或汽机负荷控制系统切手动时使用该方式。汽机主控切手动，运行人员通过汽机主控改变机组出力，负荷指令跟踪实发功率，送至汽机控制回路，锅炉维持机前压力。

- 机跟踪方式：当锅炉有缺陷，需限制其出力或者锅炉燃烧控制系统切手动时使用该方式，锅炉主控切手动，而机主控在自动位置，机组功率由运行人员通过锅炉主控改变燃烧率调整。负荷指令跟踪燃料量指令，汽机维持机前压力。

- 手动控制方式：锅炉汽机分别手动控制。机组功率及机前压力均由运行人员手

动调整。

以上四种控制方式的选择可通过MCS逻辑或键盘操作实现。

c. 汽机控制

控制系统根据机组负荷指令，向汽轮发电机控制系统(DEH)发出汽机调门开度指令信号。

如果由于某种原因，限制了汽机控制阀的调节，控制系统也能在协调或整体方式下运行。如果机前压力超过允许限值时，系统能控制汽机-发电机组，以防止机前压力进一步偏离设定值。

d. 锅炉控制

锅炉主控将机组负荷指令以并行协调的方式转化为对锅炉燃料和风量的控制，并具有以下特点：

锅炉的燃料指令基于不同启动模式下的锅炉输入指令，并加上给水—燃料比率指令，同时考虑燃料-风和燃料—水交叉限制以及再热器保护功能。

为了补偿实际燃料的发热值的变化，同时提高负荷变化时的锅炉响应，将给水—燃料比率指令加入总燃料指令。

锅炉指令按可供的风量来限制燃料量出力，以保证燃料量决不高于风量。

锅炉指令按送入锅炉的总燃料量(包括所有辅助燃料)来限制风量，以保证风量不低于燃料量。

燃料指令同时还将根据运行的给煤机的数量进行修正。

锅炉自动调节子系统，主要包括：

● 锅炉送风系统

控制锅炉燃料量的指令信号，控制锅炉送风量，通过调节送风机的动叶开度的大小，来改变送风量，使之与燃料量相适应，保证燃料在炉内燃烧时有合适的空气量。

系统将设计氧量校正回路，将实际氧量与给定值比较，作为风量指令。氧量给定将是总负荷的函数。

系统拟设置风量、燃料量交叉限制回路，以保证加负荷时先加风后加燃料，而减负荷时先减燃料后减风，使燃料始终有足够风量得以完全燃烧。

● 燃料量调节系统

系统接受来自机炉协调控制系统主控的燃料量需求信号，调节磨煤机转速以调节送入锅炉的燃料量以满足负荷的需求。它由总燃料量调节器，煤量调节器构成。

以燃料量为代表的煤量信号均设有热值修正，煤量调节器还设有投入磨煤机台数变化所需的增益补偿回路。

● 炉膛压力调节系统

本系统主要是维持炉膛负压在允许的范围内。系统设有死区限制，以免使引风机控制频繁摆动，并引入了来自送风控制系统的前馈调节信号，以改善调节品质，并设有防炉内爆的措施。

● 过热蒸汽温度调节系统

过热蒸汽温度主要依靠控制燃料—给水比率控制在允许范围内，过热器喷水控制用于提供瞬态变动工况下的快速响，超超临界燃煤锅炉使用三级喷水减温控制来提高系统可控性。

● 燃料—给水比率控制

在锅炉湿态运行方式，主蒸汽压力由燃料量控制。因此，在此工况下，燃料—给水比率指令用于控制主蒸汽压力。

在锅炉干态运行方式，为保护锅炉，燃料—给水比率指令控制分离器入口蒸汽的过热度在设定值，设定值由分离器压力确定。

为支持主蒸汽温度控制，每部分过热段的蒸汽温度差作为比例控制信号引入。

基于分离器出口压力，当一级过热器出口温度超过设定值时，应超驰燃料—给水比率指令。

在规定的锅炉运行范围内，特别是达到温度控制的负荷时，控制第一级、第二级和第三级过热器的出口温度。

MFT、蒸汽堵塞及低负荷时，要求严密关闭喷水阀，以限制对喷水减温器下游管路可能造成的热应力影响。为防止汽机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀，应设计喷水隔离阀连锁。

● 再热蒸汽温度调节系统

再热汽温通过调节过热/再热器尾部烟道挡板、再热器喷水两种方式实现。再热汽温设定值由负荷指令确定，用负荷变化作为控制系统的前馈信号。采用过热/再热器尾部烟道挡板作为再热汽温控制的正常手段。再热器喷水作为正常控制的后备控制系统。系统设计力求最小的喷水流量，MFT、蒸汽堵塞及低负荷时，要求严密关闭喷水阀，以限制对喷水减温器下游管路可能造成的热应力影响。为防止汽机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀，应设计喷水隔离阀连锁。

- 给水流量调节系统

基于锅炉输入指令的给水流量指令应与总燃料量交叉限制，以防两者之间产生过度不平衡。在任何工况下，应保持给水流量高于锅炉最小给水流量，以保护锅炉水冷壁管。将总过热器喷水流量的函数作为锅炉最小给水流量。

