

ICS 27.100

P 61

备案号: 24181-2008

**DL**

# 中华人民共和国电力行业标准

DL / T 1083 — 2008

---

## 火力发电厂分散控制系统技术条件

第一章、 Specification of distributed control system for fossil fuel power  
plant

2008-06-04 发布

2008-11-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

## 第二章、目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	2
4 总则	3
4.1 数据通信网络	3
4.2 DCS 应用软件的要求	4
4.3 控制处理器配置要求	4
4.4 DCS 故障情况下的一般安全要求	5
4.5 对 DCS 硬件质量的要求	5
4.6 DCS 设备供货和工程设计能力	5
4.7 可用率考核和可靠性评估	6
5 应用功能要求	7
5.1 数据采集和人—机界面	7
5.2 模拟量控制	9
5.3 开关量控制和顺序控制	17
5.4 公用设备控制系统	19
6 硬件和系统软件要求	20
6.1 总的要求	20
6.2 通信网络	20
6.3 电源	21
6.4 控制处理器 (CP)	22
6.5 过程输入输出 (I/O)	22
6.6 人—机接口	24
6.7 外围设备	26
6.8 机柜和接地	26
6.9 备品备件和专用工具	27
7 文档和技术资料	27
7.1 总则	27
7.2 硬件资料	27
7.3 软件资料	28
7.4 用户手册	28
7.5 控制逻辑文件	28
7.6 I/O 清单	28
7.7 其他资料	28
8 验收和测试	29
8.1 系统出厂验收 (FAT)	29
8.2 现场验收	29
8.3 系统功能和性能考核	30
附录 A (规范性附录) DCS 硬件电磁兼容性 (EMC) 的技术规范	31
附录 B (资料性附录) DCS 可靠性评估班志摘抄记录表	32

## 第1节、前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于下达 2003 年行业标准项目补充计划的通知》(发改办工业[2003] 873 号)文件的安排制定的。

分散控制系统(DCS)在电力行业已被广泛应用,并基本成熟。为进一步适应电力工业发展的需要,有必要使其标准化、规范化,建立适合我国国情的、实用的、统一的分散控制系统技术条件的行业标准。本标准是根据我国分散控制系统的应用类型、使用条件,综合有关标准制定的。标准统一了相关系统和专业术语的定义和缩略语;规定了分散控制系统应用功能和技术规范标准;对组成分散控制系统的硬件、外围设备、系统软件、应用软件的质量和性能提出了具体要求;并对技术资料 and 试验、验收方法等提出了相关规定。为分散控制系统的招标文件,系统设计、调试、验收、运行和维护规程的编制提供依据。

本标准的附录 A 为规范性附录,附录 B 为资料性附录。

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标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位:西安热工研究院有限公司、电力规划设计总院、华能国际电力股份有限公司。

本标准主要起草人:颜渝坪、陈慧慧、王利国。

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

本标准规定了应用于火力发电厂的以计算机、通信网络和电子模件所组成的、对电厂各工艺过程进行控制、监视的分散型控制装置和系统的硬件、软件及其应用功能应达到的技术条件和质量要求。

本标准适用于火电厂及火电机组所采用的分散控制系统。火电厂其他控制系统也可参照执行。

### ● 2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 2421 电工电子产品环境试验 第1部分：总则

GB/T 2423.1 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验A：低温

GB/T 2423.2 电工电子产品环境试验 第2部分：试验方法 试验B：高温

GB 4208 外壳防护等级（IP代码）

GB/T 8117 电站汽轮机热力性能验收试验规程

GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程

GB/T 17214.1—1998 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 17859 计算机信息系统安全保护等级划分准则

GB/T 18271.3—2000 过程测量和控制装置通用性能评定方法和程 第3部分：影响量影响的试验（idt IEC 61298-3: 1998）

DL/T 435 电站煤粉锅炉炉膛防爆规程

DL/T 655 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统验收测试规程

DL/T 656 火力发电厂汽轮机控制系统验收测试规程

DL/T 657 火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程

DL/T 658—2006 火力发电厂开关量控制系统验收测试规程

DL/T 659—2006 火力发电厂分散控制系统验收测试规程

DL/T 701 火力发电厂热工自动化术语

DL/T 924—2005 火力发电厂厂级监控信息系统技术条件

DL/T 996—2006 火力发电厂汽轮机电液控制系统技术条件

DL/T 1091 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程

DL 5000—2000 火力发电厂设计技术规程

IEC 61158 Industrial communication networks—Fieldbus specifications 工业通信网络 现场总线规范

