

ICS 27.100
F 24

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1083 — 2019
代替 DL/T 1083 — 2008

火力发电厂分散控制系统技术条件

Specification of distributed control system for fossil fuel power plant

2019-06-04 发布

2019-10-01 实施

国家能源局 发布

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义、缩略语	1
3.1 术语和定义	1
3.2 缩略语	4
4 基本规定	4
5 硬件和系统软件	4
5.1 系统结构	4
5.2 一般要求	5
5.3 通信网络	6
5.4 电源	8
5.5 控制处理器 (CP)	8
5.6 输入/输出模件 (I/O)	9
5.7 人-机接口	11
5.8 外围设备	13
5.9 现场总线通信设备	14
5.10 机柜和接地	15
5.11 备品备件和专用工具	16
6 应用软件	16
6.1 一般要求	16
6.2 数据采集系统 (DAS)	17
6.3 模拟量控制系统 (MCS)	19
6.4 开关量和顺序控制系统 (SCS)	25
6.5 炉膛安全监控系统 (FSSS)	27
6.6 电气控制系统 (ECS)	30
6.7 公用控制系统	31
6.8 现场总线控制系统 (FCS)	32
7 技术文件	33
7.1 基本要求	33
7.2 硬件资料	33
7.3 系统软件资料	33
7.4 应用软件文件	34
7.5 I/O 清单和现场总线网段设计资料	34
7.6 其他资料	34
8 包装和贮存	34

DL / T 1083 — 2019

8.1 包装要求	34
8.2 贮存	34
9 试验	35
9.1 工厂验收 (FAT)	35
9.2 现场验收	37
9.3 考核与质量保证	37
9.4 可用率测试	37
附录 A (资料性附录) 主要设备启动和保护条件	38

前 言

本标准按照 GB/T 1.1—2009《标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写》给出的规则起草。

本标准是对 DL/T 1083—2008《火力发电厂分散控制系统技术条件》的修订。除编辑性修订外，主要技术内容变化如下：

- 对 DCS 硬件、系统软件的质量和性能指标进行了修订；
- 增加了信息安全技术方面的要求；
- 修订了模拟量控制系统的技术要求；
- 增加了炉膛安全监控系统的技术要求；
- 修订了顺序控制系统、增加了脱硫脱硝控制系统的技术要求；
- 增加了电气控制系统的技术要求；
- 增加了现场总线控制系统的技术要求；
- 增加了 DCS 包装和贮存的技术要求。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业热工自动化与信息标准化技术委员会（DL/TC 28）归口。

本标准起草单位：西安热工研究院有限公司、中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司、华能国际电力股份公司、大唐彬长发电有限责任公司、浙江大唐国际乌沙山发电有限公司、大唐长春第三热电厂。

本标准主要起草人：贾强邦、曾卫东、肖勇、鲁齐、王利国、贺文健、杜学聪、高海东、盛伟岸、孟晓伟、毕建惠、宁海琪、冯博、黄金宝、刘武奎、苏利辉、唐志卓。

本标准自实施之日起，代替 DL/T 1083—2008。

本标准首次发布日期：2008年6月4日。本次是第一次修订。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化管理中心（北京市白广路二条一号，100761）。

火力发电厂分散控制系统技术条件

1 范围

本标准规定了火力发电厂分散控制系统（DCS）的硬件、系统软件、应用功能、资料、包装、贮存和验收测试的技术要求。

本标准适用于新建或改扩建火力发电厂单机容量在 300MW 及以上机组的分散控制系统（DCS），其他容量机组的 DCS 可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 2421.1 电工电子产品环境 试验概述和指南
- GB/T 4208 外壳防护等级（IP 代码）
- GB/T 8117.2 汽轮机热力性能验收试验规程 第 2 部分：方法 B 各种类型和容量的汽轮机宽准确度试验
- GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程
- GB/T 13384 机电产品包装通用技术条件
- GB/T 17214.1 工业过程测量和控制装置工作条件 第 1 部分：气候条件
- GB/T 17626.2 电磁兼容 试验和测量技术 静电放电抗扰度试验
- GB/T 17626.3 电磁兼容 试验和测量技术 射频电磁场辐射抗扰度试验
- GB/T 17626.4 电磁兼容 试验和测量技术 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验
- GB/T 17626.5 电磁兼容 试验和测量技术 浪涌（冲击）抗扰度试验
- GB/T 17626.8 电磁兼容 试验和测量技术 工频磁场抗扰度试验
- GB/T 17626.11 电磁兼容 试验和测量技术 电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验
- GB 17859 计算机信息系统 安全保护等级划分准则
- GB/T 18271.3 过程测量和控制装置 通用性能评定方法和程序 第 3 部分：影响量影响的试验
- GB/T 26863—2011 火电站监控系统术语
- GB/T 29247—2012 工业自动化仪表通用实验方法
- GB/T 30372 火力发电厂分散控制系统验收导则
- GB/T 33009.1 工业自动化和控制系统网络安全 集散控制系统（DCS） 第 1 部分：防护要求
- DL/T 1091 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程
- DL/T 1213 火力发电机组辅机故障减负荷技术规程

3 术语和定义、缩略语

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。为了便于使用，以下重复列出了 GB/T 26863—2011 中规定的一些术语和定义。

3.1.1

分散控制系统 distributed control system; DCS

采用计算机、通信和屏幕显示技术，实现对生产过程的数据采集、控制和保护功能，利用通信技术实现数据共享的多计算机监控系统。其主要特点是功能分散、操作显示集中、数据共享。根据具体情况也可以是硬件布置上的分散。

[GB/T 26863—2011，定义 8.13]

3.1.2

控制处理器 control processor; CP

以微型计算机或微处理器为核心，完成控制逻辑和控制算法的专用模块化单元。

3.1.3

过程控制站 distributed process unit; DPU; process control unit; PCU

能够实现生产过程中相对独立子系统的数据采集、控制和保护功能的装置。

3.1.4

人-机接口 man-machine interface; MMI; human-machine interface; HMI

人（即用户）与系统（即特定的机器、装置、计算机程序或其他复杂工具等）相互作用的手段的集合体。用户接口提供了以下手段：

- 输入：允许用户操作系统。
- 输出：允许系统指示用户操作的响应。

[GB/T 26863—2011，定义 5.6]

3.1.5

输入输出模块 input and output module; I/O module

将生产过程参数转换为工业控制计算机系统能够接收的数字信号，或将工业控制计算机系统输出的数字信号转换成生产设备能够接收的物理信号的部件或组件。

3.1.6

主控通信网络 main communication network; MCN

连接分散控制系统中各过程控制站、人-机接口站（操作员站、工程师站）或人-机接口数据服务器的实时数据通信网络。

3.1.7

数据采集系统 data acquisition system; DAS

采用数字计算机系统对工艺系统和设备的运行参数、状态进行检测，对检测结果进行处理、记录、显示和报警，对机组的运行情况进行计算和分析，并提出运行指导的监视系统。

[GB/T 26863—2011，定义 5.9]

3.1.8

模拟量控制系统 modulating control system; MCS

闭环控制系统 closed loop control system

实现锅炉（包括常压循环流化床、余热锅炉）、汽轮发电机组或燃气轮发电机组及相应辅助系统参数自动控制的总称。在这些系统中，常包含参数自动控制及偏差报警功能，对于前者，其输出量为输入量的连续函数。

[GB/T 26863—2011，定义 6.29]

3.1.9

炉膛安全监控系统 furnace safeguard supervisory system; FSSS

对锅炉（包括常压循环流化床）点火、燃烧器、油枪或气枪或床枪进行程序自动控制，防止锅炉（包括常压循环流化床）炉膛由于燃烧熄火、过压等原因引起炉膛外爆或内爆而采取的监视和控制措施

的控制系统。它包括燃料安全系统和燃烧器控制系统。对煤粉（或燃油、燃气）锅炉，有时也称为燃烧器管理系统 burner management system (BMS)。

[GB/T 26863—2011, 定义 7.12]

3.1.10

顺序控制系统 sequence control system; SCS

对锅炉、汽轮机的辅助系统按一定规律（输入信号条件顺序、动作顺序或时间顺序）采用开关量进行控制的系统。

3.1.11

电气控制系统 electric control system; ECS

对发电机-变压器组及厂用电源系统进行控制的系统。

3.1.12

汽轮机电液控制系统 digital electro-hydraulic control system; DEH

由电气原理设计的敏感元件和数字电路（计算机），由电气/液压原理组成的放大元件和液压原理组成的伺服机构所组成的汽轮机控制系统。简称数字电调。

注：改写 GB/T 26863—2011 定义 6.29.4.3]。

3.1.13

现场总线 field bus

一个数字化的、串行、双向传输、多分支结构的通信网络系统，是用于工厂/车间仪表和控制设备的局域网。IEC 61158 分别规定了基金会现场总线（FF）H1 和 HSE、ControlNet、DeviceNet、PROFIBUS、P-net、WorldFIP、Interbus、EtherCAT、Ethernet Powerlink、Sercos、VNET/IP、CC-Link、Hart 等通信协议。

[GB/T 26863—2011, 定义 4.4.1]

3.1.14

现场总线控制系统 field-bus control system; FCS

一种利用现场总线技术，构成集成式的分散控制系统。把现场测量、控制设备连接成网络系统，按公开、规范的通信协议，在位于现场的具有多种测控计算功能的设备之间，以及现场仪表与监控计算机之间，实现双向数据传输与信息交换，并对现场设备进行实时诊断、管理、维护的系统。

[GB/T 26863—2011, 定义 8.14]

3.1.15

厂级监控信息系统 supervisory information system for plant level; SIS

建立发电厂内生产过程实时/历史数据库平台、为全厂实时生产过程综合优化服务的实时生产过程监控、管理的信息系统。

[GB/T 26863—2011, 定义 9.51]

3.1.16

总燃料跳闸 master fuel trip; MFT

由人工操作或保护信号自动动作，快速切除进入锅炉（包括常压循环流化床）的所有燃料（包括到炉膛、点火器、风道燃烧器等燃料）而采取的控制措施。

[GB/T 26863—2011, 定义 7.12.3]

3.1.17

油燃料跳闸 oil fuel trip; OFT

快速关闭燃油阀，切断进入锅炉的所有油量。

注：改写 GB/T 26863—2011 定义 7.12.5。

3.2 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

AS: automatic synchronization (自动同期装置)

AVR: automatic voltage catalytic (自动电压调节)

CP: control processor (控制处理器)

DPU: process control unit (过程控制站)

FGD: flue gas desulfurization (烟气脱硫)

SCR: selective catalyst reduction (选择性催化还原)

4 基本规定

4.1 机组关键工艺参数所配置的冗余输入信号，应配置在不同的输入模件中。

4.2 服务器、操作员站的配置应有裕量。

4.3 DCS 的供电及各 DPU 供电电源应冗余配置，各人-机接口站 (MMI) 及 DPU 的控制处理器及其通信网络和通信模件 (接口)、远程 I/O 的通信接口和通信线缆、现场总线通信主站 (若采用) 应冗余配置。

4.4 模件单通道电源故障的影响范围不应超过其所在的模件；模件的电源故障不应引起系统电源故障；MMI 单个计算机或终端电源故障不应影响其他计算机或终端，不应引起系统电源故障。

4.5 冗余配置的模件或部件在主控侧故障时，备用侧及时接替控制，不对系统产生扰动；单一通道、部件硬件故障不应引起其所在子系统的故障；主控通信网络或 I/O 通信网络上任何节点故障，不应引起其他节点及该节点所在网络的故障。

4.6 DCS 上位级硬件或系统故障时，下位级硬件或系统应具有保护系统安全的能力；主控通信网络故障，DPU 能够在安全模式运行，保证所控制的工艺系统安全；控制处理器或 I/O 通信网络故障，I/O 模件应能够按照预先设定的安全模式，控制外部设备。

4.7 现场总线单一从站故障不应影响所在网段的通信，现场总线一个网段故障不影响相邻网段的通信，现场总线主站通信故障不造成从站产生对机组安全运行危害性的动作。

4.8 冗余配置的控制模件，主控侧软件发生故障时，备用侧应能够检测并及时接替控制功能，不对系统产生扰动，并应向系统报警。

4.9 DCS 运行过程中，在线修改、下载软件，不对原有软件的运行产生扰动或引起软件故障、死机等。

4.10 DCS 设计应保证任何单一设备、部件故障不会导致整个系统故障。对涉及机组安全运行的关键设备或工艺子系统，宜配置满足故障安全要求的设备、部件。

4.11 DCS 应具备监测负荷率的功能，DPU 的配置方案应既满足负荷率的要求，又满足控制功能分散的要求。宜对机组 DCS 控制系统的 DPU 故障是否会导致机组跳闸或其他安全事故进行安全性评估，有安全隐患时，应重新分配 DPU 的功能。

4.12 DCS 故障时系统保护功能、后备手动操作不应失效。

4.13 受电子设备安全使用年限的限制，DCS 使用寿命宜不超过 10 年。当达到使用寿命期或出现 DCS 硬件故障率明显上升时，应及时进行技术改造。

5 硬件和系统软件

5.1 系统结构

DCS 由工作站、通信网络、控制器和 I/O 模件构成，工作站按照网络结构可分为分布式结构和服务器/客户机结构。

5.2 一般要求

5.2.1 环境条件要求

在海拔 2000m 以下，火力发电厂的 DCS 硬件应满足 GB/T 2421.1 的要求，在以下环境条件下能正常运行：

- a) 环境温度。安装在控制室内（有空调）温度范围：5℃～40℃（GB/T 17214.1 中 B2 级，适用于户内或掩蔽场所）；安装在现场（无空调）温度范围：-25℃～55℃（GB/T 17214.1 中 C2 级，适用于户外场所）。
- b) 允许的环境相对湿度。<95%，不结露，严酷等级应达到 40℃±2℃。
- c) 振动。振动等级为控制室或低振动级场所，振动频率为 10Hz～150Hz，位移峰幅值为 0.075mm。

5.2.2 抗干扰要求

5.2.2.1 电磁兼容性（EMC）要求。DCS 安装于控制室电子间的硬件和安装于工业现场环境的硬件的 EMC 性能等级，应分别满足下列要求：

- a) 静电放电抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.2，试验等级为 2 级，接触放电试验电压为 4kV，空气放电试验电压为 4kV。现场要求遵循 GB/T 17626.2，试验等级为 3 级，接触放电试验电压为 6kV，空气放电试验电压为 8kV。
- b) 电快速瞬变脉冲群抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.4，试验等级为 2 级，供电电源端口为 1kV 峰值；I/O 信号端口为 500V 峰值。现场遵循 GB/T 17626.4，试验等级为 3 级，供电电源端口为 2kV 峰值；I/O 信号端口为 1kV 峰值。
- c) 浪涌（冲击）抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.5，试验等级为 2 级，开路试验电压为 1.0kV。现场遵循 GB/T 17626.5，试验等级为 3 级，开路试验电压为 2.0kV。
- d) 电压暂降和电压变化抗扰度试验，控制室内和现场遵循 GB/T 17626.11，电压暂降按 2 类要求：暂降后剩余电压为参考电压的 0%持续 0.5、1 周期及 70%持续 25 周期（50Hz）/30 周期（60Hz）。电压变化：电压试验等级为 70%，降低所需时间为突变，降低后电压持续时间为 1 周期，电压增加所需时间为 25 周期（50Hz）/30 周期（60Hz）。
- e) 射频电磁场辐射抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.3，一般试验等级为 2 级，频率为 80MHz～1000MHz，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 3V/m。数字无线电话试验等级为 2 级，频率为 1.7GHz～2.0GHz，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 3V/m。现场遵循 GB/T 17626.3，一般试验等级为 3 级，频率为 80MHz～1000MHz，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 10V/m。数字无线电话试验等级为 3 级，频率为 1.7GHz～2.0GHz，安装在 DCS 标准机柜内，试验场强为 10V/m。
- f) 工频磁场抗扰度试验，控制室内遵循 GB/T 17626.8，稳定持续磁场，试验等级为 3 级，磁场强度为 10A/m。现场遵循 GB/T 17626.8，稳定持续磁场，试验等级为 5 级，磁场强度为 100A/m。

5.2.2.2 抗电干扰性能满足下列要求：

- a) 共模抑制比。按照 GB/T 29247—2012 要求的试验方法，在接地端与每个输入和输出端子之间依次叠加一个主电源频率的 250V 有效值交流信号进行测试，共模抑制比不小于 90dB。
- b) 串模抑制比。按照 GB/T 29247—2012 要求的试验方法，在 50Hz（±5%）或 60Hz（±5%）条件下，串模抑制比不小于 50dB。