锅炉给水控制设计能在干态和湿态运行工况之间的相互自动切换，无需外部干预。在正常运行时，调节给水泵转速；在启动运行工况时，调节给水管道上的调节阀开度。

- SCR 喷还原剂量调节系统
- 吸收塔液位控制
- 圆盘脱水机石膏层厚度控制
- 脱硫烟温控制
- 工艺水箱液位控制
- 石灰石浆液补充闭环控制
- 石膏浆液排放闭环控制
- 其它单冲量调节系统

e. 汽机自动调节子系统，主要包括：

- 高压加热器水位调节系统
- 低压加热器水位调节系统
- 凝汽器热井水位调节系统
- 汽机轴封压力调节系统
- 除氧器水位调节系统
- 除氧器压力调节系统
- 给水泵最小流量再循环调节系统
- 汽轮发电机组润滑油温调节系统
- 汽机EH油温度调节系统
- 汽机轴封压力调节系统
- 汽机高、低压缸轴封温度调节系统
- 辅助蒸汽联箱压力调节系统
- 发电机定子冷却水温度调节系统
- 发电机氢温调节系统

- 发电机密封油温度调节系统
- 汽机旁路调节系统
- 其它单冲量调节系统

3.1.3.4 顺序控制系统（SCS）

SCS采用以机组级/功能组级/功能子组级和设备级顺序控制。通过LCD和键盘发出启停指令,可以实现机组级、功能组级/功能子组级和设备级中所有设备的顺序启停控制。

功能组的范围包括功能组所属系统相关设备、阀门和油站等。每个顺序控制功能组,可根据运行人员指令在顺控进行中修改,跳跃或中断。运行人员可按照功能组启停,也可以单台设备在键盘、LCD软手操,且具有不同层次的操作许可条件,以防止误操作。

对于运行中经常操作的辅机、阀门及挡板,启动过程和事故处理需要及时操作的辅机、阀门及挡板,通过SCS实现,每个顺序控制功能组可根据运行人员指令在顺控进行中修改、跳跃或中断。同时运行人员可按照功能组启停,也可以单台设备在键盘、LCD软手操,且具有不同层次的操作许可条件,以防误操作。SCS主要包括以下功能组及子组:

- 空预器子组项
- 送风机子组项
- 引风机子组项
- 一次风机子组项
- 磨煤机子组项
- 给煤机子组项
- 锅炉排污、疏水、放气子组项
- 锅炉吹灰子组项
- 汽动给水泵子组项
- 汽机油系统子组项
- 凝结水子组项
- 凝汽器真空系统子组项
- 汽机轴封系统子组项
- 高、低压加热器子组项
- 汽机防进水子组项
- 辅助蒸汽系统子组项

- 辅机冷却水系统子组项
- 脱硝还原剂供应/排放系统子组项
- 脱硝喷还原剂系统子组项
- 脱硝吹灰系统子组项
- 石灰石制浆顺控功能组
- SO₂吸收顺控功能组
- 石膏脱水顺控功能组
- 工艺水供应顺控功能组
- 浆液排空及回收顺控功能组
- 压缩空气顺控功能组
- 发电机氢、油、水系统子组项
- 汽机旁路子组项
- 发变组子组项
- 厂用电子组项
- 除氧器上水功能组
- 除氧器加热功能组
- 给水管道的静态注水功能组
- 抽汽功能组
- 其它控制系统等

3.1.3.5 锅炉安全监控系统（FSSS）

FSSS包括燃烧器控制（BCS）和炉膛安全系统（FSS）。BCS包括锅炉等离子点火设备、煤燃烧器的控制管理。FSS包括炉膛吹扫、燃料跳闸等内容，燃料跳闸主要是主燃料跳闸(MFT)，MFT快速切断所有进入炉膛的燃料，当发生下列情况时，发出MFT指令：

- 手动MFT（双按钮）
- 送风机跳闸
- 引风机跳闸
- 炉膛内已投入煤粉燃烧器时，一次风机跳闸
- 炉膛压力高于或低于设定值
- 总风量低于设定值

- 在MFT“继电器”复归后，在规定时间内炉膛点火失败
- 没有检测到燃烧器火焰
- 炉膛火焰丧失
- 燃料丧失
- 燃烧器停运不成功
- 过热器或再热器失去保护
- 汽机跳闸
- 发电机跳闸
- 给水流量低
- 给水泵跳闸
- FGD故障

3.1.3.6 深度调峰方式控制方案优化

3.1.3.6.1 深度调峰方式下协调控制优化

深度调峰方式下协调控制系统优化方案主要有基于常规前馈+反馈控制方案的解决方案、基于DCS+智能优化控制系统的解决方案。

3.1.3.6.2 深度调峰方式下锅炉侧相关控制优化

- 深度调峰方式下的燃料量控制优化
- 深度调峰方式下的烟风系统控制优化
- 深度调峰方式下的主汽温度控制优化
- 深度调峰方式下的脱硝控制优化

3.1.3.6.3 深度调峰方式下汽机侧相关控制优化

- 深度调峰方式下的给水控制优化
- 深度调峰方式下的凝结水控制优化
- DEH控制系统中功率控制回路优化
- DEH控制系统中一次调频控制优化
- DEH控制系统中阀门流量特性曲线优化