IEC 61131-3 Programmable controllers—Part 3: Programming languages 可编程序控制器 第3部分：编程语言

IEC 60073 Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification—Coding principles for indicators and actuators 人机界面标志标识的基本和安全规则指示器和操作器的编码规则

### ● 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

#### 3.1

##### 分散控制系统 distributed control system (DCS)

以计算机、通信和屏幕显示技术为基础，实现对生产过程的数据采集、控制和保护功能，并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、I/O 为电的物理量信号。根据生产过程的需要可以做到硬件布置的分散。

#### 3.2

##### 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。

#### 3.3

##### 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信息采集、控制和保护功能的装置，包含控制处理器 CP、输入输出模件、通信模件、现场信号接口等硬件。它是 DCS 主控通信网络上的节点。

#### 3.4

##### 人一机接口 human-machine interface (HMI)

具备可视画面、可复制和转移的数据记录以及输入、操作工具，对控制系统进行组态、编程、监视、操作的计算机系统。

#### 3.5

##### 输入输出 input and output (I/O)

具有如下功能的部件或组件：能够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输入系统，或将工业控制计算机系统输出的数字信号转换为相应过程控制部件、设备能够接收的物理量或电能量。

#### 3.6

##### 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、人一机接口站（操作员站、工程师站）或人一机接口数据服务器的实时数据通信网络。

#### 3.7

##### 数据采集系统 data acquisition system (DAS)

在分散控制系统中，DAS 完成对工艺系统和设备的运行参数、状态、诊断信息的数据采集、处理，利用数据库管理功能对数据进行存储、检索，组态多种形式画面，实现对机组实时运行的监控，以及历史数据分析、运行参数分析、运行操作指导等功能。

## 3.8

**模拟量控制系统 modulating control system (MCS)**

实现对锅炉、汽轮机、发电机及辅助系统的过程参数进行连续自动调节的控制系统的总称。机炉协调、燃烧控制、给水控制等闭环控制系统包含在 MCS 中。

## 3.9

**锅炉炉膛安全监控系统 furnace safeguard supervisory system (FSSS)**

是保证锅炉燃烧系统中各设备按规定的操作顺序和条件安全启停、切投，并能在危急工况下，跳闸相关设备或迅速切断进入炉膛的全部燃料（包括点火燃料），防止发生爆燃、爆炸等破坏性事故的安全保护和顺序控制系统。

注：国外也用术语燃烧器管理系统 (burner management system)。燃烧器控制系统 (burner control system)、燃料燃烧安全系统 (fuel-firing safety system) 包含在本定义中。

## 3.10

**开关量控制系统 on-off control system (OCS)**

实现机、电、炉及其辅助设备启、停或开、关的操作及对某一工艺系统或主要辅机按一定规律进行控制的控制系统，包括顺序控制系统。（见 DL/T 658—2006 中的 3.2）

## 3.11

**汽轮机数字式电液控制系统 digital electro-hydraulic control system (DEH)**

由电气原理设计的敏感元件和数字电路，按电气、液压原理设计的放大元件和伺服机构，实现控制逻辑的汽轮机调节、保安系统，通称数字式电液电调系统，简称数字电调。（见 DL/T 996—2006 中的 3.1.3）

## 3.12

**旁路控制系统 bypass control system (BPS)**

与汽轮机并联的蒸汽减压、减温系统称旁路系统。对其旁路阀的投入、蒸汽压力、蒸汽温度和连锁保护实施控制的系统称旁路控制系统。（见 DL/T 996—2006 中的 3.1.6）

## 3.13

**锅炉给水泵汽轮机电液控制系统 micro-electro-hydraulic control system (MEH)**

锅炉给水泵汽轮机电液控制系统是应用于锅炉给水泵汽轮机控制的数字式电液控制系统，但为了与主汽轮机的“DEH”相区别，习惯上称为“MEH”。

## 3.14

**现场总线 fieldbus**

根据国际电工委员会 IEC 61158 定义：安装在制造和过程区域的现场装置与控制室内的自动装置之间的数字式、串行、多点通信的数据总线称“现场总线”。

## 3.15

**现场总线控制系统 fieldbus control system (FCS)**

以现场总线技术为基础，实现过程控制站与现场测控设备双向数据通信，并对这类现场设备进行组态、监视、诊断、管理的控制系统。

## 3.16

**厂级监控信息系统 supervisory information system for plant level (SIS)**

厂级监控信息系统是主要为火力发电厂建立全厂生产过程实时/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和管理的信息系统。（见 DL/T 924—2005 中