5.2.3 可靠性要求

5.2.3.1 机柜内的模件应能带电在线插拔和更换而不损坏，且不影响其他模件及系统的正常工作。

5.2.3.2 任何单个模件故障或损坏，不影响其他模件及系统的正常工作。

5.2.3.3 模件故障应产生报警信息，DCS 能够诊断模件级的故障，宜诊断到通道级故障。

5.2.4 硬件质量认证的要求

DCS 的控制器、I/O 模件应通过下述测试和实验，并具有国家检验资质授权的、检验机构出具的检验证书和检验报告：

- a) 电磁兼容性 (EMC) 测试。满足本标准 5.2.2.1 的要求。
- b) 环境影响测试。环境温度、相对湿度及抗振动性能，满足本标准 5.2.1 的要求。
- c) 供电电源影响测试。电源电压瞬变影响和电源电压降低影响，满足 GB/T 18271.3 的要求。
- d) 电干扰测试。共模干扰和串模干扰，满足本标准 5.2.2 的要求。
- e) 长期工作漂移试验。满足 GB/T 18271.3 的要求，测试长期工作漂移性能不应少于 30d。

5.3 通信网络

5.3.1 网络结构

5.3.1.1 通信网络应采用分级的层次型结构。DCS 通信网络宜分为主控通信网络级和 I/O 级，采用现场总线技术的系统可增加现场设备级。非实时性数据通信可采用单独的网络。

5.3.1.2 每台单元机组主控通信网络应设置单独的网络或网段，单元机组公用系统也应设置单独的网络或网段。单元机组及其公用系统网络或网段间不允许直接互连互通，应采取严格的 VLAN 或访问控制等安全措施。对于采用不同品牌硬件的电厂辅助车间控制系统、脱硫控制系统等可根据工艺运行要求，设置各自的主控通信网络，各主控通信网络宜相对独立。

5.3.1.3 采用不同品牌的子系统接入主控系统时应具有相同的信息安全等级并具有安全访问的措施。

5.3.1.4 各 DPU 的 I/O 通信网络应互相独立。

5.3.1.5 通信协议应采用开放、符合国际标准的协议。

5.3.1.6 多台机组公用的设备和系统宜设计公用控制系统主控通信网络，该网络应有相对独立性，与相关机组主控通信网络配置在不同网段，并有可靠的访问限制机制。

5.3.1.7 现场总线设备级通信网络应采用符合国际电工委员会现场总线国际标准的网络结构和协议，连接现场总线智能仪表和设备。互为冗余的仪表和设备应配置在不同网段（或分支）。

5.3.2 信息安全

5.3.2.1 数据通信网络的安全性应满足 GB/T 33009.1 的要求，并符合信息安全等级保护要求。确定 DCS 的安全保护等级，应采取物理安全、网络安全、应用安全、系统安全等措施，确保 DCS 的信息安全。

5.3.2.2 当电厂设置多台机组的厂级控制系统时，其信息安全等级不应低于单元机组 DCS，并应设置单独的主控通信网络。厂级控制系统和单元机组 DCS 间通信应采用安全等级相当的访问控制措施。

5.3.2.3 单元机组及其公用系统 DCS 不宜采用远程无线通信系统；对于全厂公用的煤、灰、水等辅助车间系统中个别距离较远的次要子系统，如果采用无线通信系统，应设立安全接入区，并采用安全隔离、访问控制、认证及加密等安全措施。

5.3.3 可靠性

5.3.3.1 主控通信网络应保证 DCS 的各过程控制站 (DPU)、各人-机接口站 (MMI) 之间数据通信的

可靠性。I/O 通信网络保证各 I/O 模件、外设仪表和设备与 DPU、MMI 数据通信的可靠性。现场总线通信网络保证各类站间数据通信的可靠性。

5.3.3.2 连接到数据通信网络上的任一系统或设备发生故障，不应导致数据通信系统瘫痪或影响其他联网系统和设备的工作。通信网络的故障不引起机组跳闸或影响 DPU 的独立正常运行。

5.3.3.3 冗余的主控数据通信系统宜采用同时工作的方式，当发生单一数据通信网络故障或错误时，不应引起系统数据通信网络的故障或错误。

5.3.4 实时性

5.3.4.1 在机组稳定运行或事故处理的工况下，数据通信网络的通信效率应保证运行人员发出的任何指令均在不大于 1s 的时间里被执行。

5.3.4.2 数据通信网络应保证操作员站画面数据刷新周期不大于 1s。

5.3.4.3 I/O 数据通信网络应保证控制处理器（CP）在其运算处理周期内，与可能连接的最大数量 I/O 模件完成数据通信。

5.3.5 通信负荷

主控通信网络的数据通信负荷在最繁忙的情况下，令牌网平均通信负荷率不超过 40%，以太网平均通信负荷率不超过 20%。

5.3.6 通信协议

5.3.6.1 主控通信网络宜采用符合国际电工委员会或国际标准化组织的国际标准通信协议。

5.3.6.2 DCS 链接现场总线仪表和设备，或采用现场总线通信接口设备，宜采用符合国际电工委员会标准的现场总线通信协议。

5.3.7 通信硬件

5.3.7.1 通信介质。主控通信网络节点间距离小于 100m 可采用通信电缆（双绞线），节点间距离大于 100m 宜采用光纤。现场总线通信介质可按照相关类型现场总线标准的技术要求配置。

5.3.7.2 通信通道。连接在主控通信网络的节点（DPU、MMI 站、服务器等）应有冗余通信通道和接口。冗余通信通道具有可靠的冗余性能，任一通道故障不应导致系统通信故障。各通信通道有自诊断和故障报警功能。

5.3.7.3 安装在现场的通信设备应采用适合工业环境的产品。

5.3.8 通信速率

5.3.8.1 通信速率应满足控制系统的实时性要求和通信负荷率的要求。

5.3.8.2 主控通信网络采用工业以太网时，节点的通信速率应达到 100Mbit/s。

5.3.8.3 I/O 通信网络采用串行通信方式时，速率宜不低于 1Mbit/s；采用并行通信方式时，速率宜不低于 256kB/s。

5.3.8.4 现场总线设备的通信速率应满足工艺系统对控制实时性的要求。

5.3.9 现场总线通信

现场总线仪表和设备在各网段或支路上的分布，应按照仪表和设备的地理位置合理布局，并尽可能减少通信线路的长度。网络拓扑符合相关现场总线国际或国家标准的要求。

5.4 电源

5.4.1 基本要求

5.4.1.1 接受外部电源。机组、脱硫、脱硝、全厂辅助系统等重要系统配置的 DCS 应能够接受电厂提供的两路电源。

5.4.1.2 接受两路外部交流电源的 DCS 具有可靠的电源冗余功能，任何一路外部电源失去或故障不引起控制系统任何部分的故障、数据丢失或异常动作。任何一路外部电源失去应在控制系统中报警。

5.4.2 过程控制站（DPU）电源

5.4.2.1 保证 DPU 中所有控制单元、模件、驱动器件的工作电源为冗余供电，由 DPU 提供给现场的查询、驱动电源应为冗余供电。任何一路电源失去或故障情况下能够保证 DPU 在最大负荷下运行。

5.4.2.2 DPU 应具有电源诊断和报警功能，无论是外部供电或内部电源故障，均能够向 MMI 发送诊断信息或报警。

5.4.2.3 当与 DPU 连接的外部设备短路或局部通道误接高电压时，电源系统应具有自保护功能，同时不因局部故障造成 DPU 整个电源系统的故障。

5.4.2.4 冗余电源的直流隔离或切换组件（如二极管或其他部件）应冗余配置，防止因其故障造成 DPU 电源系统的故障。

5.4.3 人-机接口（MMI）电源

5.4.3.1 MMI 设备应能够接受电压在 $220\text{V}_{-15\%}^{+20\%}$ 范围的外部电源。

5.4.3.2 采用两路外部冗余电源供电的 DCS，宜对 MMI 计算机配备电源切换装置，保证切换过程中不造成计算机重启或数据丢失。

5.4.3.3 对无电源切换装置的 MMI 计算机，应为其配备适当容量的不停电电源（UPS），保证外部电源失去后提供至少 15min 的供电。

5.4.4 现场总线设备电源

5.4.4.1 现场总线通信主站应与其所安装机柜的控制处理器（CP）采用同一的冗余电源。

5.4.4.2 通过总线给就地总线设备供电的直流电源应独立配置。

5.4.4.3 现场总线线路上的通信组件（光电转换器、中继器、转换器、链接器等）应配置冗余供电电源。

5.5 控制处理器（CP）

5.5.1 处理能力

5.5.1.1 CP 处理模拟量控制的扫描周期宜不大于 250ms，对于要求快速处理的控制回路不大于 125ms，对于温度等慢过程控制对象，扫描周期不大于 500ms。应用于汽轮机、电气等控制系统的扫描周期应满足相关的标准、规程或设备设计的要求。

5.5.1.2 CP 处理开关量控制的扫描周期不大于 100ms。当汽轮机保护功能纳入 DCS 时，汽轮机保护（ETS）不大于 50ms。执行汽轮机超速限制（OPC）和超速保护（OPT）部分的逻辑，扫描周期不大于 20ms。

5.5.1.3 过程控制站（DPU）所配置的 CP 应有足够的运算和 I/O 处理能力，在满足本标准 5.5.1.1 和 5.5.1.2 要求的控制扫描速率的基础上，在最大负荷运行时，负荷率不超过 60%，平均负荷率不超过 40%。对于特殊系统的负荷率要求，可根据相关标准或规程确定。

5.5.1.4 对于变化缓慢的过程信号，如温度、大容积容器液位等，应设计有检查信号变化率的功能，对异常的变化率产生报警信息。

5.5.2 存储器

控制处理器可采用非易失存储器（NVRAM）、闪存（Flash）或后备电池存储器存储应用软件组态。无论采用哪种类型的存储器均应保证在无电源的状态下，至少 3 个月组态数据不会丢失。使用后备电池存储器时，在更换电池时不丢失数据。

5.5.3 面板及诊断信息

5.5.3.1 CP 应具备完善的诊断功能，除具有本身的自诊断外，还应对通信通道、I/O 模件及通道、电源等进行诊断，提供诊断信息。

5.5.3.2 CP 面板应设置适当的诊断信息显示，可直接显示电源、主/备用、运行/停止/故障等，也可显示故障码供维护人员查询。

5.5.4 冗余切换及故障影响

5.5.4.1 CP 在冗余工作方式时，应具有可靠的冗余切换性能。冗余 CP 的数据同步和切换时间满足工艺过程的实时性要求。冗余切换应是无扰的，保证系统的控制和保护功能不会因冗余切换而丢失或延迟，发生切换自动产生报警信息。

5.5.4.2 某一个 CP 模件故障，不应影响其他 CP 模件的运行。数据通信总线故障时，CP 模件能继续运行，完成本身的控制运算和 I/O 处理功能。

5.5.4.3 电源重新受电，CP 模件应能自动恢复正常工作而无须维护人员的任何干预。

5.5.5 在线修改组态和下载

5.5.5.1 应能够在线修改 CP 应用软件中的可调整参数，允许调整的量程和状态等。

5.5.5.2 应用于机组、辅助系统控制、脱硫控制及脱硝控制等 DCS 宜具备在线修改应用软件组态的功能。在线修改应保证 CP 数据同步和无扰切换，在线下载修改后的组态不造成 CP 本身的运算波动或故障。

5.5.5.3 具有在线强置数据或状态能力的 CP，应标记强置状态，能够查询并部分和全部复位强置状态。

5.5.6 控制处理器分散配置要求

5.5.6.1 控制处理器的配置应满足控制运算负荷率和功能分散的要求。

5.5.6.2 机组主控系统中，重要辅机设备配置并列或主/备运行方式时，应将并列或主/备辅机系统的控制、保护功能配置在不同的控制处理器中，电气设备按照不同段分配到不同控制处理器中。

注：重要辅机设备可包括送风机、引风机、一次风机、空气预热器、磨煤机、给水泵、凝结水泵、循环水泵、真空泵、重要冷却水泵、重要油泵等。

5.6 输入/输出模件（I/O）

5.6.1 基本要求

5.6.1.1 信号处理要求。应能完成扫描、数据整定、A/D 输入、D/A 输出、线性化、热电偶冷端补偿、过程点质量判断等功能。

5.6.1.2 自诊断要求。应具有电源状态、模件出错信息、模拟量信号开路 and 短路，以及输入信号超出工艺可能范围的诊断信息。通过模件面板 LED 指示或通信报文传达诊断、状态信息。

5.6.1.3 采集速度要求 I/O 模件的采集速度：一般模拟量信号采集速度为 4 次/s；一般开关量信号采集速度为 10 次/s。用于保护和快速处理过程的采集速度：模拟量信号为 8 次/s；开关量信号为 20 次/s。SOE 分辨力不低于 1ms。

5.6.1.4 长期运行零漂和增益稳定性要求。新投入使用的模件应在 1 年内保证达到产品规范要求的性能指标，已使用 1 年以上的模件经过校准后应在 6 个月内保证其性能达到产品规范要求。

5.6.1.5 抗冲击电压能力。在误加 250V 直流电压或交流峰-峰电压时，应不损坏电源和整个系统。

5.6.1.6 过负荷要求。符合 GB/T 18271.3 的要求，输入过范围为 50%的信号 1min，不应造成通道精确度的降低。

5.6.1.7 通道隔离要求。输入通道、输出通道及其工作电源，均应互相隔离。信号与内部电路均采取隔离措施，如光电隔离或其他隔离。

5.6.1.8 精确度要求。模拟量输入信号（高电平）为±0.1%；模拟量输入信号（低电平）为±0.2%；模拟量输出信号为±0.25%。

5.6.1.9 分散度要求。用于机组控制和保护功能的 I/O 模件，每个模件所使用的通道不宜超过 16 点。

5.6.1.10 共模、串模抑制能力要求。对于模拟量输入模件（包括 AI、TC、RTD），直流和交流共模、串模抑制比的测试应在 GB/T 29247—2012 要求的试验方法下，达到满足本标准 5.2.2.2 的要求。

5.6.1.11 通道保护要求。I/O 模件的供电回路应配置适当的熔断器，在该模件故障或与之相连的外部设备故障时不引起系统电源故障；可采用快速自恢复熔断器。

5.6.1.12 在线更换能力要求。I/O 模件应能够在线更换，能够带电插拔，同类模件在线更换后能够自动识别、自动下载组态和自动恢复工作。

5.6.2 对各种 I/O 模件的要求

5.6.2.1 模拟量输入（AI）。模件应能够提供 4mA~20mA 二线制变送器的直流 24V 电源。对直流 1V~5V 输入，输入阻抗不小于 500kΩ。

5.6.2.2 模拟量输出（AO）。4mA~20mA 或直流 1V~5V 可选。4mA~20mA 输出方式应至少能够驱动回路阻抗不大于 600Ω 的负载。系统提供直流 24V 的回路电源。每个输出通道宜配置单独的 D/A 转换器。模件经过正确组态后，在运行过程中与控制处理器通信中断时，应具有按照预定安全模式输出的能力。

5.6.2.3 开关量输入（DI）。系统应提供对现场输入触点的“查询”电压。“查询”电压宜为 48V。所有输入通道都有防抖动滤波处理，如果输入触点信号在 4ms 之后仍抖动，模件不再接受该触点信号。

5.6.2.4 开关量输出（DO）。开关量输出模件应采用电隔离输出，隔离电压不小于 250V，能直接驱动控制用电动机或中间继电器，中间继电器至少满足本标准 5.8.3 的要求。宜配置多种容量和电压等级的输出接口，以满足电厂不同设备的需要。

5.6.2.5 脉冲计数输入（PI）。应能够接收频率为 1kHz~10kHz 的脉冲信号，模件能够累计脉冲数量，并有脉冲累计计数器溢出输出。

5.6.2.6 事件顺序记录（SOE）。输入信号分辨力应不低于 1ms。所有输入通道都有 4ms 防抖动滤波处理，但不影响 1ms 的分辨力。安装在不同 DPU 中的模件有可靠的时间同步措施，保证系统 SOE 的分辨力不低于 1ms。

5.6.2.7 热电偶输入（TC）。能直接接受分度号为 E、J、K、T 型和 R 型热电偶信号（不需变送器）。热电偶在整个工作段的线性化，宜在模件内完成。

5.6.2.8 热电阻输入（RTD）。每一路热电阻输入宜有单独的桥路，应能够直接接受三线制（不需变送器）Cu50、Pt100 等类型的热电阻信号，并且模件应提供热电阻测量桥路所需的电源。

5.6.2.9 汽轮机转速测量。应能够直接接受转速传感器（被动式或主动式）的交变电压（或脉冲）信号，根据测速齿轮的齿数，计算汽轮机的瞬时转速。模件输入频率满足汽轮机（包括给水泵汽轮机）