3.1.4 汽机控制系统（DEH）

3.1.4.1 基本的控制功能

a. 转速控制：实现汽机采用与其热状态，进汽条件和允许的汽机寿命消耗相适应的最大升速率，自动地实现将汽机从盘车转速逐渐提升到额定转速的控制，它与汽机及其

旁路系统的设计相配合,适应汽机带旁路通过中压缸启动的升速方式,并根据不同热状态下的启动升速要求,实现高压主汽门、高压调节门和中压调节门三阀门之间在各个升速阶段的自动切换。升速过程中的升速率既能由DEH系统根据汽机的热状态自动选择。

b. 负荷控制:在汽轮发电机并入电网后实现汽轮发电机从带初始负荷到带满负荷的自动控制,并根据电网要求,参与一次调频任务。机组变负荷率可以由运行人员设定,也可由DEH系统根据热应力计算系统自动限制变负荷率的大小,并具有负荷限制功能。

c. 阀门试验:为保证发生事故时阀门能可靠关闭,DEH系统具备对高、中压主汽门及调节门逐个进行在线试验的能力。

3.1.4.2 汽机起停和运行中的监视功能

a. 基本监视功能:连续采集和处理所有与汽轮机组的控制和保护系统有关的测量信号及设备状态信号。

b. 显示、报警功能:操作员站LCD能综合显示字符和图象信息以反映机组当前的状态和故障信息。机组运行人员通过LCD/键盘实现对机组运行过程的监视和操作。

c. 制表记录:由程序指令或操作人员指令控制。系统数据库中所具有的所有过程点均可制表记录。

d. 操作指导:在LCD上用图象和文字显示出机组正常启动、停运及事故跳闸工况下的操作指导,包括提供当前的过程变量值和设备状态,目标值,不能超越的限值,异常情况,运行人员应进行的操作步骤,对故障情况的分析和应采用的对策等。

3.1.4.3 超速保护功能

a. 超速保护控制(Overspeed Protection Control,简称OPC):超速保护控制是一种抑制超速的控制功能,采用双位控制方式完成,即当汽机转速达到额定转速103%时,自动关闭高、中压调节门,当转速恢复正常时再开启这些汽门,如此反复,直至正常转速控制可以维持额定转速。

b. 超速跳闸保护(Overspeed Protection Trip,简称OPT)当汽轮机转速达到额定转速的110%时,DEH系统发出跳闸指令,关闭主汽门、高压和中压调节门。

3.1.4.4 热应力计算功能

热应力控制是实现汽轮机的自启停控制和负荷自动控制的基础。热应力计算所得结果能在LCD上显示出来。

DEH系统能利用汽轮机及其转子的物理模型和数学模型,求得汽轮机转子的实时热应力,作为监视和控制汽轮机起动、运行和寿命管理的依据。

DEH系统提供应力限制功能，能根据转子热应力的情况自动修正升速率和升负荷率。

3.1.4.5 汽机自启动及负荷自动控制（简称ATC）功能

以最少的人工干预，实现将汽机从盘车转速带到同步转速并网，直至带满负荷的能力。

3.1.4.6 主汽压力控制功能

由DEH系统来实现机组协调控制和汽机跟随方式下的汽压调节。系统中设置主汽压力控制回路，根据主汽门前主汽压力与定值的偏差，控制调节门开度，以保持主汽压力处于设定值。

3.1.5 汽机事故跳闸保护系统（ETS）

ETS至少在以下工况提供保护功能(具体以汽轮机厂资料为准)：

- 远方手动停机（双按钮）
- 汽机的转速超过110%额定转速（三取二）。
- 真空低于制造厂给定的极限值（三取二）。
- 润滑油压下降超过极限值（三取二）。
- 转子轴向位移超过极限。
- 推力瓦温度超过极限值。
- 汽机轴振动达到危险值。
- 排汽缸温度超过极限。
- 抗燃油压过低（三取二）。
- 发电机主保护动作。
- DEH保护跳机。
- DEH超速跳机。
- 主油箱油位低保护（三取二）
- 轴向位移大保护（三取二）
- 其它跳机条件等。

3.1.6 旁路系统控制系统（BPS）

本期工程旁路系统采用高、低压串联旁路装置，旁路的容量满足机组安全启动，机组在任何工况下启动（冷态、温态、热态、极热态启动）时保证主汽温度和汽轮机金属温度相匹配的要求。旁路的主要功能：

a. 改善机组的启动性能、缩短机组启动时间：根据机组冷、热不同的状态自动或手动控制高、低压旁路进口压力或出口蒸气温度，使机组迅速、安全启动。

c. 在启动时，可保护布置在烟温较高区的再热器，以防烧坏。

e. 回收工质，减少噪音。

f. 旁路控制连锁条件：

当机组在启动中有下列情况之一发生时，低旁应能自动快速关闭。

- 凝汽器真空下降到设定值；
- 凝汽器温度高于设定值；
- 凝汽器热井水位高于设定值；
- 低旁出口压力或温度高于设定值；
- 低旁减温水的压力低于设定值

3.1.7 汽机监视系统（TSI）

每台汽轮机设置一套TSI，随汽轮机成套配供。TSI通过硬接线与DCS进行信号交换。TSI能连续测量汽轮发电机组轴承及汽轮机本体运行的机械参数，并带参数显示，当参数越限时报警以至发出停机信号至ETS或DCS。主要监视项目有：

- (1) 汽轮机转速
- (2) 轴向位移
- (3) 轴振动
- (4) 转子差胀
- (5) 轴偏心率
- (6) 汽缸膨胀

TSI装置除自身显示以上参数外，还分别输出4~20mA信号至DCS或DEH进行显示，送出相应原始信号至汽轮机与大型转机可视化监测与诊断系统，由汽轮机与大型转机可视化监测与诊断系统进行分析计算，用以指导运行人员调整运行方式、合理实施检修计划等。