的 3.1)

## ● 4 总则

### 4.1 数据通信网络

#### 4.1.1 数据通信网络的可靠性要求

4.1.1.1 主控通信网络应保证分散控制系统的各过程控制站 (DPU)、各人一机接口站 (HMI) 之间数据通信的可靠性。I/O 通信网络应保证各 I/O 模件、外设仪表和设备与控制处理器 (CP)、HMI 数据通信的可靠性。现场总线通信网络应保证各类站间数据通信的可靠性。

4.1.1.2 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。通信网络的故障不应引起机组跳闸或影响 DPU 的独立正常运行。

4.1.1.3 机组主控通信网络应冗余配置通信接口 (或通信卡件) 和通信线缆; 远程 I/O 的通信接口和线缆应冗余配置。

4.1.1.4 冗余的主控通信网络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, 不应引起数据通信网络系统的故障或错误。

#### 4.1.2 数据通信网络的实时性要求

4.1.2.1 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能在不大于 1s 的时间里被执行。

4.1.2.2 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。

4.1.2.3 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。

#### 4.1.3 数据通信网络的容量要求

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应超过 40%, 以太网通信平均负荷率不应超过 20%。

#### 4.1.4 通信协议的要求

4.1.4.1 主控通信网络宜采用符合 IEC 或 ISO 国际标准的通信协议。

4.1.4.2 如 DCS 连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 IEC 61158 标准的现场总线通信协议。

### 4.2 DCS 应用软件的要求

#### 4.2.1 应用软件子系统划分的要求

4.2.1.1 DPU 的应用软件功能可按照电厂生产工艺过程设计各子系统, 也可按照控制方式设计各子系统; 或以二者相结合的方式设计子系统。电厂辅助车间控制系统的应用软件宜按工艺过程设计子系统。

注: 按电厂生产工艺过程设计子系统, 如锅炉控制、锅炉保护、汽轮机油汽水、发电机氢油水、发电机一变压器组、厂用电等子系统; 按控制方式设计子系统, 如数据采集 (DAS)、开关量控制 (OCS)、模拟量控制 (MCS)、锅炉炉膛安全监控 (FSSS) 等子系统。

4.2.1.2 无论采用哪种方式设计子系统, 各 DPU 的控制功能应具有独立性, 不应由于其他 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。

4.2.1.3 锅炉炉膛安全监控和保护应用软件应按 DL/T 1091 的要求设计, 同时应符合 DL/T 435 的规定。

4.2.1.4 汽轮机液压控制和保护应用软件应按符合 DL/T 996 的要求设计。

#### 4.2.2 应用软件组态的要求

4.2.2.1 控制处理器的应用软件宜采用符合 IEC 61131-3 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。

4.2.2.2 HMI 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 数

据宜采用导入 Excel 电子表格文件的方式组态。

4.2.2.3 可根据合同要求,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 HMI 计算机中的要求。

#### 4.3 控制处理器配置要求

##### 4.3.1 控制处理器冗余配置的要求

4.3.1.1 用于机组主控和重要辅机系统的 DCS 的控制处理器应冗余配置。

4.3.1.2 虽控制处理器故障,而短期内不影响机组稳定运行的辅助控制系统的 DCS,可不要求冗余配置。

##### 4.3.2 控制处理器分散配置要求

4.3.2.1 控制处理器设定在满足控制对象要求的运算处理周期条件下,负荷率最高不应大于 60%,平均负荷率宜不超过 40%。

4.3.2.2 控制处理器的配置不仅应满足控制运算负荷率的要求,而且应满足功能分散的要求。

4.3.2.3 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。

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、制粉系统、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。

#### 4.4 DCS 故障情况下的一般安全要求

##### 4.4.1 硬件故障安全要求

4.4.1.1 局部电源故障: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;HMI 单个计算机或终端电源故障不应影响其他计算机或终端,也不应引起系统电源故障。