最大量程的需要。

5.6.2.10 电液伺服阀驱动模块。能将控制处理器设定的阀门开度信号（0%~100%）与汽轮机阀门位置反馈信号相比较，输出电液转换装置驱动电流信号。驱动电流应满足电液转换装置产品的要求。

5.7 人-机接口

5.7.1 信息安全基本要求

5.7.1.1 人-机接口站和服务器的主机操作系统应进行安全加固或提高安全防护的其他措施。加固方法可包括安全配置、安全补丁，采用专用软件强化操作系统访问控制能力，以及配置安全的应用程序等。

5.7.1.2 应对人-机接口站和服务器等物理接口严格限制。

5.7.1.3 应对人-机接口站和服务器等设备的重要信息资源设置敏感标记，对标记信息资源的操作，应进行监管，严格控制访问权限。

5.7.2 操作员站

5.7.2.1 硬件及系统软件

5.7.2.1.1 应采用当前成熟的主流机型计算机工作站或个人计算机。采用服务器/客户机形式的 MMI 系统，服务器采用优质的服务器专用计算机。硬盘容量满足至少存储 30d 的数据，宜扩展到存储 3 个月的数据。

5.7.2.1.2 宜采用开放、标准的操作系统，应有防止和清除计算机病毒的措施和管理。

5.7.2.1.3 宜采用实时数据库管理电厂运行过程中的实时数据。数据库应能管理足够的标签量，满足控制系统所需的最大数据量，同时数据存取速度应满足本标准 5.7.2.3.3 的实时性要求。

5.7.2.2 配置数量及冗余

5.7.2.2.1 应根据 DCS 的控制范围、工艺过程的要求及运行人员配备的状况，确定操作员站的数量。

5.7.2.2.2 采用服务器/客户机形式的 MMI 系统应冗余配置服务器（每个服务器均能担负全部客户操作员站的数据存取负荷），单台服务器运行时，平均负荷应不超过 40%。各服务器是主控通信网络上的独立节点。

5.7.2.2.3 采用独立节点操作员站（分布式操作员站）时，各操作员站应是主控通信网络上的独立节点，功能上能够互相冗余。

5.7.2.3 功能和性能

5.7.2.3.1 操作员站的基本功能应包括本标准 6.2.1.4 中的显示、记录、制表、检索历史数据的功能，还包括控制和操作设备、调整过程设定值和偏置等功能。操作员站的操作及调整均能记录并查询。

5.7.2.3.2 任何显示和控制功能均应能在任一操作员站上完成。

5.7.2.3.3 任何显示器画面刷新时间应不超过 2s，所有显示的数据每 1s 更新一次。

5.7.2.3.4 调用任一画面的击键次数，不多于三次。

5.7.2.3.5 运行人员通过键盘、鼠标等手段发出的任何操作指令应在不大于 1s 的时间内被执行。从运行人员发出操作指令到被执行完毕的确认信息在显示器上反映出来的时间不超过 2s（不包括执行机构的动作时间）。

5.7.2.3.6 具有防误操作功能，即在任何运行工况下按非法操作键时，系统应拒绝响应。

5.7.2.3.7 在正常或故障工况下，运行人员对顺序控制或单个设备控制进行手动干预时，所有通过软件

方式获取或硬接线方式提供的许可和超弛信号，应有操作提示显示在操作员画面上。

5.7.2.3.8 当公用系统网络不设置操作员站时，公用系统的监控应在各单元系统集中控制操作员站（如单元机组操作员站）完成，两套单元系统操作员站对公用系统的操作有必要的安全闭锁。

5.7.2.4 大屏幕的配置

5.7.2.4.1 大屏幕显示器可作为操作员站的显示扩展外部设备，也可作为网络上独立节点。

5.7.2.4.2 大屏幕显示器驱动、管理程序（包括拼图软件）应安装在与其相连的 DCS 操作员站上，并能通过操作员站对其进行设置、组态和控制，且不因大屏幕显示器的使用影响操作员站的性能。

5.7.2.4.3 大屏幕显示器应具有防止长期显示静止画面损害屏幕的功能。

5.7.2.4.4 显示部件的使用寿命应达 1×10^5 h 以上。

5.7.2.4.5 分辨率：不低于 1280×1024 （兼容分辨率）；亮度均匀无暗角，全屏亮度均匀性（CCR）应达到 90% 以上；连续 24h 工作。

5.7.3 值长监视站

5.7.3.1 根据 DCS 监控的对象和范围，可配置一台值长监视站。

5.7.3.2 采用工业控制计算机，主流配置，可配专用键盘，液晶显示器可采用一般视角。宜采用 Windows 系列操作系统，应有防止和清除计算机病毒的技术和管理措施。

5.7.3.3 应能监视操作员站所有画面和参数，但无权操作和修改、设定参数。

5.7.4 厂级管理信息接口站

5.7.4.1 DCS 与厂级监控信息系统（SIS）或管理信息系统（MIS）通信，宜采用 OPC DA、OPC UA 或其他安全的通信方式。OPC DA、OPC UA 通信功能可包含在操作员站中，对于通信数据量大的机组 DCS，应单独配置厂级管理信息接口站。

5.7.4.2 单独配置的厂级管理信息接口站应采用工业控制计算机，主流配置，内存和硬盘容量满足 OPC DA、OPC UA 通信要求，显示器、键盘和鼠标等满足编程、维护的要求。

5.7.4.3 与厂级监控信息系统（SIS）接口的通信站，数据缓冲存储器应至少能存储 7d 的生产过程信息。支持网络唤醒功能，在网络通信恢复正常时，自动将缓冲存储器中的数据送至 SIS。

5.7.4.4 信息安全应满足 GB 17859 的要求。

5.7.5 历史站

5.7.5.1 DCS 应具有历史数据存储功能。DCS 宜设置单独的历史数据站。在不影响操作员站性能的前提下，可将历史数据存储功能包含在操作员站或 MMI 服务器中。

5.7.5.2 单独的历史站应采用优质计算机，主流配置，显示器、键盘和鼠标等满足编程、维护的要求。

5.7.5.3 能够选择不同的存储周期存储历史数据，最快宜达到 1s。模拟量可选择平均值、最大值、最小值等方式存储；开关量可采用变位存储。

5.7.5.4 历史站硬盘容量应能够满足至少存储 6 个月数据的要求。当历史数据存储空间占用 90% 以上时，可在操作员站显示信息以提醒运行人员将数据转存至外部存储介质，或可自动转存到外部存储介质上。

5.7.6 工程师站

5.7.6.1 每套独立的 DCS 应至少配置 1 台工程师站。

5.7.6.2 操作员站兼工程师站的硬件应按本标准 5.7.2.1.1 的要求配置。单独设置的工程师站，不需要长期在线运行可按照值长站硬件要求；需要长期在线运行的工程师站硬件按操作员站的要求，并配置冗

余通信网络接口。

5.7.6.3 工程师站应具有如下基本功能：

- a) 系统数据库组态和管理。
- b) 控制算法应用软件（DPU 控制处理器应用软件）组态、维护、编译、下载、调试。
- c) 操作员站应用软件组态、维护、编译、下载、调试。
- d) 组态、设计文档管理、打印。

5.7.6.4 工程师站宜具有下述功能：

- a) 应用软件在线下载。
- b) 控制逻辑和算法在线强置状态和数值。

5.7.6.5 工程师站应设置软件保护密码，以防无授权下擅自改变控制策略、应用程序和系统数据库。

5.7.7 报警及硬手操

5.7.7.1 报警宜由控制系统的报警功能完成，机组不宜配置常规光字牌报警装置。必要时，可对重要参数偏离正常值、单元机组主要保护跳闸、重要控制装置电源故障设置不超过 20 个光字牌报警窗口。

5.7.7.2 为保证在 DCS 发生重大故障，或在紧急工况下快速、安全停机，应设置紧急手动操作装置。紧急手动操作装置宜只配以极少量确保停机安全的操作设备。

5.7.7.3 紧急手动操作装置直接作用于设备或装置，不应通过 DCS 通道。布置在操作员台便于操作的位置上，同时有安全防护措施以防止误动作。

5.7.7.4 紧急手动操作装置应保证动作的可靠性。选用的电压、电流容量及动作特性应满足被驱动设备、装置的要求。

5.8 外围设备

5.8.1 操作台

5.8.1.1 操作员站、工程师站安放在操作台上。操作台应适合运行人员长期坐姿监视和操作的需要，颜色应柔和，台面不宜反光，空间充分。

5.8.1.2 每个操作员站宽度空间宜在 0.8m~1.2m 之间。

5.8.2 打印机

5.8.2.1 记录打印机。操作员集中控制室宜配置黑白记录打印机，根据 DCS 控制规模及电厂管理要求确定打印机的数量。

5.8.2.2 拷贝打印机。操作员集中控制室或工程师站应配置彩色拷贝打印机，可拷贝操作员站画面（具有实数参数）、趋势曲线等。单元控制室配备的打印机应配置充足的存储缓冲空间，在操作员每次要求 5 幅画面输出时无需暂停。

5.8.2.3 工程师站打印机。应能够打印组态图、数据表、文档等。

5.8.3 继电器

5.8.3.1 对于需要大功率驱动的设备（如电气直流控制回路等），宜单独配置大容量的中间继电器，继电器触点容量应满足最大电流的 1.5 倍。大功率中间继电器，触点容量宜达到直流 115V/10A 或直流 230V/5A。

5.8.3.2 重要保护系统如 MFT、OFT、汽轮机跳闸等，其保护动作信号直接驱动设备、电磁阀时，宜采用独立的继电器，并应冗余配置。可根据保护系统的运行要求采用自保持继电器。

5.8.4 时钟同步装置

5.8.4.1 时钟同步装置应能同时接收卫星时钟信号，时钟同步装置可全厂共用，包括天线、接收器、整套装置内部设备之间及卫星授时装置至 DCS 的连接电缆等附件。

5.8.4.2 时钟输出信号误差应不大于 $\pm 1\mu\text{s}$ 。时钟同步装置与 DCS 之间宜每 1min~5min 进行一次时钟同步。时钟同步装置输出通道应满足 DCS 的需求。

5.8.4.3 能支持以下可选的接口形式：IRIGB（调制或非调制）、1PPS、RS-232、RS-422/485、NTP（以太网接口），当使用 NTP（以太网接口）进行时钟同步时，该接口应满足电力监控系统安全防护的相关规定。

5.8.4.4 时钟同步装置应配置后备电池，至少维持时钟同步接收器模件中时钟和存储器（RAM）正常工作 1 个月。

5.8.4.5 当时钟同步装置的实时时钟无法跟踪卫星授时信号时（失锁：Out-of Lock），装置应提供继电器触点输出或其他形式的报警信号。

5.9 现场总线通信设备

5.9.1 现场总线通信主站应为 DCS 过程控制站（DPU）的一体化模件，通过 DPU 内部总线与控制处理器（CP）通信。

5.9.2 现场总线通信主站应能与常规 I/O 模件安装在同一 DPU 中，并协同完成工艺现场信号采集与传输功能。

5.9.3 现场总线通信主站应能与采用相同通信协议的从站设备在确定的周期内完成信息传输，宜采用应答方式与非周期数据进行通信。

5.9.4 现场总线通信主站应具有通信模块和通信线路冗余的功能，冗余模块及冗余线路能进行无扰切换。

5.9.5 对于采用过程现场总线 PROFIBUS DP 通信协议的主站不仅应与采用 PROFIBUS DP 协议的从站设备进行通信，而且能通过 PROFIBUS DP/PA 转换器连接采用过程现场总线 PROFIBUS PA 协议的从站设备。

5.9.6 现场总线网段长度及连接的现场总线设备的数量应满足工艺系统对控制实时性的要求。对于现场总线设备需总线供电的系统，现场总线设备数量不应超过供电电压下降及电流总和所允许的数量。

5.9.7 现场总线系统中使用的光电转换器、中间继电器、转换器、网络终端器、连接器等设备应满足本标准 5.2 的要求，其通信速率与现场总线主站匹配。

5.9.8 对采用过程现场总线 PROFIBUS PA 或基金会现场总线（FF）H1 协议的总线网段，其分支长度和数量应满足表 1 的要求。

表 1 一个 PROFIBUS PA 或基金会现场总线（FF）H1 网段最大分支长度与分支数量规范

分支数量	非本安要求安装最大分支线路总长度	本安要求安装最大分支线路总长度
	m	m
1~12	120	60
13~14	90	60
15~18	60	60
19~24	30	30
25~32	1	1

5.9.9 对采用 PROFIBUS DP 通信协议的总线网段，其网段长度应满足表 2 的要求。

表 2 PROFIBUS DP 通信速率与传输距离对照表

序号	传输速率 kbit/s	分段范围 m
1	9.6、19.2、45.45、93.75	1200
2	187.5	1000
3	500	400
4	1500	200
5	3000、6000、12000	100

5.10 机柜和接地

5.10.1 机柜防护

5.10.1.1 电子装置机柜的外壳防护等级，根据 GB/T 4208 室内应满足的规定 IP52 的要求，室外应满足 IP56 的要求，电子间内满足 IP42 的要求。

5.10.1.2 机柜门应有导电门封垫条，以提高抗射频干扰（RFI）能力。机柜门上不应装设任何系统部件。

5.10.1.3 对需散热的电源装置，机柜内应安装排气风扇或内部循环风扇。装有风扇的机柜均提供易于更换的空气过滤器。

5.10.1.4 机柜的钢板厚度宜不小于 2.0mm；机柜内的支撑件应有足够的强度，使机柜在搬运、安装时不产生变形。

5.10.1.5 沿海电厂室外机柜应有防腐、防盐雾措施。

5.10.2 机柜安装

5.10.2.1 机柜的设计应满足电缆由柜底或柜顶引入的要求。

5.10.2.2 机柜内的端子排应布置在易于安装接线的地方，距离柜底宜在 300mm 以上和距柜顶宜在 150mm 以下。

5.10.2.3 机柜内弱电信号的端子排物理上应与控制、电源供电回路的端子排分开。所有继电器、控制开关和设备的备用触点应引至端子排上。机柜内的每个端子排和端子应有清晰的标志，并与图纸和接线表相符。

5.10.2.4 端子排、电缆夹头、电缆走线槽及接线槽均采用阻燃型材料制造。除电源、电磁阀等大容量设备接线端子外，其他端子能同时接入 2 根截面面积为 1.5mm^2 的导线。

5.10.2.5 机柜内应预留充足的空间，使安装人员能方便地接线、汇线和布线；所有接线端子柜合理配置电缆布线空间，标准机柜中的接线端子不宜超过 250 个信号。

5.10.3 接地

5.10.3.1 DCS 应不要求单独的接地网。DCS 单点接入接地电阻小于 4Ω 的电厂电气接地网后，能够可靠地运行。

5.10.3.2 各电子机柜中应设有独立的安全地、屏蔽地及相应接地铜排。每套 DCS 可采用中心接地汇流排的方式，实现系统的单点接地。电缆屏蔽层在机柜侧单端接地。

5.10.3.3 采用过程现场总线 PROFIBUS DP 协议的总线网段及支路通信电缆，其屏蔽层在电缆两端就近接入现场的等电位体。

5.10.3.4 采用过程现场总线 PROFIBUS PA 或基金会现场总线 FF H1 协议的总线网段和支路通信电

缆，其屏蔽层在就地总线设备侧浮空，在支路接线盒中将屏蔽层连接在一起并与网段通信电缆屏蔽层相连，最终在总线电源分配器或 PROFIBUS DP/PA 转换器处，将屏蔽层汇入机柜的屏蔽接地条，实现单点接地。

5.11 备品备件和专用工具

5.11.1 备品备件

5.11.1.1 对易损坏的部件、模件准备备品备件，以满足在线联调、现场可用率测试（SAT）及一年运行和维护的需要。I/O 模件应至少配备 10%（至少 1 块）的备品备件，机柜有 10% 的 I/O 插槽备用量。

5.11.1.2 保证备品备件长期稳定的供货。对主要设备或与其功能相同且接插兼容的替代品，其备品的供货期至少是设备验收后 10 年或该设备退出市场后 5 年（两者之中取时间长的一种）。

5.11.2 专用工具

需要专用测试设备、专用工具（夹具、卡具）进行安装、调试、维护的 DCS，应完整地配备。DCS 提供必备专用工具的清单，以使用户采购。

6 应用软件

6.1 一般要求

6.1.1 应用软件子系统划分

6.1.1.1 DPU 的应用软件功能可按照电厂生产工艺过程划分各子系统，也可按照控制方式划分各子系统；或以两者相结合的方式划分子系统。电厂辅助车间控制系统的应用软件宜按工艺过程划分子系统。

注：按控制方式确定子系统，如数据采集系统（DAS）、模拟量控制系统（MCS）、顺序控制系统（SCS）、脱硫控制系统（FGD）、电气控制系统（ECS）、炉膛安全监控系统（FSSS）、汽轮机电液控制系统（DEH）、给水泵汽轮机电液控制系统（MEH）等子系统；按电厂生产工艺过程确定子系统，如锅炉控制、锅炉保护、汽轮机油汽水、发电机氢油水、发电机-变压器组、厂用电、脱硫、脱硝等子系统。