3.1.8 给水泵汽轮机控制系统（MEH）和事故跳闸保护系统（METS）

MEH和METS采用与主机DCS相同软硬件。MEH系统应能以操作人员预先设定的升速率自动地将给水泵汽轮机转速自最低转速一直提升到预先设定的目标转速。超过此转速，MEH系统可接受DCS的给水控制系统的给水流量需求信号，实现给水泵汽轮机转速的远方自动控制。MEH系统还具有滑压运行、连锁保护、跳闸试验、阀门试验、自诊断

以及系统故障切手操等功能。

METS跳闸和保护内容如下（不限于此）：

- 超速跳闸（超速测量元件独立设置，并三取二）
- EH油压低跳闸（三取二）
- 轴承润滑油压低跳闸（三取二）
- 凝汽器真空低跳闸（三取二）
- 轴向位移大停机（冗余）
- 轴承振动保护
- 遥控跳闸等

3.1.9 MTSI的配置与功能

给水泵汽轮机设置一套MTSI，随小汽轮机成套配供。MTSI通过硬接线与DCS、MEH/METS进行信号交换。MTSI能连续测量给水泵汽轮机轴承及本体运行的机械参数，并带参数显示，当参数越限时报警以至发出停机信号至DCS。主要监视项目有：

- （1）给水泵汽轮机转速
- （2）给水泵汽轮机轴向位移
- （3）给水泵汽轮机轴振动
- （4）给水泵汽轮机转子差胀
- （5）给水泵汽轮机轴偏心率

MTSI装置除自身显示以上参数外，还分别输出4~20mA信号至DCS进行显示。

3.1.10 锅炉炉管泄漏监测系统

每台锅炉设置一套锅炉炉管泄漏监测系统，完成锅炉水冷壁、省煤器、过热器、再热器等承压受热面泄漏的早期诊断和报警。并将分析结果和指导信息通过硬接线方式送入DCS，以通讯方式送入智能电厂管理信息系统，其主要功能包括：

（1）通过固定安装在锅炉炉膛水冷壁、水平烟道、尾部竖井及锅炉炉顶大包内的探头，将锅炉炉管泄漏的声音信号转化成电信号，经前置放大和信号处理后，在置于电子设备间内的显示报警机柜的LCD上显示泄漏情况及泄漏报警。

（2）实现对锅炉炉管泄漏的早期报警。

（3）确定锅炉炉管泄漏的区域位置。

（4）判断锅炉炉管泄漏的泄漏程度和发展趋势（程度分为四个等级：异常、轻度泄漏、中度泄漏、严重泄漏，可根据直观反映不同时间段，不同测点的变化趋势）。

(5) 检测吹灰系统投运情况。

(6) 在线监听锅炉背景噪声。

3.1.11 旋转机械振动监测和故障诊断系统（纳入智慧电厂部分）

全厂合设一套旋转机械振动监测和故障诊断系统，完成旋转机械包括汽轮机、汽动给水泵组、三大风机、给水泵汽轮机、磨煤机、闭式水泵、凝泵等重要辅机，分析结果和指导信息通过数据通讯的方式送入智能电厂信息系统。其主要功能包括：

(1) 实时在线采样（多通道）。

(2) 快速富里叶变换（FFT）。

(3) 机组启、停（瞬态）数据采集、分析和存储。

(4) 报警、危急识别和事故追忆（包括动态数据）。

(5) 机组日常运行（稳态）数据采集、分析和存储。

(6) 历史资料存储。

(7) 例行报告，报表输出。

(8) 振动特征分析：可绘制的图表有波特图、振动频谱图、极坐标图、三维频谱图、波形图、轴心轨迹图和振动趋势图。

(9) 转子平衡重量计算。

(10) 系统硬件故障检查。

(11) 远程通讯及管理。

振动故障诊断：可诊断的故障有不平衡、初始弯曲、对中度不好、轴瓦不稳定、油膜振荡、汽流激振、电磁激振、参数激振、摩擦、轴承座松动、共振和高次谐波共振。

3.2 辅助车间控制系统的功能

辅助车间控制系统实现对所有的辅助车间：空压机系统、采暖加热站、空调、输煤系统、除尘除灰系统、凝结水精处理系统、汽水取样、化学加药系统、机组排水槽、综合水泵房系统、污废水系统、锅炉补给水系统、氢站系统等辅助系统的监视与控制功能，完成相应工艺系统的数据采集、参数显示、过程控制、连锁保护和报警，主要包括：

a. 对各工艺系统的所有被控对象进行监控，包括电机启、停控制，阀门打开关闭操作、设备启停状态、阀门已开已关状态、远方/就地切换状态和主要工艺参数的监视，并完成设备的连锁保护，实现就地无人值班。

b. 对于动力阀门、泵、风机等设备，可进行自动程序控制、远方操作控制及就地控制。辅助车间控制系统与智能电厂优化控制系统联网，以实现一体化网络结构。

3.3 仪表与控制保护及报警信号系统

3.3.1 保护的功能

保护是从机组整体出发,使炉、机、电及各辅机之间相互配合,及时处理异常工况或用闭锁条件限制异常工况发生,避免事故扩大或防止误操作,保证人身和设备的安全。通过DCS系统实现的主要保护项目有:

- (1) 主燃料跳闸 (MFT) 保护
- (2) 汽机防进水保护
- (3) 给水泵保护
- (4) 除氧器压力、水位保护
- (5) 凝汽器及高、低压加热器水位高保护
- (6) 发电机定子冷却水断流保护:发电机定子冷却水消失时,延时一段时间后跳发电机,关闭主汽门停机。