4.4.1.2 局部硬件故障:冗余配置的模件或部件在主控侧故障时,备用侧应及时接替控制,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,不应引起其他节点故障,并不应引起该故障节点所在网络的故障。

4.4.1.3 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 应能够在安全模式下运行,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,保证工艺系统的安全运行。

##### 4.4.2 软件故障安全要求

4.4.2.1 冗余配置的控制器或模件,主控侧软件发生故障或死机时,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。

4.4.2.2 DCS 运行过程中,如能够在线修改、下载软件,则不对原有软件的运行产生扰动或引起软件故障、死机等(不包含修改、下载软件本身的缺陷以及控制逻辑本身对系统的扰动)。

##### 4.4.3 故障工况下系统设计的安全要求

4.4.3.1 DCS 系统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。应设计合理的冗余设计方案和选配满足故障安全要求的设备、部件。

4.4.3.2 DPU 的配置方案应既满足 4.3.2.1 中负荷率的要求,又满足控制功能分散的要求。宜对机组 DCS 控制系统的某一 DPU 故障是否会导致机组跳闸进行安全性评估。

4.4.3.3 系统设计应保证在 DCS 故障时,不会使保护功能失效,不会使后备手动操作失效。

#### 4.5 对 DCS 硬件质量的要求

##### 4.5.1 硬件质量认证的要求

4.5.1.1 以下测试和检验内容针对 DCS 控制器、I/O 模件:

4.5.1.1.1 电磁兼容性(EMC)测试:按照 6.1.2.1 的要求,参数指标见附录 A。

4.5.1.1.2 基本环境影响测试：环境温度和相对湿度，抗振动性能。

4.5.1.1.3 供电电源影响测试：电源电压瞬变影响，电源电压降低影响。（按照 GB/T 18271.3—2000 中第 12 章的要求）

4.5.1.1.4 电干扰测试：共模干扰，串模干扰。

4.5.1.1.5 长期工作漂移试验：按照 GB/T 18271.3—2000 中第 24 章的要求，测试长期工作漂移性能不应少于 30 天。

4.5.1.2 应用于机组主控系统的 DCS 硬件应通过 4.5.1.1 所述的测试和试验，并由具有国家检验资质授权的检验机构的第三方出具检验证书和检验报告。

#### 4.6 DCS 设备供货和工程设计能力

##### 4.6.1 DCS 供货

4.6.1.1 DCS 设备生产厂和供货商，均应具备完善的质量管理保证体系，通过 ISO 9000 系列资质认证。

4.6.1.2 DCS 设备供货商应至少为生产厂的授权销售商。供货商应保证备品备件及时和长期的供应，有优良的售前和售后服务体系。

4.6.1.3 DCS 设备生产厂和供货商在保质期内应随系统软件的更新予以升级，在保质期外对存在有严重设计失误或严重质量问题的设备，应免费给予维修或升级。对有严重质量问题的设备，应有“招回”承诺。

##### 4.6.2 工程设计和组态

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，并具有优良的工程业绩。

#### 4.7 可用率考核和可靠性评估

##### 4.7.1 可用率考核

4.7.1.1 分散控制系统的可用率 ( $A$ ) 应达到 99.9% 以上。可用率的统计范围只限分散控制系统本身，不包括接入系统的变送器和执行器等现场设备。

4.7.1.2 可用率的统计工作自整套系统调试结束，完成功能和性能测试，投入试运行且随机组启动和正常运行即可进行。开始计算可用率的时间可以由供需双方商定。

4.7.1.3 自开始计算系统可用率的时间起，分散控制系统连续运行 60 天，即 1440h，其间累计故障停用时间小于 1.4h，则可认为完成可用率试验。若累计故障停用时间超过 1.4h，可用率的统计应延长到 120 天，即 2880h。在此期间，累计故障时间不得超过 2.9h。完成系统可用率考核的最高时限为 120 个连续日。若超过这一时限，系统的可用率仍不合格，则认为系统的可用率考核未能通过。

4.7.1.4 在可用率考核期间，若发生由于 DCS 原因引起的总燃料跳闸 (MFT)、汽轮机跳闸、发电机跳闸等任一保护拒动、误动或全部操作员站功能丧失、冗余通信总线功能丧失、重要控制或保护用控制器或回路功能丧失，则认为系统的可用率考核未能通过。