6.1.1.2 各 DPU 的控制功能应具有独立性，不因其他 DPU 故障或通信网络故障，使该 DPU 控制的设备或工艺系统失去保护和运行人员手动控制功能。

6.1.2 应用软件组态

6.1.2.1 工程设计、系统控制逻辑的组态和调试，应为熟悉电厂生产过程和被控对象的专业单位，并具有相应的工程业绩。

6.1.2.2 控制处理器的应用软件宜采用符合国际电工委员会可编程逻辑控制器标准的编程语言组态。机组主控系统（锅炉、汽轮机和发电机及其主要辅机的控制系统）的 DCS 应用软件宜采用功能块（FBD）编程语言组态。

6.1.2.3 MMI 的应用软件应易于组态和维护。工艺流程图宜采用图形方式组态，I/O 点数据宜采用导入至少一种通用电子表格文件的方式组态。

6.1.2.4 可根据设计要求，提供标准高级编程语言软件包，以满足用户工程师开发软件嵌入控制处理器或 MMI 计算机中。

6.1.2.5 应用软件组态应能导出，并能方便地存储到外部存储设备中。

6.2 数据采集系统 (DAS)

6.2.1 基本要求

6.2.1.1 按照电厂工艺系统设计的要求,对所有已设计的测点信号进行连续采集和处理,并存储在实时和历史数据库中实现 DCS 的信息共享。

6.2.1.2 操作员站应设计足够的人-机界面功能,使运行人员能够实时监控机组、工艺系统和设备的运行,及时监视和处理异常工况和故障;工程师站使维护工程师能够进行应用软件的调试、修改、备份及数据库维护。工程师站应设计权限管理,防止非法侵入和修改。

6.2.1.3 用于保护和控制的信号采集应配置在完成相关功能的控制处理器的 I/O 中;涉及机、炉、电保护的重要信号还应在其他 DPU 设计信号通道;只用于监视和记录的信号可配置专用的 DPU (形成 DAS 系统),也可分散到相关工艺控制系统的 DPU 中。

6.2.1.4 应具备以下基本的数据采集和人-机界面功能:

- a) 工艺流程图、趋势、成组参数、报警显示。
- b) SOE、事故追忆、操作、事件等记录。
- c) 班报表、月报表、用户定义的报表。
- d) 历史数据存储和检索。

6.2.1.5 根据全厂控制管理系统规划或工艺条件的需要,宜设计机组 DCS 的实用且易于实现的性能计算功能。若电厂已配置或同步建设厂级监控信息系统 (SIS),机组性能计算功能应在 SIS 中实现。

6.2.2 显示

6.2.2.1 监视和操作显示画面宜根据工艺过程和运行要求,按层次结构或树型结构组织,使运行人员方便和快捷地查阅到需要监控的画面。

6.2.2.2 调用任何一幅画面不应超过三次击键。应设计一定数量的快捷键,重要系统或功能可一次按键调出其监控画面。

6.2.2.3 根据工艺过程和运行要求设计足够数量的工艺流程显示画面,应满足运行人员对系统所有设备和工艺系统运行的监视和操作要求。画面显示的实时数据刷新周期应不大于 1s。

6.2.2.4 工艺流程图上的设备、管道、工质的颜色可参照国际电工委员会关于人-机界面的基本安全准则或用户的习惯设定,受控设备的颜色和显示方式应根据其实时状态变化。

6.2.2.5 能够对系统中任何一个实时模拟量数据 (原始输入信号或中间计算值) 组态实时趋势显示。实时趋势曲线上点的时间分辨力应达到 1s,存储和显示时间不小于 30min。能够选择显示实时趋势曲线上任何一个点的数值和时间标签。

6.2.2.6 能够对历史数据库中的任何模拟量数据组态历史趋势显示。历史趋势曲线的时间分辨力最高宜达到 1s,并可按照需要以不同档次的时间分辨力显示。能够选择显示历史趋势曲线上任何一个点的数值和时间标签。

6.2.2.7 棒图应能够组态在工艺流程图或其他画面中;DCS 中的任何实时模拟量数据均能够组态成棒图;棒图能够根据该信号组态的报警限值改变颜色,颜色可参照国际电工委员会关于人-机界面的基本安全准则确定。

6.2.2.8 组态 DCS 主控通信网络上各节点状态的显示,DPU 诊断画面应显示各 I/O 模件状态,宜能够显示各 I/O 通道的状态;采用现场总线仪表和设备的系统,宜组态现场总线仪表和设备提供的状态和诊断信息、通信网络状态、现场总线网段通信状态的显示画面。

6.2.2.9 宜组态指导运行人员操作的在线帮助画面,可包括设备、工艺系统的启动、停止、顺序控制步骤、步进条件等。

6.2.3 记录

6.2.3.1 顺序事件记录 (SOE)

高速 SOE 的时间分辨力不低于 1ms, 当任何一点状态变化至特定状态时, 应立即自动启动高速 SOE 数据收集并形成专门的高速 SOE 记录, 存储在数据库中, 该记录应至少记录第 1 个 SOE 信号触发后 10s 内所有 SOE 信号的动作。数据库中至少保存最近发生的 SOE 记录 32 个。重要设备的启、停、跳闸、手动/自动切换等顺序事件的时间分辨力可根据 DCS 的性能确定, 但不宜低于 1s, 记录的数据量宜满足 24h 系统运行状况查询的要求。

6.2.3.2 跳闸追忆记录

应组态重要设备的跳闸记录, 跳闸记录包括能够分析其跳闸原因的信号变量。当该设备跳闸即生成记录。跳闸记录按跳闸前 10min 和跳闸后 5min 以 1s 时间间隔采样和存储。

6.2.3.3 操作记录

记录运行人员在操作员站和维护人员在工程师站进行的所有操作项目及每次操作的准确时间。系统应自动保存至少 48h 的操作记录, 并能够转存至历史数据库或外部存储介质中。

6.2.3.4 定期记录

根据用户的要求选取必要的工艺参数和状态变量, 组态值报、日报和月报记录, 在预定的时刻自动形成记录文件并存储, 存储的数量应满足用户要求。

6.2.4 制表和打印

6.2.4.1 提供软件工具使用户能够根据生产需要编制各种报表, 如班报、日报、月报、运行经济性统计报表等, 能够便捷地从数据库中检索数据。

6.2.4.2 具备预定时间定时打印、事件触发自动打印和运行人员随机召唤打印记录、报表的能力。

6.2.5 历史数据存储和检索

6.2.5.1 能够存储系统的全部输入信号 (模拟量和开关量) 及重要的中间计算数据; 以 1s 的存储周期, 应能够存储 6 个月的历史数据; 对于模拟量可选择平均值、最大值、最小值等方式存储。报警信息至少存储 6 个月的数据。

6.2.5.2 满足用户对历史数据的多种检索方式, 如历史趋势曲线、班报表、日报表、月报表、事件查询等, 并应能够在任何一台操作员站实现检索功能。

6.2.5.3 当历史数据存储空间占用 90%以上时, 应在操作员站显示信息提醒运行人员将数据转存至外部存储介质, 或可自动转存到外部存储介质上。

6.2.6 性能计算

6.2.6.1 机组 DCS 的性能计算宜包括以下内容:

- a) 计算机组效率或供电煤耗率。
- b) 汽轮机热耗率的计算结果应进行主蒸汽温度、压力及排汽压力等参数修正。
- c) 汽轮机性能计算中, 应同时分别计算高压缸、中压缸效率。
- d) 计算锅炉热效率, 并应分别列出机械未完全燃烧损失、排烟损失和散热损失。
- e) 给水加热器性能, 应包括给水加热器出口 (终端) 和疏水端差。

- f) 计算厂用电功率与负荷曲线。
- g) 计算机组发电量。
- h) 锅炉超温统计功能应包括：
 - 1) 计算锅炉各点金属温度与其限值的偏差，当超温时应给出超温的开始、结束时间，并累计某一时段内的超温时间；
 - 2) 提供锅炉各金属温度的实际值、偏差值的显示和打印；
 - 3) 统计各班（运行值）锅炉超温次数、每次超温持续时间，并显示和记录打印。

6.2.6.2 机组在线性能计算可在负荷大于 40%额定负荷时开始进行，计算周期宜 1min~5min 一次。

6.2.6.3 性能计算的所有数据均应有质量检查，若计算所用的任何一点输入数据出现坏质量，应告知运行人员。如采用某一替代数据进行计算，输出的计算结果上应有注明。

6.2.6.4 在机组变负荷运行期间，性能计算应具有判断工况稳定的能力，且计算结果应标注为不稳定运行工况。

6.2.6.5 以上性能计算应遵循 GB/T 8117.2、GB/T 10184 的要求。

6.2.6.6 性能计算无论采用模块化的计算软件或开发的计算程序，都应是针对具体的应用机组，并在机组运行过程中对性能计算进行认真调试。

6.2.7 报警

6.2.7.1 能够对实时数据库和历史数据库中的任何数据组态成组参数显示；每组可包含的参数应不少于 5 个；可根据运行监视的要求，选取数据记录的有关字段的数据显示在画面上；显示参数达到或超过预定的报警值时，应改变颜色及显示方式，颜色和显示方式可参照国际电工委员会关于人-机界面的基本安全准则确定。

6.2.7.2 设计专门的报警显示画面，可按照一定的规律（如按工艺系统、设备等）组织报警画面；报警显示应按时间顺序排列，最新发生的报警优先显示在报警画面的顶部或底部；应用不同的颜色区分报警的级别、报警确认状态、当前报警状态；组态的报警信息应完整，能够提供该报警点在数据库存储的信息，供运行和维护人员分析故障。

6.2.7.3 能够在包含某一报警点的任何一个画面对该报警进行确认，其他包含该报警点的画面也应同时被确认；若某一已经确认的报警再一次发出报警，应具备报警重闪功能，同时以适当的显示方式标明其重复报警的次数。

6.2.7.4 所有报警信息均应存储，应能够调出至少 30d 的报警信息进行显示、打印。

6.3 模拟量控制系统（MCS）

6.3.1 基本要求

6.3.1.1 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要求，并保持机组稳定地运行。

6.3.1.2 满足控制机组安全启、停及定压、滑压运行的要求。

6.3.1.3 MCS 宜划分为若干子系统，各子系统设计应遵守“独立完整”的原则，以保持主控通信网络上信息交换量最少。

6.3.1.4 冗余组态的控制系统，在控制系统局部故障时，不应引起机组的危急状态，并将这一影响限制到最小。

6.3.1.5 协调控制应使锅炉燃烧控制、汽轮机调节阀控制、汽轮机旁路控制、炉膛安全监控和顺序控制等系统相互协调，达到机组稳定运行并快速响应负荷变化的要求。

6.3.1.6 调节控制的基本方法宜采用闭环反馈控制，同时以能够快速反映对被控变量扰动的信号作为前

馈，保证控制回路的快速和稳定的优良调节品质。宜采用先进的控制策略和算法，提高控制系统的调节品质。

6.3.1.7 能自动补偿及修正机组自身的瞬态响应及其他必需的调整和修正。

6.3.1.8 在自动控制范围内，系统应能处于自动方式而不需要人工干预。

6.3.1.9 MCS 应具备从机组启动到满负荷运行的范围内逐步投入各自动控制子系统的能力。

6.3.1.10 在机炉协调控制方式下，在 50%~100%负荷范围内，应能进行负荷变动量为 $\Delta P=15\%P_0$ （机组额定出力）的单方向（减或增）负荷变动试验；待机组负荷及主要参数稳定运行 10min 后，再进行反方向负荷变动试验。

6.3.1.11 MCS 应有联锁保护功能，以防止错误及危险的动作。联锁保护系统在其涉及的工艺系统处于安全工况时，为维护、试验和校正提供最大的灵活性。

6.3.1.12 如系统某一部分应具备的条件不满足，联锁逻辑应阻止该部分投“自动”方式。同时，在条件不具备或系统故障时，系统受影响部分不再继续自动运行，或将控制方式转换为另一种允许的自动方式。

6.3.1.13 控制系统应设计方向性闭锁功能，以保障控制机构不至于使被控参数向更危险方向变化。

6.3.1.14 控制系统任何部分运行方式的切换，不论是人为的还是由联锁系统自动的，均应平稳过渡（即无扰切换），不引起过程变量的扰动，并且不需运行人员的修正。

6.3.1.15 当系统处于强制闭锁、限制、辅机故障减负荷（Run Back）或其他超驰作用时，系统受其影响的部分随之跟踪。在超驰作用消失后，系统所有部分平衡到当前的过程状态，并立即恢复到安全的控制作用。这一过程不应有任何延滞，且不向被控装置发出任何不正确的或不合逻辑的动作指令并提供报警信息，指出引起各类超驰作用的原因。

6.3.1.16 对三重冗余的测量值，系统宜自动选择中值作为被控变量，而其余变送器测得的数值，若与中值信号的偏差超过预先整定的范围时应报警。如其余两个信号与中值信号的偏差均超限报警，则控制系统受影响部分转到安全控制方式，也可切换至手动。

6.3.1.17 运行人员应在操作站上将三选中的逻辑切换至手动，而任选三个变送器中的某一个信号供自动控制回路用。

6.3.1.18 对双重冗余的测量值，系统宜自动选择平均值作为被控变量，若这两个信号的偏差超出一定的范围，则应有报警，并将受影响的控制系统转到安全控制方式，也可切换至手动。运行人员能手动任选两个变送器中的一个信号用于自动控制回路。

6.3.1.19 未使用冗余变送器的测量信号时，如信号丧失或信号超出工艺过程实际可能范围，均有报警，同时将受影响部分转到安全控制方式，也可切换至手动。

6.3.1.20 控制系统的输出信号应与被控执行机构要求的驱动信号相适应，可为脉冲量或电量连续信号，并有上下限值，以保证控制系统故障时机组设备的安全。

6.3.1.21 控制系统所需的所有校正作用，不应因为使驱动装置达到其工作范围的控制信号需进行调整而有所迟延。

6.3.1.22 控制系统应监视设定值与被控变量之间的偏差和输出信号与控制阀门位置信号之间的偏差，当偏差超过预定范围时应报警，同时转到安全控制方式或切换至手动。

6.3.1.23 风机、泵、磨煤机等跳闸时，应将与之对应的控制系统切换到手动方式。

6.3.1.24 当两个或两个以上的控制驱动装置控制一个变量时，可由一个驱动装置维持自动运行。运行人员可将其余的驱动装置投入自动，而不需手动平衡。当追加的驱动装置投入自动后，控制系统应自动适应追加的驱动装置的作用，即不论驱动装置在手动或自动方式的数量如何组合变化，控制作用均应符合满足工艺系统调节品质的要求。

6.3.1.25 对多控制驱动装置的运行提供偏置调整，偏置应能在保证系统安全的范围内调整，新建立的关系不产生过程扰动。

6.3.1.26 在自动状态，设置一个控制驱动装置为自动或遥控，不需进行手动平衡或对其偏置进行调整，并且，不论此时偏置设置的位置或过程偏差的幅度如何，不应引进任何控制驱动装置的阶跃波动。

6.3.1.27 对于超临界机组，应有效地控制锅炉在稳定运行时的三个重要比率，即给水流量/蒸汽流量、热量输入/给水流量（即煤水比）、喷水流量/给水流量；在变动工况时应使这些比率按一定规律变化，实现稳定的控制；而在启动和低负荷运行时，宜大幅度地改变这些比率，实现宽范围的控制。为此MCS在机组启动工况下宜更多地采用变参数/变定值技术。所有控制功能宜在前馈基础上完成，并可连续地校正控制系统的增益。在控制系统设计时应事先考虑工艺过程内部的相互作用，采用合理的前馈/变定值/变增益/变参数等控制方案。

6.3.2 子系统功能

6.3.2.1 锅炉-汽轮机协调控制

6.3.2.1.1 协调锅炉及其辅机与汽轮机的运行，实现快速、准确和稳定地响应自动调度系统或电厂运行人员的负荷指令，进行有效的生产。同时，还应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。