3.3.2 保护的功能的实现

除汽机紧急跳闸保护由ETS完成外,其余的热工保护均由DCS实现。

3.3.3 硬手操按钮的设置

在运行人员操作台上设有硬手操手动按钮跳闸回路,以备紧急事故情况下,跳锅炉、汽轮和发电机,硬手操手动按钮设置如下内容:

- (1) 燃料紧急跳闸 (MFT) 按钮 (双按钮)
- (2) 汽机紧急跳闸按钮 (双按钮)
- (3) 发电机紧急跳闸按钮 (双按钮)
- (4) 柴油发电机紧急启动按钮
- (5) 凝汽器真空破坏阀开按钮
- (6) 汽机交流润滑油泵启动按钮
- (7) 汽机直流润滑油泵启动按钮
- (8) PCV按钮 (开、关、手动/自动切换)
- (9) 给水泵汽机紧急跳闸按钮
- (10) 给水泵汽机交流润滑油泵启动按钮
- (11) 给水泵汽机直流润滑油泵启动按钮

3.3.4 锅炉、汽机、发电机之间的联锁关系

- a. 炉跳机: 锅炉MFT动作, 则送信号给汽轮机ETS系统, 跳汽轮机。

- b. 电跳机：发变组保护动作，则送信号给汽轮机ETS系统，跳汽轮机。
- c. 机跳炉：汽机跳闸，则送保护信号给FSSS跳闸继电器直接停炉。
- d. 机跳电：汽机跳闸，则送保护信号给发电机保护系统，待发电机逆功率保护动作后跳发电机。

3.3.5 重要保护回路冗余设计

a. 汽机ETS在信号输入、程序执行、信号输出是三重化冗余容错配置，可在线试验。汽机设多个跳闸电磁阀，既可防止误操作和误动作，又可防止拒动作。

b.重要的一次信号如炉膛压力、汽机轴承润滑油压、抗燃油压力、凝汽器真空等均采用三取二逻辑，保护信号应遵循从取样点到输入模件全程相对独立的原则。

3.3.6 热工报警

除DCS系统电源失电或故障在集中控制室设置硬回路声光报警以外，不设常规热工信号报警系统，热工报警信号均由DCS系统的操作员站LCD报警。热工报警主要包括下列内容：

- (1) 主要工艺参数越限。
- (2) 热工保护动作及主要工艺设备故障。
- (3) 控制系统故障。
- (4) 热工电源、气源故障。

4 仪表与控制系统及设备配置

4.1 智能控制单元主要硬件（初步预估）

— 生产实时智能服务器	2套
— 性能计算及AI服务器	2套
— 网络监控服务器	2套
— 厂级生产实时数据库	1套
— 核心交换机	2台

4.2 机组分散控制系统DCS配置

4.2.1 人/机接口

- a. DCS值长站： 1台
- b. DCS操作员站： 每台机组5台，配2台记录打印机。
- c. DCS工程师站： 每台机组2台，配1台彩色打印机。
- d. DCS历史站： 每台机组2台。
- e. DCS OPC站： 每台机组1台。

4.3 DEH/ETS 配置

- a. 操作员站： 每台机组1台，配1台记录打印机。

b.工程师站：每台机组1台，配1台彩色打印机。

c. 控制器： 3对（DEH系统按2对控制器配置、ETS系统按1对控制器配置）

4.4 给水泵汽轮机控制系统（MEH）和事故跳闸保护系统（METS）

给水泵汽轮机的控制系统（MEH）和事故跳闸保护系统（METS）配置一对冗余的控制器。

4.5 生产视频监控系统、门禁管理系统及安防系统功能

4.5.1 生产视频监控

本工程设置一套生产视频监控系统，在无人值班场所和影响机组安全的场所设置监视点，使集控室的监控人员能通过传送上来的现场图像，直观、准确、及时地了解厂区的实际情况，减少事故报警处理时间。闭路电视监视系统按厂房布置划分为：升压站、机组锅炉房区域，机组汽机机房区域，除灰除尘区域，灰库、脱硫区域、脱硫公用区域、脱硝区域、脱硝尿素区等。生产视频监控系统在集中控制室内设置的监控设备为大尺寸液晶拼接屏。闭路电视监视系统点数暂按400点考虑（不含视频安防系统点数）。

4.5.2 视频安防系统

本工程设计一套视频安防系统。视频安防系统对远端图像进行实时录像，管理人员可以随时通过查询录像资料了解现场情况。厂区入口处安防系统设置防入侵设施，满足当地安防要求。视频安防系统与智能电厂信息系统联网，使图像等信息上传到智能电厂信息系统网络甚至集团网络，方便了上级领导、厂级领导了解现场实际情况，对机组运行进行管理和决策。视频安防系统探头点数暂按150点考虑。

4.5.3 门禁管理系统

本工程设计建立一套门禁（一卡通）管理系统，覆盖生产区、生活区和办公区，为生产、办公区的智能化、自动化管理奠定基础。在主厂房内的重要设备区域如电子设备间、高/低压配电间、计算机房等，无人值班的辅助车间，集控楼区域的重要房间如重要的办公室、信息系统机房等，以及厂区大门等的出入口设置门禁管理系统，实现各种管理场所出入口的实时监控、进出权限管理、记录、报警、消防报警联动和视频监视系统联动等，根据需要设置考勤和厂内消费功能（一卡通功能）。规划约150个门禁控制点。