6.3.2.1.2 根据机组运行的要求，提供定压或变压运行方式，以适应机组启、停和运行特点。

6.3.2.1.3 机炉协调控制系统应能以下列三种方式的任一种方式全自动地运行，并提供运行人员选择所需运行方式的手段：

- a) 协调控制方式（CC）。锅炉（对应燃烧率）与汽轮机（对应汽轮机调节阀开度）自动运行，并有机地建立适当的关系，分别控制机组负荷及主蒸汽压力。通过锅炉燃烧率控制主蒸汽压力、汽轮机调节阀开度控制机组负荷的协调方式称为炉跟机协调方式（CCBF），通过汽轮机调节阀开度控制主蒸汽压力、锅炉燃烧率控制机组负荷的协调方式称为机跟炉协调方式（CCTF）。
- b) 锅炉跟随方式（BF）。锅炉燃烧率自动控制，维持主蒸汽压力在设定值；汽轮机调节阀开度手动控制。
- c) 汽轮机跟随方式（TF）。汽轮机调节阀自动控制，维持主蒸汽压力在设定值；锅炉燃烧率手动控制。

6.3.2.1.4 设计提供运行人员选择所需运行方式的手段。当改变运行方式时，控制系统不应产生任何扰动。此外，在机组遇到受限制工况时，控制系统应能平稳地将运行方式自动转换至合适的运行方式。当系统不能实现运行人员所选择的运行方式时，应向运行人员报警。

6.3.2.1.5 任何有关的子系统若不能投自动控制时，应将协调控制转换到最大程度的自动方式，并与可投自动的子系统相适应。当被控容量或允许出力达到最大/最小限值时发出闭锁增/减的控制信号。

6.3.2.1.6 机组负荷指令可由输入的AGC（自动发电控制）的负荷指令信号，并结合频率、功率、汽压、汽轮机阀位开度、机组运行工况、要求的限值等加以处理后自动生成，也可由运行人员手动给出（手动方式下）。机组最大负荷指令应与锅炉最大出力和汽轮机负荷能力相适应。

6.3.2.1.7 设计负荷管理控制画面，在此画面上运行人员可实现协调运行方式选择、机组负荷指令手动/自动方式选择、机组负荷指令的手动调整、负荷高/低限值的调整、负荷变化率的设定、主蒸汽压力定值的设定、滑压和定压运行方式的选择。对运行人员所选择的方式和调整的参数能进行显示，同时在该画面上还应显示负荷高/低限值、主蒸汽压力偏差、负荷指令与总发电功率等参数及负荷闭锁增（block increase）、负荷闭锁减（block decrease）、辅机故障减负荷（run back）工况等。

6.3.2.1.8 平稳地通过自动改变本机组的负荷指令实现电网的一次调频功能。

6.3.2.1.9 设计锅炉给水泵、一次风机、送风机、引风机、空气预热器的快速减负荷（RB）功能，可根据需要设计磨煤机、炉水循环泵等发生出力故障时的快速减负荷（RB）功能。每种RB应有单独的

最大允许负荷或减负荷速率，以适应各种设备的动态特性。运行人员能通过显示器得到 RB 工况时的信息。当发生 RB 时，控制系统自动转换到保证机组安全运行的控制方式，使机组在适合当前辅机出力的负荷水平运行。快速减负荷（RB）应满足 DL/T 1213 的要求。

6.3.2.1.10 提供与 AGC 的接口用于接收机组负荷遥控指令。

6.3.2.2 汽轮机主控

6.3.2.2.1 控制系统应根据机组负荷指令，向 DEH 发出控制指令信号，如汽轮机调节阀开度、负荷、机前压力等指令。

6.3.2.2.2 根据 DEH 对接口信号的要求，设计与协调控制系统的接口，并应采用数据通信或冗余硬接线的方式。

6.3.2.2.3 与 DEH 协调运行，控制机组对负荷的快速和准确地响应。

6.3.2.2.4 当汽轮机出现受限运行工况时，应采取相应的策略适应汽轮机要求，保证机组的安全。当机前压力超过允许限值时，控制限制负荷或调节阀开度，防止机前压力进一步偏离设定值。

6.3.2.3 锅炉主控

锅炉主控应将机组负荷指令以可靠、先进的方式转化为对锅炉燃料、给水量和风量的控制，并宜具有以下特点：

- a) 信号回路宜有速率可调的“加速”功能，加快燃料量对负荷变化的响应。
- b) 宜设计燃料-风的超前/滞后和交叉限制控制功能，以保证风量不低于燃料量。
- c) 燃料指令可根据运行的磨煤机的数量进行修正，并宜具有燃料的发热值校正功能。
- d) 燃料和空气子系统应提供设定最大和最小极限的能力，以防止燃料和风量超过使锅炉稳定燃烧的极限。

6.3.2.4 燃料控制

6.3.2.4.1 直吹式中速磨煤机系统，应实现下述功能：

- a) 通过对给煤机转速的控制以满足锅炉主控对燃料量的需求。
- b) 通过对热风门开度的控制以满足磨煤机对一次风量的需求。
- c) 通过对冷风门开度的控制以满足磨煤机出口温度的需求。

6.3.2.4.2 直吹式双进双出钢球磨煤机系统，应实现下述功能：

- a) 通过对热风门开度（或给煤机转速）的控制以满足锅炉主控对燃料量的需求。
- b) 通过对给煤机转速（或热风门开度）的控制以满足磨煤机料位的需求。
- c) 通过对冷风门开度的控制以满足磨煤机出口温度的需求。

6.3.2.4.3 中间储仓式钢球磨煤机系统，应实现下述功能：

- a) 通过调节给煤机转速以控制磨煤机进出口压差。
- b) 通过调节再循环挡板开度以控制磨煤机入口压力。
- c) 通过调节热风、冷风门开度以控制磨煤机风量及出口温度。

6.3.2.5 二次风量控制

二次风量控制应实现下述功能：

- a) 通过调整送风机的调节装置实现对锅炉燃烧所需的总风量（包括一次风量、二次风量）的控制，达到最佳燃烧工况，同时满足锅炉吹扫对风量的需求。
- b) 锅炉总风量由氧量校正回路进行修正，氧量设定值可通过计算或由运行人员手动输入。
- c) 对轴流风机宜有防喘振措施。

6.3.2.6 风箱挡板控制

风箱挡板控制应实现下述功能：

- a) 根据机组不同运行工况，实现对风箱/炉膛压差和风量的控制方式。
- b) 辅助风和燃料风挡板应接受 FSSS 来的连锁信号，使其开启、关闭，或作调节控制。
- c) 顶层辅助风挡板的控制应考虑对烟气 NO_x 含量的影响。

6.3.2.7 一次风压力控制

一次风压力控制应实现下述功能：

应按照一次风机设备的配置确定控制机构，通过对控制机构的调整以保持一次风压力与机组负荷的对应。

6.3.2.8 炉膛压力控制

炉膛压力控制应实现下述功能：

- a) 通过调整引风机叶片位置维持炉膛压力在允许的设定值内变化。
- b) 在发生 MFT 且风量大于额定质量风量 30% 时，设计一个随时间衰减的超驰控制信号，以便将较高的负压偏差减至最小。
- c) 宜引入送风机出力作为引风机控制的前馈信号。
- d) 对轴流风机宜有防喘振措施。

6.3.2.9 主蒸汽温度控制

主蒸汽温度控制应实现下述功能：

- a) 满足末级过热器出口蒸汽温度及第二级过热器出口蒸汽温度在机组安全经济条件下运行的要求。
- b) 通过控制各级过热器喷水调节阀以维持各级过热器出口蒸汽温度及主蒸汽温度在设计值（汽包锅炉）。
- c) 通过控制给水流量或燃料量对主蒸汽温度进行初步调节；通过控制各级过热器喷水调节阀以维持各级过热器出口汽温及主蒸汽温度在设计值（直流锅炉）。
- d) 引入各级喷水减温站后温度作为各级出口蒸汽温度导前信号，并避免再热蒸汽温度调节对过热蒸汽温度的影响。
- e) 连锁喷水隔离阀，以防止汽轮机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀。

6.3.2.10 再热蒸汽温度控制

再热蒸汽温度控制应实现下述功能：

- a) 再热器出口蒸汽温度满足机组安全经济运行要求，喷水减温作为事故或备用手段，力求最小的喷水流量。
- b) 通过控制燃烧器摆角、烟气挡板开度或烟气再循环流量，对再热器出口温度进行初步调节。
- c) 通过控制各级再热器喷水调节阀以维持各级再热器出口蒸汽温度在设计值，可引入各级喷水减温站后温度作为各级出口再热蒸汽温度导前信号。
- d) 连锁喷水隔离阀，以防止汽轮机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀。

6.3.2.11 汽包锅炉给水控制

汽包锅炉给水控制应使汽包水位维持在规定范围内。按照不同的运行工况，宜采用下述不同的控

制手段:

- a) 在启动和较低负荷阶段, 控制启动给水阀, 并通过调节给水泵转速维持给水泵出口母管与汽包压力之差。
- b) 在低负荷阶段, 采用单冲量方式, 控制给水泵转速。
- c) 在高负荷运行时, 采用蒸汽流量、给水流量和汽包水位的三冲量控制方式, 控制给水泵转速。
- d) 各控制方式的切换是无扰的, 宜实现全程给水自动控制功能。

6.3.2.12 直流锅炉给水控制

直流锅炉给水控制应实现下述功能:

- a) 任何工况下, 都应确保省煤器入口给水流量高于最小流量值。
- b) 在机组启动及湿态运行阶段, 通过控制启动给水阀来满足分离器储水箱水位要求; 控制再循环阀以满足锅炉启动再循环流量要求。
- c) 当锅炉转为纯直流(干态)运行方式后, 控制给煤量(或给水流量)来满足锅炉负荷需求; 通过调节给水泵转速控制给水流量(或通过调节各台磨煤机控制燃料量), 以维持煤/水比例(或水/煤比例)来控制主蒸汽温度; 引入中间点温度(焓值)对控制回路进行校正。
- d) 各控制方式的切换是无扰的, 宜实现全程给水自动控制功能。

6.3.2.13 燃油控制

燃油控制应实现下述功能: 实现对点火油压力、燃油流量和燃油雾化蒸汽压力的控制。燃油控制应与 FSSS 组合成一个完整的控制系统。

6.3.2.14 除氧器水位和压力控制

除氧器水位和压力控制应实现下述功能:

- a) 在低负荷时采用单冲量控制方式, 在高负荷时采用流出、流入除氧器的给水流量和除氧器水位的三冲量控制方式, 控制除氧器水位调节阀和凝结水再循环调节阀开度, 使除氧器水位满足运行要求。
- b) 通过控制辅助蒸汽调节阀, 在机组启动阶段维持除氧器压力在预设值, 正常运行工况下, 不再对除氧器压力进行控制。

6.3.2.15 汽轮机旁路控制系统(BPC)控制

对于二级串联高/低压旁路系统, 设计时应避免汽轮机进水、凝汽器过热、旁路系统快开时对蒸汽管道冲击, 并实现下述功能:

- a) 通过控制高压旁路压力调节阀维持主蒸汽压力在设定值; 通过控制高压旁路喷水调节阀确保阀后蒸汽不超温。
- b) 通过控制低压旁路压力调节阀维持再热蒸汽压力在设定值; 通过控制低压旁路喷水调节阀确保阀后蒸汽不超温。
- c) 各调节阀前隔离阀随调节阀开度联动。
- d) 当发电机跳闸或主蒸汽压力、再热蒸汽压力急剧升高时, 旁路控制系统宜快速打开, 使锅炉本体不超压, 起到安全保护作用。

6.3.2.16 脱硫系统(FGD)石灰石浆液供给调节系统控制

脱硫系统(FGD)石灰石浆液供给调节系统控制应实现下述功能: 通过控制进入吸收塔的石灰石浆液流量, 调节吸收塔石膏浆液的 pH 值在适当的范围内, 并保证脱硫系统出口 SO₂ 浓度满足环保排放

要求。

6.3.2.17 脱硝系统（SCR）出口 NO_x 浓度调节系统控制

脱硝系统（SCR）出口 NO_x 浓度调节系统控制应实现下述功能：通过调节脱硝系统（SCR）喷氨调节阀（或尿素溶液喷枪）开度，以控制氨气流量，使脱硝系统出口 NO_x 浓度满足环保排放要求。宜采用反应器入口 NO_x 含量作为喷氨前馈的控制方式；当氨逃逸率超过规定值时，应减少氨气喷入量，以控制氨逃逸率。

6.3.2.18 其他控制系统控制

其他控制系统控制应实现下述功能：对高/低压加热器水位、凝汽器水位等系统进行自动控制，以及根据工艺设备和检测仪表配置设计相应系统的自动控制系统。

6.4 开关量和顺序控制系统（SCS）

6.4.1 基本要求

6.4.1.1 开关量控制宜包括锅炉、汽轮机、脱硫、脱硝系统中电动机、阀门及挡板等单个设备操作，以及相关设备和系统的顺序控制及联锁。顺序控制系统（SCS）用于启动/停止功能子组项。一个功能子组被定义为电厂的某个设备组，如一台送风机及其所有相关的设备（包括风机润滑油泵、挡板等）。

6.4.1.2 为了在机组启、停时减少操作员的常规操作和机组的启停时间，应设计子组级顺序控制功能。在可能的情况下，各子组的启、停应能独立进行。

6.4.1.3 对于每一个子组及其相关设备，它们的状态、启动许可条件、操作顺序和运行方式，均应在显示器画面上显示。

6.4.1.4 在顺序控制方式下，应为操作员提供操作指导，这些操作指导宜以图形方式显示，可按照顺序显示各步序应被执行的程序步骤，并根据设备状态变化的反馈信号，在画面上改变相应设备的颜色。

6.4.1.5 运行人员通过手动指令，可对执行的顺序跳步，但这种运行方式应满足安全要求。

6.4.1.6 顺序控制中的每一步均应通过从设备来的反馈信号得以确认，每一步都应监视预定的执行时间。如果顺序未能在约定的时间内完成，则报警并禁止顺序进行下去。如果事故消除，在运行人员再次启动后，可使程序继续进行下去。

6.4.1.7 在顺序控制期间，出现任何故障或运行人员中断信号，应使正在进行的程序中断并回到安全状态。使程序中断的故障或运行人员指令应在显示器上显示，并可打印出来。当故障排除后，顺序控制在运行人员确认无误后，可再进行启动。

6.4.1.8 运行人员应能够在显示器/键盘上操作每一个被控对象。手动操作应有许可条件，以防止运行人员误操作。逻辑中应设计相关的联锁保护，以防设备在非安全或潜在危险工况下运行。

6.4.1.9 设备控制可设计三种模式，即手动（操作员控制）、自动控制、后备。所有设备均应设计手动模式。自动和后备模式应根据设备运行要求按需设计。三种模式的要求如下：

- a) 在手动模式下，操作员将根据电厂运行需要进行设备的启/停、开/关操作。非频繁操作设备（如辅助电气系统的进线开关）或无人监视工况下不可启动的设备只提供手动控制。
- b) 维持过程控制而需要频繁启停的设备应提供自动控制模式。原则上，自动逻辑引起的动作不应报警，保护联锁触发时如自动功能失效应产生报警，如抽汽阀自动关失效等。
- c) 冗余或具有指定备用的设备应提供后备（standby）控制模式。当过程参数表明在役设备已故障时，处于后备模式的备用设备应自动启动，连续运行直至操作人员或保护联锁发出停运指令。系统应提供报警以提醒操作员备用设备已启动。

6.4.1.10 设备的联锁、保护指令应具有最高优先级；手动指令则比自动指令优先。被控设备的“启动”

“停止”或“开”“关”指令应互相闭锁，且应使被控设备向安全方向动作。

6.4.1.11 保护和联锁功能应保持始终有效，运行人员不能人工切除。当由于运行工况需要进行切除时，应采用明显的特殊标志予以标识，以便运行人员了解实际保护和闭锁功能的投入状态。

6.4.1.12 应通过联锁、联跳和保护跳闸功能来保证被控对象的安全。机组的联锁及保护跳闸功能，包括紧急跳闸应采用硬接线连接。

6.4.1.13 SCS 用于保护的触点（过程驱动开关或其他开关触点）应是“动合型”的，以避免信号电源或回路断电时，发生误动作（采用“断电跳闸”的重要保护除外）。

6.4.1.14 应监视泵和风机电动机的事事故跳闸状态。

6.4.1.15 为了便于运行人员迅速查找事故发生的原因，应在 SCS 中设计重要设备跳闸的首出原因（first out）。

6.4.1.16 对于所有重要辅机设备（如送风机、引风机、汽轮机防进水保护等）的保护功能应在 SCS 中设计。

6.4.1.17 SCS 的功能和逻辑设计除了满足上述要求外，还应符合设备制造厂的推荐意见和安全要求。

6.4.1.18 对于冗余配置电动机（一运一备）的控制，应遵循以下设计原则：

- a) 宜设置备用投/切开关。
- b) 当备用投入时，以下任一条件满足，备用的电动机应联锁启动：
 - 1) 运行的设备停运；
 - 2) 运行设备出力不足。
- c) 以下任一条件满足，允许停运电动机：
 - 1) 另一台设备运行且出力正常；
 - 2) 不在备用状态。