4.5.4 安防系统

周界防范是防止非法入侵和异常事件的第一道防线，也是非常重要的一道防线。视频周界防范是建立在传统周界防范概念基础上，通过应用智能视频分析技术，不但具备入侵报警作用，而且还能通过前端的视频监控设备实时了解监控区域的情况，一旦发生

入侵行为，第一时间发出警示。

周界报警系统主要通过通过在厂区围墙安装红外对射探头和电子围栏，探测非法进入厂区或者试图非法进入设防厂区的行为，并进行声光报警，并显示周界位置及相关视频信息。

前端实现周界防范（越界侦测、区域入侵）报警抓图，可以对前端推送的报警图片进行人体目标二次识别，有效过滤绝大部分非人体触发的报警，提高周界防范报警准确率。

本工程设一套固定式反无人机系统。

本工程安防系统按照《电力系统治安反恐防范要求》定为《三级重点目标》安防标准进行建设。

4.6 烟气排放连续监测系统（CEMS）配置

本工程每台锅炉各设一套CEMS系统（与脱硫出口CEMS系统合并设置），各CEMS系统包括：一套探头，一套数据采集系统，一套上位分析系统等，数据采集系统并留有与当地环保部门和电网调度部门的数据传输接口。取样探头安装在吸收塔出口烟道一定高度位置，监测项目包括SO₂、烟尘、NO_x等，附带测量参数包括烟气温度、流量、压力等。

4.7 辅助系统监控网及控制系统配置

4.7.1 辅助系统集中监控网络

- a. 本工程的辅助系统集中监控网络采用与主厂房相同硬件的DCS。
- b. 辅助系统集中监控人机界面，在集中控制室设3台辅助系统DCS操作员站，2台辅助系统DCS工程师站，2台辅助系统DCS历史站，1台辅助系统DCS接口站。记录打印机2台。

5 控制系统的可靠性及实时性

5.1 控制系统的可靠性

5.1.1 保证控制系统可靠性的措施

- a. 分散控制系统中电源系统、主控制器、通讯网络均采用冗余配置。
- b. 用于调节、保护用的重要信号采用多重冗余设计原则：重要保护回路测量信号三取二；重要调节回路测量信号三取中。
- c. 选用的控制装置均设计有完善的自诊断功能。

d. 主要控制装置均采用UPS供电。

e. 远程I/O通讯总线全部冗余配置。

f. 冗余设置的现场仪表应接入不同卡件；工艺上并列运行或冗余配置的设备，其相关驱动装置应连接在不同的控制器上。

5.1.2 主要控制设备的可靠性指标

- DCS（包括软、硬件）可用率>99.9%（考核时间为90天）。
- DEH可用率>99.9%（考核时间为90天）。
- DCS控制处理器平均负荷率不超过60%。

5.1.3 仪表控制设备选型

由于本工程主系统和辅助系统按不设常规监控设备考虑，运行人员与工艺系统的界面是LCD操作员站，要求现场仪表和控制设备准确地反应系统运行情况，及时可靠地执行控制系统的控制指令以保证机组的安全、经济、稳定运行。在进行现场仪表和控制设备的选型时应该选用具有成熟经验、性能良好、质量可靠的仪表和设备，对于国内生产质量不符合控制系统要求的现场仪表和控制设备应选用进口品牌产品。具体项目如下：

- a. 汽机TSI，由汽机厂成套配供；
- b. 给水泵汽轮机MTSI采用与主机相同的品牌，由给水泵汽轮机成套配供；
- c. 调节型智能一体化电动执行机构（部分随锅炉及汽机成套）；
- d. 汽水系统中与MCS调节有关的调节阀；
- e. 智能变送器；
- f. 压力/差压/温度/液位等逻辑开关；
- g. 高温高压仪表阀门；
- h. 特殊分析仪表，如硅表、钠表、溶氧表、浊度仪等；
- i. 液位、煤位、灰位、渣位连续测量设备；
- j. 烟气连续测量装置（CEMS）；
- k. 双电源自动切换装置；
- l. 质量流量计、电磁流量计、超声波流量计；
- m. 电磁阀等。

5.2 控制系统的实时性

i. 为保证控制系统的可靠性，DCS实时性要求如下：

- 每一LCD图像显示的实时变量的更新时间应在1秒或更短时间之内。

- 操作员发出的任何控制指令必须在1秒或更短时间之内执行；已被执行完毕的确认信息也应在1秒或更短时间之内显示在LCD上，两次时间总和小于或等于2秒。

- 最忙时，每个处理器模件的CPU负荷率不大于60%，每个操作员站的CPU负荷率不大于40%。

- 令牌网网通讯总线的负荷率不大于30%；以太网通讯总线的负荷率不大于20%。

- 模拟量控制的处理器模件完成所有指定任务的最大执行周期不超过250ms，开关量控制的处理器执行周期不超过100ms。

- 需快速处理的模拟和顺序控制回路，其处理能力最长分别为每125ms和50ms执行一次。

6 电源和气源

6.1 电源

6.1.1 交流380V电源

a. 主厂房热控配电箱接受两路380V交流电源，一路来自厂用段，一路来自保安段，一用一备，每个电源柜内设置电源自动切换装置。

b. 空预器间隙调整柜、循环水泵电动门配电箱均接受两路380V交流电源，一路来自厂用段，一路来自保安段，一用一备。锅炉吹灰动力柜均接受两路380V交流电源，来自低压厂用不同段，一用一备。