6.4.2 子系统功能

6.4.2.1 锅炉侧功能子组级宜包括：

- a) 空气预热器子组项，包括空气预热器主电动机、辅电动机、空气马达、入口烟气挡板、出口一次风挡板、出口二次风挡板、油站等设备。
- b) 送风机子组项，包括送风机电动机、油站、出口挡板、联络挡板等设备。
- c) 引风机子组项，包括引风机（包括电动引风机和汽动引风机）、油站、冷却风机、入口挡板、出口挡板、联络挡板等设备。
- d) 一次风机子组项，包括一次风机电动机、油站、出口挡板等设备。
- e) 各台磨煤机子组项，包括磨煤机电动机、油站、给煤机电动机、进出口阀和风门等设备。
- f) 锅炉排污、疏水、放气子组项，包括水冷壁、过热器、再热器的各级疏水阀和放气阀等设备。
- g) 暖风器子组项，包括暖风器电动机和阀门等设备。
- h) 燃料油系统子组项，包括油阀、吹扫阀、点火器等设备。
- i) 电动给水泵子组项，包括电动给水泵电动机、入口阀、出口阀、润滑油泵、最小流量调节阀及前后电动阀等设备。
- j) 汽动给水泵子组项，包括汽动给水泵前置泵、前置泵入口阀、出口阀、最小流量调节阀及其前后电动阀，以及给水泵汽轮机凝结水、油、轴封、疏水等设备。
- k) 锅炉启动功能子组项（直流锅炉子组）。含启动循环水泵、储水箱疏水泵、入口阀、出口阀、再循环阀、过冷管电动阀等设备。

6.4.2.2 汽轮机功能子组级应包括：

- a) 汽轮机油系统子组项，包括汽轮机盘车、顶轴油泵、交流油泵、直流油泵、润滑油箱排烟风机、润滑油箱加热器等设备。
- b) 凝结水子组项，包括凝结水泵（凝结水升压泵）、凝结水管路阀门、最小流量阀等设备。

- c) 凝汽器子组项, 包括凝汽器循环水进、出口阀门及反冲洗阀门等设备。
- d) 凝汽器真空系统子组项, 包括凝汽器真空泵、管路有关阀门等设备。
- e) 汽轮机轴封系统子组项, 包括轴封供汽阀门、汽轮机本体疏水阀门等设备。
- f) 低压加热器子组项, 包括低压加热器进水阀、出水阀、旁路阀, 低压加热器疏水阀门, 抽汽管道疏水阀门等设备。
- g) 高压加热器子组项, 包括高压加热器进水阀、出水阀、旁路阀、抽汽隔离阀、抽汽止回阀, 高压加热器疏水阀门、抽汽管道疏水阀门等设备。
- h) 汽轮机蒸汽管道疏水阀门子组项, 包括主蒸汽管道、再热汽管道、排汽管道疏水阀门等设备。
- i) 辅助蒸汽系统子组项, 包括辅助蒸汽系统的有关管路阀门等设备。
- j) 循环水泵子组项, 包括循环水泵和有关阀门等设备。
- k) 开式循环冷却水子组项, 包括开式循环冷却水泵和有关阀门等设备。
- l) 闭式循环冷却水子组项, 包括闭式循环冷却水泵和有关阀门等设备。

6.4.2.3 湿法脱硫系统功能子组级应包括:

- a) 脱硫烟气系统子组项, 包括增压风机(如有)、吸收塔排气阀等设备。
- b) 脱硫吸收塔系统子组项、吸收塔浆液循环系统子组项, 包括浆液循环泵电动机、浆液循环泵阀门、浆液循环泵油泵等设备。
- c) 脱硫除雾冲洗子组项, 包括除雾器冲洗水阀和除雾器冲洗水泵等设备。
- d) 脱硫石膏排出系统子组项, 包括石膏排出泵、入口阀、出口阀、冲洗阀、排放阀等设备。
- e) 氧化风机启停顺序控制子组项, 包括氧化风机、排空阀、出口阀等设备。
- f) 供浆系统功能子组项, 包括吸收塔石灰石浆液泵、入口阀、出口阀、冲洗阀、排放阀等设备。
- g) 其他浆液泵启停顺序控制子组项。

6.4.2.4 脱硝系统功能子组级应包括:

- a) SCR 反应区子组项, 包括喷氨隔离阀、喷氨调节阀、吹灰器、稀释风机、稀释风机出口阀等设备。
- b) 还原剂(氨)制备区子组项, 包括液氨卸料压缩机、液氨供应泵、液氨蒸发器等(液氨脱硝); 尿素计量装置、尿素雾化喷枪、尿素热解炉电加热器(燃油加热器)等(尿素热解脱硝); 尿素溶液输送泵、加热器蒸汽截止阀、尿素溶液循环泵、水解反应器疏水阀等设备(尿素水解脱硝)。

6.4.2.5 空冷和供热系统功能子组级应包括:

- a) 空冷系统暖管防冻子组项。
- b) 直接空冷系统启停子组项(直接空冷机组)。
- c) 直接空冷系统真空泵组子组项(直接空冷机组)。
- d) 间接空冷系统充排水子功能组项(间接空冷机组)。
- e) 间接空冷系统疏水子组项(间接空冷机组)。
- f) 供热热网投切子功能组项(供热机组)。

6.4.2.6 主要设备启动和保护条件参见附录 A。

6.5 炉膛安全监控系统(FSSS)

6.5.1 基本要求

6.5.1.1 炉膛安全保护

6.5.1.1.1 炉膛安全保护应实现的功能包括油泄漏试验、炉膛吹扫、锅炉点火、全炉膛火焰监视、

MFT、OFT 和机组快速减负荷 (RB) 等。

6.5.1.1.2 在操作台上应设置独立并可直接动作的 MFT 紧急按钮 (应有避免误操作的措施), 其回路是独立于 DCS 的控制器及模件的硬接线回路。

6.5.1.1.3 一旦检测到炉膛内部分火焰丧失达到危险程度或全部火焰丧失时, 应触发 MFT。

6.5.1.1.4 MFT 动作条件、动作值及延时时间应满足 DL/T 1091 的要求。

6.5.1.1.5 设置后备 MFT 硬继电器保护回路, 以提高停炉保护可靠性。

6.5.1.1.6 触发 MFT 动作的信号应采取硬接线接入, 需要通过逻辑运算产生的 MFT 信号在逻辑处理中采用冗余或表决的方式提高可靠性。除火焰检测器和 MCS 进行预处理的风量信号、汽包水位外, 检测元件和回路应独立于其他控制元件和回路。

6.5.1.1.7 MFT 发生后, 应连锁动作以下设备:

- a) 切断一切进入炉膛的燃料供应、点火器电源。
- b) 关闭所有减温水。
- c) 退出锅炉吹灰器。
- d) 跳闸汽轮机。
- e) 跳闸除尘器。
- f) 打开高压旁路阀 (如为保护旁路)。
- g) 跳闸给水泵 (直流锅炉)。
- h) 跳闸一次风机 (直吹式制粉系统)、解列制粉系统、跳闸排粉风机 (中间储仓式制粉系统)、跳闸给粉机及电源 (中间储仓式制粉系统)。如装有炉膛惰惰性化系统, 同时投入炉膛惰惰性化系统。

6.5.1.1.8 MFT 跳闸输出指令应以通信和硬接线方式送给其他系统 (MCS、SCS、ETS 等) 和相应动作设备的跳闸回路, 以保证可靠性。

6.5.1.1.9 MFT 跳闸系统在失电时应产生锅炉跳闸信号以使机组处于安全状态。

6.5.1.1.10 MFT 后, 应能自动识别跳闸原因 (跳闸首出)。

6.5.1.1.11 不应设置 MFT 复位按钮, 锅炉吹扫完成后, 吹扫完成信号应自动复位 MFT。

6.5.1.1.12 中间储仓式制粉系统中应对给粉机总电源切换时可能产生给粉机运行状态瞬间失去 (全炉膛燃料丧失) 的误信号设计保护逻辑。

6.5.1.2 连锁保护

6.5.1.2.1 连锁保护功能应监视燃烧设备的启动、停止过程和运行情况, 以确保设备的安全操作顺序和安全运行。

6.5.1.2.2 当设备安全受到危险时, 应按适当顺序使最小数量的设备跳闸。

6.5.1.2.3 主要设备跳闸后应能记录和显示跳闸的首出原因。

6.5.1.2.4 一旦检测到可能导致未燃烧燃料堆积的严重燃烧问题或失去锅炉控制、燃烧器管理、连锁系统的电源时, 应自动停运有关设备。

6.5.1.2.5 应防止因跳闸连锁系统电源中断或恢复引起系统的拒动作和误动作。

6.5.1.3 报警和监视功能

6.5.1.3.1 应设计吹扫条件、点火条件、火焰检测、吹扫失败、点火失败、MFT 条件、OFT 条件、燃烧器启动条件、磨煤机启动条件及 MFT、OFT、磨煤机跳闸等首出原因的专用显示画面。

6.5.1.3.2 报警系统应向操作员及时提供听觉和视觉报警, 指示超限情况以便其及时地做出响应。提供手段将听觉警报消除, 而保持视觉报警指示直到工况恢复正常。

6.5.1.3.3 当燃烧出现不稳定时, 应有引起运行人员注意的警示信息, 以便及时采取补救措施。

6.5.1.3.4 用于跳闸的火焰熄灭信号, 一旦发生运行燃烧器或火焰包络的火焰熄灭情况, 都应报警通告

运行人员。

6.5.1.3.5 对所有设计的基本燃料，均应提供与该特定燃料相关的工艺系统参数越限报警。

6.5.1.3.6 对触发 MFT 动作的所有工艺参数越限或设备状态改变等都应报警。

6.5.2 子系统功能

6.5.2.1 燃油系统控制

6.5.2.1.1 实现燃油系统（包括主燃油跳闸阀、雾化蒸汽、油压、油温等）的控制。

6.5.2.1.2 实现燃油泄漏试验功能，以判断主燃油跳闸阀和各油跳闸阀之间是否密封，如有泄漏应显示泄漏原因。

6.5.2.1.3 燃油跳闸（OFT）条件应满足安全要求，运行人员能手动操作主燃油跳闸阀关闭。

6.5.2.1.4 OFT 发生后应关闭主燃油跳闸阀。

6.5.2.1.5 MFT 复位后 OFT 可自动复位，或运行人员通过“开主燃油跳闸阀”操作复位 OFT。

6.5.2.2 炉膛吹扫

6.5.2.2.1 锅炉点火之前应对炉膛进行吹扫，将炉膛和烟道中可能积聚的可燃性混合物清除掉，防止点火时引起炉膛爆燃。

6.5.2.2.2 炉膛吹扫条件应满足 DL/T 1091 的要求。

6.5.2.2.3 炉膛吹扫时吹扫通道畅通并一直保持相当于额定负荷通风量 30% 以上的吹扫风量，吹扫时间应不少于 5min 或相当于炉膛（包括烟道）换气 5 次的时间（取两者较大值）。

6.5.2.2.4 当炉膛吹扫条件均满足时，通过运行人员手动操作进入吹扫阶段。在吹扫时间内所有吹扫条件全部满足，发出吹扫完成信号。如吹扫期间任一吹扫条件失去，则发出吹扫中断信号，并显示中断原因。应在所有吹扫条件重新满足后，运行人员重新手动启动吹扫，直到吹扫完成。

6.5.2.2.5 因引风机跳闸导致紧急停炉，或引风机全部停运时，应将风烟通道上所有挡板在规定时间内调节到已开位置，以建立炉膛自然通风，保持这种状态不少于 15min。

6.5.2.3 油燃烧器控制

6.5.2.3.1 实现油燃烧器及其辅助设备（包括点火枪、油清扫阀、油跳闸阀等）的控制，当其允许条件满足时，可手动或自动投入油燃烧器运行，当跳闸条件满足时自动切除其运行。

6.5.2.3.2 若点火前需清扫油枪，则应在油枪伸进后打开清扫阀，进行一段时间（推荐 60s）后，关闭清扫阀。

6.5.2.3.3 油燃烧器的投运和停运步骤按制造厂要求进行。油燃烧器停运后应进行清扫。

6.5.2.3.4 油层顺序投运应按照锅炉设备制造厂推荐顺序，但间隔一只油燃烧器启动，间隔时间宜为 5s~15s（四角切圆锅炉宜先对角后邻角）。

6.5.2.3.5 油层顺序停运步骤与投运顺序正好相反，先启先停，时间间隔宜为 5s~10s。

6.5.2.4 煤燃烧器控制

6.5.2.4.1 煤燃烧器控制包括对磨煤机、给煤机及其辅助设备（如润滑油系统、密封风系统等）的控制，对中间储仓式制粉系统还应包括对给粉机及其辅助设备的控制。

6.5.2.4.2 煤燃烧器投运和停运应按独立的功能组方式进行设计。

6.5.2.4.3 磨煤机、给煤机、给粉机（中间储仓式制粉系统）的启动条件和跳闸条件，当其允许条件满足时，可手动或自动投入运行，当跳闸条件满足时自动切除其运行。

6.5.2.4.4 磨煤机跳闸后应联动相应的给煤机跳闸，并连锁关闭磨煤机出口挡板和热风隔离挡板。

6.5.2.4.5 磨煤机启动、停运步骤及跳闸、联锁等技术指标应满足 DL/T 1091 的要求。

6.5.2.5 一次风机控制

应实现一次风机及其辅助设备的控制，以满足煤粉输送的要求。当 MFT 动作时跳闸一次风机。

6.6 电气控制系统 (ECS)

6.6.1 基本要求

6.6.1.1 所有电气开关的操作，均应在弹出的操作面板中进行。宜增加合闸和分闸操作的二次确认。

6.6.1.2 DCS 中对电气开关的合闸、分闸指令应为不超过 2s 的脉冲，并且合闸和分闸指令应该互为闭锁，不应同时发出。

6.6.1.3 如果 DCS 中没有发出分闸指令，而开关由于各种原因在分闸位，DCS 画面中应有必要的提示或报警，该状态应由运行人员手动复位。

6.6.1.4 对厂用电 A、B 段的开关设备及参数，宜分配在不同控制器；DCS 中电气控制系统的控制器应独立配置。

6.6.1.5 电气控制系统应包括如下监视信号：

- a) 发电机-变压器组的相关参数。
- b) 厂用变压器的相关参数。
- c) 直流系统的相关参数。
- d) 厂用电开关的状态。
- e) 柴油发电机的相关参数和状态。

6.6.2 子系统功能

6.6.2.1 发电机控制子组

6.6.2.1.1 发电机控制宜设计如下功能：

- a) 应通过键盘选择启动过程中发电机的手动准同期或自动准同期合闸方式。
- b) 手动准同期。在 DCS 接受键盘手动同期指令后，应在显示器或控制屏（台）上显示，当相关参数在允许范围内，并确认发电机无故障时，断路器可允许手动合闸；反之，则闭锁断路器合闸回路。
- c) 自动准同期。在 DCS 接受自动同期指令后，如自动准同期条件满足，AVR 投入，汽轮机转速大于 2950r/min，发电机断路器在断开位置，自动准同期装置已有辅助电源等条件成立，并通过 AVR 及 DEH 自动调频、调压，待频率、电压满足同期条件时断路器合闸。
- d) 当断路器一侧无电压时，应能自动解除同期闭锁，使断路器不经同期即可合闸。

6.6.2.1.2 发电机侧功能子组级应包括：

- a) 发电机同步并列子组项、发电机程序停机子组项。
- b) 发电机氢冷子组项、发电机密封油系统子组项、发电机定子冷却水系统子组项。

6.6.2.2 厂用电控制子组

6.6.2.2.1 高压厂用电源控制宜设计如下功能：

- a) 手动将高压厂用电源从工作电源切换到备用电源，或从备用电源切换到工作电源时，均应设计为先合后拉方式。在 DCS 接受键盘手动合闸指令后，当同期条件满足，有信号在显示器或控制屏（台）上显示，且相关参数在允许范围内，并确定厂用变压器无故障时，才允许手动合

闸；反之，应闭锁合闸。

- b) 厂用电源自动切换时，DCS 中的厂用断路器分、合闸回路应与快速切换装置配合。操作员站应提供上述系统“手动—自动”切换操作窗口。

6.6.2.2.2 低压厂用工作变压器之间互为备用，采用手动切换，可不考虑自投方式。

6.6.2.2.3 低压厂用工作变压器控制器应能在显示器/键盘上遥控。

6.6.2.2.4 厂用电侧功能子组级应包括：

- a) 高压厂用电源 A/B 段子组项、高压厂用电源公用段子组项。

- b) 低压工作变压器 A1/A2/B1/B2 子组项、低压公用变压器 01 子组项、辅助车间低压变压器子组项。

6.6.2.3 主要设备启动和保护条件参见附录 A。

6.7 公用控制系统

6.7.1 基本要求

6.7.1.1 公用设备是指服务于多台单元机组机、炉、电主机系统，且需要在多台单元机组 DCS 监视和操作的设备。在工艺系统条件允许的情况下，循环水泵等重要设备的控制宜设计在相应的单元机组 DCS 中。

6.7.1.2 公用控制系统可设计为一套独立的 DCS，配置完整的 DPU 和人-机界面。公用控制系统与 SIS 通过通用的协议（如 OPC 协议）进行数据通信。

6.7.1.3 当公用控制系统不设置独立的人-机界面时，应具有独立的数据通信网段，通过可隔离的网关或路由管理系统与相关联主系统的 DCS 通信，此通信是冗余的，并实现以下功能：

- a) 相关联的任一单元机组 DCS 均能够采集和利用公用控制系统的数据库。
- b) 从任何相关联的单元机组 DCS 的人-机界面均应能够控制和操作公用控制系统的设备，但在同一时刻只应有一台单元机组 DCS 获得控制权，其他单元机组 DCS 不具备发出操作指令的权力。
- c) 与公用控制系统相关联的任何一台单元机组 DCS 故障或停运，应不影响其他单元机组 DCS 对公用控制系统的监视和控制。

6.7.2 机组公用控制系统具体要求

6.7.2.1 空气压缩机子系统

6.7.2.1.1 空气压缩机系统包括仪用空气压缩机、杂用空气压缩机等，应根据空气压缩机配置情况合理设计连锁备用逻辑，当运行的空气压缩机跳闸或母管压力低时应连锁启动备用空气压缩机。宜设计各台空气压缩机运行时正常切换的逻辑。

6.7.2.1.2 仪用空气压缩机功能子组：根据运行工艺的要求，可设计仪用/杂用空气连通电动门连锁逻辑、工作和备用空气压缩机组的自动连锁逻辑等。

6.7.2.1.3 杂用空气压缩机功能子组：可设计包括杂用空气压缩机及其相关设备的控制逻辑。

6.7.2.2 燃油泵房子系统

6.7.2.2.1 应设计供油泵及其关联设备的启动和停止连锁逻辑和保护逻辑。

6.7.2.2.2 可根据运行工艺的要求，设计工作和备用泵组的自动连锁逻辑。

6.7.2.3 辅机冷却水子系统

6.7.2.3.1 应设计辅机冷却水泵及关联设备启动和停止连锁逻辑和保护逻辑。

6.7.2.3.2 可根据运行工艺的要求，设计工作和备用泵组的自动联锁逻辑。

6.7.2.4 公用电气子系统

6.7.2.4.1 公用电气部分可单独设置子系统也可合并到工艺子系统中（如空气压缩机、燃油泵房等）。

6.7.2.4.2 电气公用厂用电功能子组包括低压和中压电气设备和系统。应设计设备动作顺序联锁和保护联锁功能。可根据需要设计顺序控制功能。

6.7.2.4.3 电气厂区内配电装置功能子组应设计设备动作顺序联锁和保护联锁功能。

6.7.2.5 脱硫公用子系统

6.7.2.5.1 应设计石灰石浆液制备系统、石膏存储和石膏处理、脱水系统和废水系统的自动联锁逻辑。

6.7.2.5.2 可根据运行工艺的要求，设计工作和备用泵组的自动联锁逻辑。

6.7.2.6 脱硝氨区子系统

可根据运行工艺的要求，设计工作和备用泵组的自动联锁逻辑。

6.7.2.7 供热首站子系统

6.7.2.7.1 应设计供热首站投切功能组、供热首站疏水功能组。

6.7.2.7.2 可根据运行工艺的要求，设计工作和备用泵组的自动联锁逻辑。

6.8 现场总线控制系统（FCS）

6.8.1 基本要求

6.8.1.1 现场总线通信主站为 DCS 一体化的模块，不应通过外部协议转换部件或第三方通信模块与 DCS 控制器通信。能够对现场总线通信从站的状态、I/O 数据、通信参数、诊断数据进行采集、解析，并组态进入系统数据库。

6.8.1.2 现场总线通信从站的 I/O 及状态、诊断数据应与常规 I/O 信号共享同一个系统数据库。

6.8.1.3 对现场总线设备的组态环境应与 DCS 其他部分的组态环境是一体的，不采用独立于 DCS 的外挂式组态工具。

6.8.1.4 具备在线导入和更新通用站说明（GSD）、电子设备描述（EDD）/设备类型管理器（DTM）文件的功能，能灵活增加新设备或者更新设备的参数。

6.8.1.5 能够对现场总线主站的所有参数进行组态、维护。能够组态现场总线网段的通信参数。

6.8.1.6 能够对现场总线设备循环周期的数据进行采集和解析，在保证 DCS 正常运行的条件下，可采集部分重要的非循环数据。

6.8.2 功能要求

6.8.2.1 采用结构清晰的显示方式表达现场总线各要素的构成、参数，如树状目录、网段拓扑图等。

6.8.2.2 利用循环数据，在控制逻辑中实现数据点质量判断、逻辑控制等功能，同时应在报警、监控画面、实时和历史趋势中应用和存储这些数据。

6.8.2.3 可根据实际需要采集部分重要的非循环数据实现显示、故障诊断、运行指导、设备管理等功能。

6.8.2.4 控制运算周期与网段数据更新周期应满足工艺系统的控制实时性要求。

6.8.2.5 组态网段通信故障、电源故障、主站和通信组件故障、现场总线设备故障等工况，并在监控画面中显示，应设计故障工况下的安全保护逻辑。

7 技术文件

7.1 基本要求

7.1.1 应根据不同阶段的要求提交文件和图纸清单。

7.1.2 提供的所有图纸资料应完全符合所供的设备，并标明修改的版本号和日期。

7.1.3 保证所供文件和图纸完全能满足电厂安装、投运、正常运行和维护的需要。

7.1.4 向用户提供本标准 7.2~7.6 列出的所有文件。应提供所有这些文件的书面文件和电子文档，数量满足工程需要。

7.1.5 负责提出与其他各方所供设备间的接口资料。

7.2 硬件资料

7.2.1 硬件资料应包括涉及 DCS 所有系统部件的安装、运行、注意事项和维护方法的详细说明。此外，还包括所购设备的完整设备表和详细指南。与设备表相对应的设备项目代号在所有相关图纸上表示出来。

7.2.2 应提供下列手册和图纸：

- a) 系统硬件手册。
- b) 系统维护手册。
- c) 构成系统所有部件的原理图。
- d) 内部布置图。
- e) 符合用户要求格式的外部连接图，图上应有端子编号。
- f) 每个机柜、操作台的总装图，这些图中应标明各模件和组装件的编号，并包括正视图、后视图、开孔图、总尺寸及开门所需的净空间距离。
- g) 所有外购设备手册和样本。
- h) DCS 使用的一些特殊机械设备详图。
- i) 安装步骤，包括装配细节、设备散热和设备重量等。
- j) 设备和材料清册。
- k) 接地资料和图纸。

7.3 系统软件资料

7.3.1 提供系统组态手册，使用户能够进行检查和修改所有系统的应用程序和组态文件，这些文件包括打印出来的程序或组态图，并装订成册。

7.3.2 提供使用高级编程语言（如 C 语言）的应用软件，应包括下列有关文件：

- a) 系统功能说明。所有特定术语应有定义。此外，应配上流程图或类似的描述。
- b) 软件资料。应包括所有与编程语言有关的指导和参考手册，采用特殊计算机硬件的汇编语言应有详细说明。文件应完整、清晰，能帮助对现有的程序进行修改、增删及编制新程序，其中还包括编程和调试的指导性资料。

7.3.3 提供控制工程师使用的工程师站手册，应包括下列有关文件：

- a) 系统操作手册。
- b) 控制工程师组态维护手册。
- c) 图形、画面手册。
- d) 试验、检查、故障检修的投运步骤指南。

7.4 应用软件文件

应用软件文件，即控制逻辑文件，应包括下列内容：

- a) 控制原理图的定义和说明，包括对 SAMA 图和逻辑图所作的说明。
- b) 对于模拟量控制系统，提供 SAMA 图或相关设计说明，宜在图上标出联锁和许可条件所在逻辑图的对应编号和注释。在包含联锁和许可条件的逻辑图上，宜标出 SAMA 图的对应编号和注释。
- c) 对于开关量控制系统，应提供逻辑图或保护和联锁原理说明书。

7.5 I/O 清单和现场总线网段设计资料

7.5.1 应提供工程所有过程输入、输出清单，该清单包括输入/输出点说明、模件和插槽代号、设计编号、机柜编号、端子排号，端子号、信号类型、故障状态、电缆编号、报警限值、保护定值、测点用途、记录/报表要求、显示格式和修改版本号等。

7.5.2 应提供 I/O 清单的书面和电子文件。

7.5.3 对于应用现场总线技术的 DCS，应提供现场总线网段设计资料。

7.6 其他资料

应提供以下报告和资料：

- a) 产品质量认证证书、检验报告。
- b) 设备供货清单、备品备件清单。
- c) 培训资料。

8 包装和贮存

8.1 包装要求

8.1.1 DCS 包装应符合 GB/T 13384 的要求。

8.1.2 每个包装件应有与该包装件相符合的装箱清单，放置于包装件明显位置上，并采用防潮的密封袋包装。包装件内装入的零部件，有明显的标记与标签，标明部件号、编号、名称、数量等，并与装箱单一致。

8.1.3 推荐的备品、备件、专用工具及试验设备应分别单独包装。所有备品、备件应包装在适用于永久保存的箱内，并分系统、分类包装。

8.1.4 专用工具和试验设备的包装箱上应明确所配给的设备和系统。

8.1.5 设备和器材的某些部分（如铭牌、密封面等）应进行必要的保护，以防运输中损坏。

8.1.6 设备的包装应采取防雨、防潮、防锈、防震等措施，以免在运输过程中由于振动和碰撞引起轴承等部件的损坏。

8.1.7 包装件应符合运输作业的规定，以避免在运输和装卸时包装件内的部件产生滑动、撞击和磨损而造成部件的损坏。

8.2 贮存

8.2.1 储存环境温度： $-40^{\circ}\text{C}\sim 85^{\circ}\text{C}$ 。

8.2.2 装箱件应在防雨、通风、干燥的环境中保管，箱子不得倒置、倾斜。

8.2.3 非装箱件允许垫平露天存放，不与地面接触。

9 试验

9.1 工厂验收 (FAT)

9.1.1 一般要求

9.1.1.1 系统在工厂验收过程中应检查设备的数量、配置、使用的材料、组装工艺是否满足要求。通过试验和演示，初步验证系统所实现的功能和达到的性能。

9.1.1.2 工厂验收项目的测试方法应满足 GB/T 30372 的要求。

9.1.2 验收条件

工厂验收应具备以下条件：

- a) 全部硬件集成完毕并已通电试验，硬件运行正常。
- b) 应用软件全部编制完毕，并且已经下载到预定的过程控制站中，通过了初步测试。
- c) 数据库、操作员画面组态已全部完成，并通过初步测试。
- d) 全部工厂验收试验项目所必需的各种试验和仿真设备准备到位。

9.1.3 验收项目

工厂验收按照表 3 的要求进行。

表 3 DCS 功能验收表

产品	试验项目	试验要求		
		出厂验收	现场验收	最终验收
工作站、控制器、I/O 卡件、通信设备	外观	√	√	
机柜 (箱) 和操作台	尺寸及允许偏差	√	√	
交换机	交换机设置	√	√	√
	交换机接线	√	√	√
	整个网络中各工作站、控制器与交换机的连接是否与设计图纸一致	√	√	√
	监视网络误码、网络负荷和网络各节点状态	√	√	√
	模拟网络故障，检查系统状态图反映是否正确	√	√	√
	控制器网络冗余切换功能检测	√	√	√
	工作站端网络冗余切换功能检测	√	√	√
	网络负荷率是否满足要求	√	√	√
控制器	控制器冗余切换功能检测	√	√	√
	控制器的硬件地址、网络地址、空间分配设置，是否符合实际要求	√	√	√
	模拟在线控制器的处理器故障，观察备用处理器的切换时间和状态	√	√	√

表 3 (续)

产品	试验项目	试验要求		
		出厂验收	现场验收	最终验收
控制器	记录控制器的空间、内存的消耗(平均值、峰值)	√	√	√
	控制器负荷率是否满足要求	√	√	√
电源柜	电源切换试验	√	√	
	电源适应能力测试		√	√
工作站	主机电源、风扇工作是否正常, 确认各项指示灯显示正常, 风扇工作无异声	√	√	√
	检查工作站显示器各项调节功能	√	√	√
	检查历史记录站的存储提取是否正常	√	√	√
	打印预制报表、检验报表	√	√	√
	监视过程数据刷新周期是否满足要求	√	√	√
	操作指令发出时间是否满足要求	√	√	√
	趋势图标功能是否满足要求	√	√	√
	数据备份和导出功能是否满足要求	√	√	√
	报警功能是否满足要求	√	√	√
	SOE 分辨力是否满足要求	√	√	√
	打印功能是否满足要求	√	√	√
	卫星对时功能是否满足要求		√	√
	工程师站和操作员站之间的闭锁和保护功能是否满足要求	√	√	√
工作站负荷率是否满足要求	√	√	√	
I/O 卡件	输入信号精度测试是否满足要求	√	√	√
	输出信号精度测试是否满足要求	√	√	√
	检查输入参数真实性判断功能是否满足要求	√	√	√
	检查输入参数二次计算功能是否满足要求	√	√	√
	检查参数超限报警功能是否满足要求	√	√	√
	SOE 卡件分辨力是否满足要求	√	√	√
	现场总线主站功能测试	√	√	√
	现场总线协议转换模块功能测试	√	√	√
工作站、通信设备	系统的重置能力是否满足要求	√	√	√
其他	抗干扰能力是否满足要求	√	√	√
	DCS 接地测试		√	√

9.2 现场验收

9.2.1 一般要求

现场验收可分为初步验收和最终验收两个阶段，每阶段验收又包括功能测试和性能测试。应根据工程实施情况，在机组现场调试和试运行等阶段分别测试并记录。最终验收测试应在机组试生产阶段已经稳定运行，且 DCS 已随机组连续运行时间超过 60d。

9.2.2 验收条件

9.2.2.1 根据 DCS 所包含的功能范围，现场验收应满足以下条件：

- a) 接入 DCS 的全部现场设备均应进行安装、调试、试运行并通过验收合格。
- b) DCS 的硬件和软件应按技术协议要求完成安装和调试，已投入连续运行，并提供完整的调试报告。
- c) DCS 的工作环境符合技术规范的要求。
- d) 机组具备带满负荷的基本条件。

9.2.2.2 初步验收的时间要求：新建机组在 168h 连续试运行之后；技术改造机组在机组启动并报竣工之后。初步验收前宜完成辅机 RB、变负荷及 AGC 试验和一次调频等重要试验项目。

9.2.2.3 最终验收的时间要求：系统功能和性能的最终验收是为了证实 DCS 的功能和性能是否达到（或符合）有关在线测试验收标准，以及符合程度所进行的验收。新建机组在 168h 连续试运行完成 3 个月之后，技术改造机组在机组启动并报竣工 1 个月之后进行最终验收。

9.2.3 验收项目

9.2.3.1 初步验收项目

系统功能和性能的初步验收按照表 3 的要求进行。

9.2.3.2 最终验收项目

系统功能和性能的最终验收按照表 3 的要求进行。

9.3 考核与质量保证

9.3.1 系统功能和性能的考核应在质量保证期内进行，并由具备检验资质的单位出具检验测试报告。

9.3.2 新建及改造项目 DCS 的质量保证期应从 DCS 初步验收完成开始，为期 12 个月。对非因 DCS 设备原因使初步验收不能如期开始，质量保证期从机组竣工日期开始计算。在质量保证期内，DCS 的功能和性能应持续保持不低于有关标准的要求。

9.4 可用率测试

9.4.1 可用率的统计工作自整套系统调试结束，投入试运行且随机组启动和正常运行完成功能和性能初步测试之后进行。

9.4.2 可用率测试的统计范围只限 DCS 本身，不包括接入系统的变送器和执行器等现场设备。

附录 A

(资料性附录)