c. 辅助车间热控配电箱380V电源来自各车间配电盘，各两路，一用一备。

6.1.2 交流220V电源

a. 主厂房热控一般用交流220V电源来自热控电源柜，热控电源柜采用两路电源供电，两路均来自交流220V UPS，每个电源柜设置电源自动切换装置。

b. 单元机组分散控制系统（DCS）采用两路电源供电并互为热备用（主电源故障自动投入备用电源）。两路电源均来自电气单相交流220V UPS不同段，每个电源柜设置电源自动切换装置。

c. TSI、MTSI均采用两路电源供电，两路电源均来自电气单相交流220V UPS，柜内设置电源自动切换装置。

d. 机械转动设备振动检测和故障分析系统以及空预器火灾探测柜采用一路交流220V厂用电，一路交流220V保安电源供电，门禁、闭路电视监视系统接受两路全厂公用

的厂用220V交流电源。

e. 辅助厂房用电来自各自车间电气配电盘，要求为两路电源供电，两路电源来自不同段。

6.1.3 直流电源

本工程电气专业提供的直流系统为两种规格，220VDC用于直流动力负荷，110VDC用于直流控制回路。

6.2 气源

6.2.1 气源配置

仪用压缩空气系统的储气罐容量应保证全部空压机停用时，在供气压力不低于气动设备最低允许工作压力0.6MPa情况下，满足设备5分钟用气。

6.2.2 气源品质要求

● 空压站送出的仪表控制用压缩空气应经除油、除尘、除水、干燥等空气净化处理，其气源品质符合以下要求：

● 露点：工作压力下露点比工作环境最低温度低10℃。为确保压缩空气品质，全厂压缩空气系统管路或部分支路设置压缩空气露点监测仪，并采用进口设备。

● 含尘：净化后的气体中含尘颗粒直径不应大于 $3\mu\text{m}$ ，含尘量应不大于 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 。

● 含油：气源装置送出的气体，油份含量控制在1ppm以下。

● 腐蚀性气体：仪表与控制气源中应不含易燃、易爆、有毒、有害及腐蚀性气体或蒸汽。

6.2.3 仪用压缩空气供气母管采用双母管和不锈钢材质。根据用气设备的数量和重要性选择单回路供气或复合回路供气及适当设置必要的仪用压缩空气净化装置。

7 仪表与控制系统及设备材料选型

7.1 仪表与控制系统及设备选型原则

7.1.1 本工程采用了分散布置DCS控制机柜和远程I/O等先进技术和先进的控制、管理软件。具体采用哪种型号的分散控制系统，要在充分考察和调研的基础上通过招标决定。选型时应注意以下几个方面：

a. DCS应具有良好的开放性并易于扩展。同时还应具有良好的防病毒入侵能力。

b. DCS供货商应从安全性、负荷均衡和故障分散的角度进行I/O分配。

c. 远程I/O的通讯速率、抗干扰能力和对现场环境的适应性应满足控制系统的功能

要求和现场情况。

d. DCS选用在同等规模超超临界机组上有成功应用经验且性能优越的产品。

7.1.2 热工自动化系统设备的选型根据各设备的用途、使用环境、操作要求和自动控制水平，选择技术先进、性能可靠、价格合理、售后服务和技术支持良好的仪表和自控设备。

7.1.3 电动执行机构及阀门电动装置应选用智能一体化的产品。

7.1.4 对于国内生产质量不符合控制系统要求的现场仪表和控制设备应选用进口产品。

7.2 就地测量元件和仪表选型原则

7.2.1 流量仪表

- 流量测量元件优先选用标准节流装置（长径喷嘴、标准喷嘴和孔板）。特殊情况下，或用标准节流装置不合适的场合，可选用插入式流量计等。

- 标准节流装置采用国际标准计算、制造和验收。根据管道情况，合理选择节流装置的前后直管段。

- 污废水流量测量选用电磁流量计。

7.2.2 液位/料位仪表

- 就地液位指示选用磁性翻板液位计或磁浮子液位计。

- 液位仪表测量优先选用差压式液位仪表，在特殊场合选用雷达或导波雷达液位计。

- 点式料位测量选用射频导纳式或重锤式料位开关，连续料位测量选用雷达料位计、贴片式称重传感器。

7.2.3 压力仪表

- 就地压力指示一般选用弹簧管压力表，有腐蚀或易堵介质压力测量选用膜片隔离式压力表。压力表精度为±1.5%。

- 压力远传选用压力变送器，测量压差或微压力选用差压变送器，精度为±0.075%。

- 不采用电接点压力表用于报警、联锁、控制。

7.2.4 温度仪表

- 就地温度指示选用万向型抽芯式双金属温度计。

- 温度测量元件选用双支型铠装热电阻/热电偶。

- 热电阻选用Pt100、双支三线制。

- 不采用电接点仪表用于报警、联锁、控制。

7.2.5 电磁阀能长期带电使用。

7.2.6 化学分析仪表: 均采用流通式仪表

7.3 电缆桥架和电缆选型原则

7.3.1 主厂房及一般辅助车间热控用电缆桥架全部采用镀锌钢桥架, 有腐蚀环境的电缆桥架采用铝合金材质。

7.3.2 全厂控制电缆采用屏蔽型控制电缆。本工程主辅厂房控制电缆、计算机电缆、补偿电缆采用阻燃铜芯型屏蔽电缆, 高温或低温环境下敷设的电缆采用耐高温或耐低温电缆。