主要设备启动和保护条件

A.1 空气预热器电动机

A.1.1 对于主、辅电动机互为备用的空气预热器，启动空气预热器主电动机（辅电动机）应满足以下基本条件：

- a) 空气预热器轴承温度（导向、支撑）正常。
- b) 空气预热器辅电动机（主电动机）未运行。
- c) 空气预热器空气马达停运。

A.1.2 当空气预热器入口烟气温度低于规定值时，应允许停止空气预热器主电动机（辅电动机）。

A.2 电动引风机

A.2.1 对于轴流式风机，启动电动引风机应满足以下基本条件：

- a) 空气通道（从送风机入口→空气预热器→炉膛→空气预热器→引风机→脱硫塔→烟囱的通道）已建立。
- b) 任一空气预热器运行。
- c) 引风机油系统（润滑油、液压油）正常（压力、流量、滤网压差等）。
- d) 引风机冷却风正常。
- e) 引风机动（静）叶在最小位。
- f) 引风机入口烟气挡板已关闭、出口烟气挡板已开启。
- g) 引风机电动机温度（绕组、轴承）正常。
- h) 引风机轴承系统（振动、温度）正常。
- i) 变频器正常（变频引风机）。

A.2.2 以下任一条件满足，电动引风机应保护跳闸：

- a) 炉膛压力低于规定值。
- b) 同侧空气预热器停运。
- c) 引风机运行后入口或出口挡板已关闭。
- d) 引风机油系统（润滑、液压）异常。
- e) 引风机电动机温度（绕组、轴承）保护。
- f) 引风机轴承系统（振动、温度）保护。
- g) 引风机变频器重故障（变频引风机）。

A.3 汽动引风机

A.3.1 启动汽动引风机应满足以下基本条件：

- a) 空气通道（从送风机入口→空气预热器→炉膛→空气预热器→引风机→脱硫塔→烟囱的通道）已建立。
- b) 任一空气预热器运行。
- c) 汽动引风机动（静）叶已关闭。
- d) 汽动引风机入口烟气挡板已关闭、出口烟气挡板已开启。
- e) 汽动引风机冷却风正常。

f) 引风机轴承系统（振动、温度）正常。

A.3.2 以下任一条件满足，汽动引风机应保护跳闸：

- a) 炉膛压力低于规定值。
- b) 同侧空气预热器停运。
- c) 汽动引风机运行后入口或出口挡板已关闭。
- d) 汽动引风机油系统（润滑、液压）异常。
- e) 汽动引风机轴承系统（振动、温度）保护。

A.4 送风机

A.4.1 对于轴流风机，启动送风机应满足以下基本条件：

- a) 送风机油系统（润滑油、液压油）正常。
- b) 任一空气预热器运行。
- c) 任一引风机运行。
- d) 送风机动叶在最小位。
- e) 送风机出口挡板已关闭。
- f) 送风机电动机温度（绕组、轴承）正常。
- g) 送风机轴承系统（振动、温度）正常。

A.4.2 以下任一条件满足，送风机应保护跳闸：

- a) 炉膛压力高于规定值。
- b) 同侧空气预热器停运。
- c) 引风机全部停运。
- d) 双侧引、送风机均运行的情况下，同侧引风机停运。
- e) 送风机运行后出口挡板已关闭。
- f) 送风机油系统（润滑、液压）异常。
- g) 送风机电动机温度（绕组、轴承）保护。
- h) 送风机轴承系统（振动、温度）保护。

A.5 一次风机子组

A.5.1 对于轴流风机，启动一次风机应满足以下基本条件：

- a) 一次风机油系统（润滑油、液压油）正常。
- b) 一次风机动叶在最小位。
- c) 一次风机出口挡板已关闭、同侧空气预热器出口一次风挡板已开启。
- d) 一次风机电动机温度（绕组、轴承）正常。
- e) 一次风机轴承系统（振动、温度）正常。

A.5.2 以下任一条件满足，一次风机应保护跳闸：

- a) 锅炉 MFT。
- b) 引风机全部停运。
- c) 送风机全部停运。
- d) 同侧空气预热器停运。
- e) 一次风机运行后出口挡板已关闭。
- f) 一次风机油系统（润滑、液压）异常。
- g) 一次风机电动机温度（绕组、轴承）保护。
- h) 一次风机轴承系统（振动、温度）保护。

A.6 启动循环水泵（直流锅炉）

A.6.1 启动直流锅炉循环水泵应满足以下基本条件：

- a) 冷却水系统正常。
- b) 贮水箱水位、出口压力正常。
- c) 启动循环水泵壳体、电动机温差正常。
- d) 启动循环水泵入口阀已开启、出口阀已关闭、再循环阀已开启、过冷管电动阀已开启。

A.6.2 以下任一条件满足，启动循环泵应保护跳闸：

- a) 启动循环水泵运行后出口阀和再循环阀关闭。
- b) 启动循环水泵入口阀已关闭。
- c) 泵进出口压差低于规定值。
- d) 贮水箱水位低于规定值。
- e) 启动循环水泵电动机温度保护。
- f) 机组进入干态运行方式。

A.7 电动给水泵

A.7.1 启动电动给水泵应满足以下基本条件：

- a) 油系统正常。
- b) 前置泵入口电动阀已开启，最小流量调节阀及其前、后电动阀均已开启。
- c) 出口阀已关闭或出口母管压力高于规定值。
- d) 勺管在最小位置或在备用状态（调速电动给水泵）。
- e) 除氧器水位正常、前置泵入口压力正常。
- f) 电动给水泵壳体温差正常。
- g) 电动机温度（绕组、轴承）正常。
- h) 电动给水泵轴承系统（振动、温度）正常。

A.7.2 以下任一条件满足，电动给水泵应保护跳闸：

- a) MFT 动作。
- b) 除氧器水位低于规定值。
- c) 电动给水泵最小流量保护。
- d) 电动给水泵运行后入口阀已关闭。
- e) 电动给水泵入口压力低于规定值。
- f) 润滑油系统异常。
- g) 电动机温度（绕组、轴承）保护。
- h) 电动给水泵轴承系统（振动、温度）保护。

A.8 汽动给水泵

A.8.1 启动汽动给水泵应满足以下基本条件：

- a) 前置泵入口阀已开启、出口阀已关闭，最小流量调节阀及其前、后电动阀均已开启。
- b) 除氧器水位正常。
- c) 给水泵汽轮机润滑油系统正常。
- d) 汽动给水泵轴承温度正常。
- e) 前置泵已运行（若前置泵由独立电动机驱动）。

A.8.2 以下任一条件满足，汽动给水泵应保护跳闸：

- a) MFT 动作。
- b) 除氧器水位低于规定值。
- c) 前置泵入口阀已关闭。
- d) 汽动给水泵最小流量保护。
- e) 给水泵汽轮机前、后轴承振动保护。
- f) 汽动给水泵前、后轴承振动保护。
- g) 前置泵温度（绕组、轴承）保护。

A.9 凝结水泵

A.9.1 启动凝结水泵应满足以下基本条件：

- a) 凝汽器水位正常。
- b) 凝结水泵入口电动阀已开启，凝结水泵出口阀已关闭或另一台凝结水泵运行。
- c) 凝结水泵电动机温度（绕组、轴承）正常。
- d) 凝结水泵轴承温度正常。
- e) 凝结水泵变频器状态正常（若采用变频控制）。

A.9.2 以下任一条件满足，凝结水泵应保护跳闸：

- a) 凝汽器水位低于规定值。
- b) 凝结水泵运行后入口阀或出口阀已关闭。
- c) 凝结水泵电动机温度（绕组、轴承）保护。
- d) 凝结水泵轴承温度保护。
- e) 凝结水泵变频器重故障状态（若采用变频控制）。

A.10 交流润滑油泵

A.10.1 交流润滑油泵不宜设置启动允许条件。

A.10.2 以下任一条件满足，交流润滑油泵应联锁启动：

- a) 汽轮机跳闸。
- b) 汽轮机转速低于规定值。
- c) 润滑油压力低于规定值。
- d) 另一台交流润滑油泵跳闸（若配置）。

A.11 直流润滑油泵

A.11.1 直流润滑油泵作为事故油泵，不宜设置启动允许条件。

A.11.2 以下任一条件满足，直流润滑油泵应联锁启动：

- a) 交流润滑油泵均停运。
- b) 交流润滑油泵运行后且润滑油压力低于规定值。
- c) 交流润滑油压力低于规定值，应通过硬回路直接启动。
- d) 汽轮机跳闸。

A.12 循环水泵

A.12.1 启动循环水泵应满足以下基本条件：

- a) 循环水泵电动机温度（绕组、轴承）正常。
- b) 循环水泵轴承温度正常。
- c) 凝汽器循环水管路畅通。

- d) 旋转滤网后水位正常。
- e) 循环水泵冷却水正常。
- f) 循环水泵出口阀开至 10%~20%之间或另一台循环水泵已运行。

A.12.2 以下任一条件满足，循环水泵应保护跳闸：

- a) 循环水泵运行后出口阀已关闭。
- b) 泵出口压力高于规定值。
- c) 循环水泵电动机温度（绕组、轴承）保护。
- d) 循环水泵轴承温度保护。

A.13 喷氨隔离阀

A.13.1 开启 SCR 反应区入口喷氨隔离阀应满足以下基本条件：

- a) SCR 反应器入口烟气温度高于规定值。
- b) 无 MFT。
- c) 任一稀释风机运行（液氨脱硝）。
- d) 稀释风量正常。

A.13.2 以下任一条件满足，SCR 反应区入口喷氨隔离阀应保护关闭：

- a) SCR 反应器入口烟气温度高于规定值。
- b) SCR 反应器入口烟气温度低于规定值。
- c) 氨逃逸率高于规定值。
- d) 锅炉 MFT。
- e) 氨气/空气比率高于规定值。
- f) 稀释风机全部停运（液氨脱硝系统）。
- g) 稀释风量低于规定值。

A.14 脱硫系统设备

A.14.1 以下基本条件全部满足，认为 FGD 准备就绪，送至 FSSS 允许炉膛吹扫：

- a) 任一石灰石供浆泵、石膏排出泵、氧化风机及工艺水泵运行。
- b) 石灰供浆阀已开。
- c) 浆液循环泵运行数量满足要求。
- d) 吸收塔排气阀已关闭。

A.14.2 以下任一条件满足，应产生 FGD 保护信号，送至 FSSS 触发 MFT：

- a) 吸收塔入口或出口烟气温度高于规定值。
- b) 浆液循环泵全部停运。
- c) 所有吸收塔搅拌器故障。
- d) 吸收塔进口烟尘高于规定值。
- e) FGD 控制系统失电。

A.14.3 浆液循环泵。

A.14.3.1 启动浆液循环泵应满足以下基本条件：

- a) 浆液循环泵入口阀已开启达一定时间。
- b) 浆液循环泵排放阀已关闭。
- c) 吸收塔液位高于规定值。
- d) 浆液循环泵电动机温度（绕组、轴承）正常。
- e) 浆液循环泵轴承温度正常。

A.14.3.2 以下任一条件满足，浆液循环泵应保护跳闸：

- a) 浆液循环泵运行后入口阀已关或排放阀已开启达一定时间。
- b) 吸收塔液位低于规定值。
- c) 润滑油系统异常。
- d) 浆液循环泵电动机温度（绕组、轴承）保护。
- e) 浆液循环泵轴承温度保护。

A.14.4 石膏排出泵。**A.14.4.1** 启动石膏排出泵应满足以下基本条件：

- a) 石膏排出泵冲洗阀和出口阀已关闭、入口阀已开启。
- b) 吸收塔液位高于规定值。
- c) 另一台石膏排出泵已运行或其出口阀已关闭。

A.14.4.2 以下任一条件满足，石膏排出泵应保护跳闸：

- a) 石膏排出泵启动后，出口阀或入口阀已关闭，或者冲洗阀已开启。
- b) 吸收塔液位低于规定值。

A.14.5 氧化风机。**A.14.5.1** 启动氧化风机应满足以下基本条件：

- a) 氧化风机入口压力不低于规定值。
- b) 氧化风机排空阀已开启。
- c) 氧化风机电动机（绕组、轴承）温度正常。
- d) 氧化风机轴承温度正常。

A.14.5.2 以下任一条件满足，氧化风机应保护跳闸：

- a) 氧化风机入口压力低于规定值。
- b) 吸收塔液位低于规定值。
- c) 氧化风机电动机温度（绕组、轴承）保护。
- d) 氧化风机轴承温度保护。

A.14.6 石灰石浆液泵。**A.14.6.1** 启动石灰石浆液泵应满足以下基本条件：

- a) 石灰石浆液泵冲洗阀和出口阀已关闭、入口阀已开启。
- b) 另一台石灰石浆液泵已运行或其出口阀已关闭。
- c) 石灰石浆液箱液位正常。

A.14.6.2 以下任一条件满足，石灰石浆液泵应保护跳闸：

- a) 石灰石浆液箱液位低于规定值。
- b) 石灰石浆液泵运行后，入口阀或出口阀已关闭，或者冲洗阀已开启。

A.14.7 球磨机。**A.14.7.1** 启动球磨机应满足以下基本条件：

- a) 任一球磨机再循环泵运行。
- b) 石灰石浆液箱液位不高于规定值。
- c) 油系统正常。
- d) 球磨机电动机温度（绕组、轴承）正常。
- e) 球磨机轴承温度正常。

A.14.7.2 以下任一条件满足，球磨机应保护跳闸：

- a) 球磨机油系统异常。
- b) 球磨机电动机温度（绕组、轴承）保护。

c) 球磨机轴承温度保护。

A.14.8 真空皮带脱水机。

A.14.8.1 启动真空皮带脱水机应满足以下基本条件：

- a) 真空泵已运行。
- b) 皮带无跑偏报警。
- c) 滤布无跑偏、张紧（力矩）报警。
- d) 真空盒密封水流量正常。
- e) 滤布冲洗水流量正常。

A.14.8.2 以下任一条件满足，真空皮带脱水机应保护跳闸：

- a) 真空皮带脱水机变频器故障。
- b) 皮带跑偏。
- c) 滤布跑偏或张紧（力矩）过大。
- d) 真空盒密封水流量低。
- e) 真空泵停运。

A.14.9 真空泵。

A.14.9.1 启动真空泵应满足以下基本条件：

- a) 真空罐液位正常。
- b) 工艺水至真空皮带脱水机电动阀已开启。
- c) 真空泵密封水流量正常。
- d) 真空泵电动机温度（绕组、轴承）正常。
- e) 真空泵轴承温度正常。

A.14.9.2 以下任一条件满足，真空泵应保护跳闸：

- a) 真空泵分离器液位高于规定值。
- b) 真空泵密封水流量低于规定值。
- c) 真空泵电动机温度（绕组、轴承）保护。
- d) 真空泵轴承温度保护。

A.14.10 废水旋流泵。

A.14.10.1 启动废水旋流泵应满足以下基本条件：

- a) 废水箱液位高于规定值。
- b) 入口阀已开启、冲洗阀已关闭。

A.14.10.2 以下任一条件满足，废水旋流泵应保护跳闸：

- a) 废水箱液位低于规定值。
- b) 废水旋流泵运行后，入口阀或出口阀已关闭，或者冲洗阀未关闭。

A.15 高压电气开关（6kV、10kV）

A.15.1 对于 6kV 或 10kV 的高压电气开关，不应设置分闸允许条件。

A.15.2 以下条件全部满足，允许合闸高压电气开关：

- a) 对应的低压开关在分闸位。
- b) 无异常和故障信号。
- c) 无保护动作。

A.16 低压电气开关（380V）

A.16.1 低压电气开关不应设置分闸允许条件。

A.16.2 以下条件全部满足，允许合闸低压电气开关：

- a) 对应的高压电气开关在合闸位。
- b) 无异常和故障信号。
- c) 无保护动作。

A.16.3 当对应的高压电气开关在分闸位时，自动分闸低压电气开关。

中华人民共和国
电力行业标准
火力发电厂分散控制系统技术条件

DL/T 1083—2019
代替 DL/T 1083—2008

*

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街19号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京天泽润科贸有限公司印刷

*

2019年12月第1版 2019年12月北京第一次印刷

880毫米×1230毫米 16开本 3.25印张 97千字

印数 001—300册

*

统一书号 155198·1818 定价 49.00元

版权专有 侵权必究

本书如有印装质量问题，我社营销中心负责退换

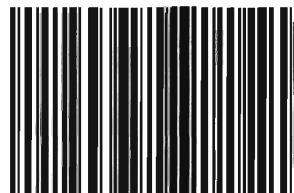


中国电力出版社官方微信



电力标准信息微信

为您提供 **最及时、最准确、最权威** 的电力标准信息



155198.1818