7.4 现场安装及材料

7.4.1 现场安装

(1) 所有现场仪表的安装位置确定满足下列要求:

- a. 对于就地显示仪表, 应便于在运行通道处能读出指示数据。
- b. 留有足够的操作空间, 便于安装、操作和维护。

(2) 节流装置前后留有足够的直管段长度。

(3) 远传液位仪表用取样口与就地液位计用取样口原则上分开设置。

7.4.2 仪表取样管及仪表阀门

高温高压系统(主汽、冷再、热再、#0~4段抽汽、高中压辅汽、汽封、给水前置泵至省煤器的给水系统、锅炉本体汽水系统)以及主辅机所有油系统、发电机氢油水系统的仪表阀门均采用进口产品(包括管接头)。其它系统采用国产产品(包括管接头), 其中主汽、热再、冷再及给水采用高温高压工艺阀门, 一次门前取样管采用同工艺管道材质一致并按工艺参数选择管径和壁厚。工艺系统压力高于 4.0MPa 或者温度高于 350℃的仪表管路, 均应采用进口仪表阀(凝结水系统采用国产仪表阀)。真空管路均采用波纹管仪表阀。对于公称压力大于等于 4.0MPa 或介质温度大于 350℃时, 装双一次门及双排污门。

7.4.3 仪表控制电缆的敷设

7.4.3.1 不同电压等级的仪表控制电缆分开设置在不同层的电缆桥架中, 或同层在电缆桥架中设置分隔板, 同一根多芯电缆所传输的信号为同类信号。

7.4.3.2 仪表控制电缆桥架主通道架空敷设。从就地控制柜和接线盒到就地仪表的电缆穿管敷设。主厂房电缆敷设采用计算机辅助设计, 自动计算电缆长度和路径、控制电缆

桥架缆流。

7.4.3.3 电缆防火

电缆着火阻燃措施：

- 对易遭受外部着火影响的架空敷设电缆，采取防护措施。如涂刷防火涂料，采用耐火隔板及槽盒等，减少电缆着火率。

- 对电缆着火后易造成延燃的区段，采取分段隔离措施，达到尽可能缩小事故范围，减少损失，如电缆隧道通往竖井处设防火门，用耐火材料封堵；电缆竖井，电缆贯穿楼板、墙孔及车间配电屏的电缆孔洞均用耐火隔板与软性耐火材料严密封堵；厂区电缆沟进入建筑物入口处设阻火隔墙等。

7.4.4 防冻伴热及防雨措施

根据气候条件极端最低气温，冬季会出现零度以下结冰天气，因此锅炉汽水系统和脱硫系统的脉冲管采用电伴热。露天布置的仪控设备除设防雨措施外还宜考虑防冻伴热措施，部分露天布置的仪用管道需要考虑防冻伴热措施。

8 仪表与控制试验室

本工程按承担检修任务设置热工自动化试验室仪表，并根据《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》DL/T 5004-2010，设置仪表与控制实验室，主厂房内设置现场检修间做为热工设备现场检修使用。

9 编码系统

本期工程采用电厂标识系统，按照《电厂标识系统编码标准》GB/T 50549-2020执行，对全厂的控制设备、仪表与控制系统进行标识编码，以便于仪表、设备管理及软件系统测点命名等。

10 仿真机

对机组的仿真将是全范围、全过程和高精度的仿真，包括锅炉、汽轮机和电气等系统及其设备的仿真，对集控室内单元机组部分是1：1的仿真，除大屏幕显示屏不仿真外，所有布置均相同，声、光、操作布置等与实际环境相同。仿真机采用和参照机组相同的、真正的DCS操作员站的硬件、系统软件、操作显示和数据库等。参照机组的DCS和DEH组态无需经过任何修改，能被直接用于仿真机。在参照机组上对DCS和DEH的任何应用程序的修改后的程序，包括组态修改、参数修改、画面修改等，都能通过软盘或光盘复

制到仿真机系统，经过仿真机系统的自动编译后，直接被仿真机系统使用，而不需再次人工编程组态。

仿真机主要用于培训，用于电厂的运行、管理人员的培训和考核，使得运行人员能较熟练地、正确地掌握机组设备在各种状态下启动、停机和正常运行的监视操作技术，提高机组运行人员正确判断、处理各种事故的应急能力，并通过各种故障判断和分析的反复培训，提高对机组运行的综合分析能力；对岗位运行人员和技术管理人员进行定期轮训，作为上岗、晋升前的考核手段，客观地反映实际操作能力和分析判断能力；在不同工况条件下分析和改进机组运行操作方案、方式，并加以优化；对机组的故障原因和结果进行分析，以便改进运行操作和制定反事故对策。

计算机仿真系统的配置

硬件配置

仿DCS操作员站 5台

仿硬台盘

在该机上提供非DCS控制功能的操作，如启停开关、汽机控制、励磁和同期等。该系统由一台PC机驱动，PC机通过网络与过程模型相连接。

指导员站

指导员站由一台PC机组成，过程模型和控制逻辑仿真在该机上运行，整个仿真机系统由指导员站控制，该站的指令通过高速TCP/IP协议网络进行传送。

指导员站可接一台彩色激光打印机，用于文件打印和图形硬拷贝打印。

软件配置

系统开发建模软件

模件库

仿真机运行支持软件。

编译软件

操作系统，同DCS操作系统一致。

多项支持和应用软件。