4.7.1.5 可用率考核期间，分散控制系统的各种备件应齐全，且备件应存放在试验现场，出现故障应及时处理。故障时间是指故障设备或子系统的停用时间和故障的正常处理时间，去除因无备件造成的等待时间或其他原因造成的等待处理故障时间。如发生备件短缺，卖方应在 48h 内提供所缺备件，如超过 48h，48h 后的等待备件时间将累计到故障时间中去。

4.7.1.6 可用率考核期间，如发生软件故障（如操作员站黑屏、死机、冗余控制器切换等），虽然没有影响机组正常运行，但应及时处理故障。故障时间是指软件功能得到恢复的正常处理时间，去除等待维护人员到场及其他与处理故障无直接关系的等待时间。

4.7.1.7 可用率测试的注意事项及可用率计算公式，应按 DL/T 659—2006 中第 9 章“可用率考核”的有关条文执行。

##### 4.7.2 可靠性评估

4.7.2.1 对分散控制系统的综合性能评价，可采用 4.7.1 “可用率考核”的方法，也可采用 4.7.2 “可靠性评估”的方法。供需双方可约定其中一种考核方法作为验收标准。

4.7.2.2 可靠性评估的范围只限于分散控制系统本身，不包括接入系统的变送器和执

行器等现场设备。

4.7.2.3 可靠性评估工作自整套系统调试结束，完成功能和性能测试，投入试运行，且随机组启动和正常运行即可进行。开始评估可靠性的时间可以由供需双方商定。

4.7.2.4 评估可靠性的时间为累计 60 天，其间由于机组停运，则允许待机组重新启动后，继续累计。对于新投产机组进行 168h (72h) 验收时，它的评估可靠性时间相应缩短为 168h (72h)。

4.7.2.5 在可靠性评估期间，没有发生下列任一事件时，则系统可靠性评估合格；如发生其中任一事件则系统可靠性评估在本时间段不合格。

4.7.2.5.1 DCS 系统发生下列任一重大故障：

- a) 一对冗余通信总线均故障，通信功能丧失或通信时间过长；
- b) 全部操作员站的主要功能丧失(黑屏，全部数据不更新、不响应或响应时间过长)；
- c) 一对冗余的服务器故障；
- d) 一对冗余的控制器故障(包括脱网)。

4.7.2.5.2 由于 DCS 的任何原因导致下列任一事件：

- a) 任一主保护功能误动或拒动；
- b) 送风机、引风机、一次风机、磨煤机(直吹式)和给水泵等任一重要辅机跳闸；
- c) 协调控制，燃烧、给水和汽温控制等重要模拟量控制系统产生较大扰动，使参数越出事故报警值。

4.7.2.5.3 发生下列任一事件，虽没有引起 4.7.2.5.2 中所列事件，但累计次数超过 2 次：

- a) 任何一个控制器故障，但成功切至冗余控制器；
- b) 任何一个服务器故障，但成功切至冗余服务器；
- c) 任何一块 I/O 模件故障，进行更换后恢复正常；
- d) 任何一个历史站、计算站故障，重启后恢复正常；
- e) DCS 的任意部件故障造成连锁保护或闭环控制无法投入；
- f) 与远程系统的通信中断超过 2h。

4.7.2.5.4 发生历史站、计算机、工程师站和操作员站等重要设备硬件损坏或故障后无法恢复的事件，累计次数超过 1 次。

4.7.2.6 当系统在可靠性评估期间，没有达到 4.7.2.5 的要求时，应再一次进行可靠性评估，评估期延长一倍，延长期应从出现达不到要求的事件时刻开始计算。延长期内若仍达不到要求，则认为系统可靠性评估没有通过。

4.7.2.7 评估时间和故障记录根据运行班志记录或依据 DCS 记录确定，运行班志摘抄表参见附录 B。

## ● 5 应用功能要求

### 5.1 数据采集和人—机界面

#### 5.1.1 功能要求

5.1.1.1 应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。

5.1.1.2 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；工程师站应使维护工程师能够进行应用软件的调试、修改、备份以及数据库维护。工程师站应设计权限管理，防止非法侵入和修改。

5.1.1.3 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；涉及到机、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。

5.1.1.4 应设计以下基本的数据采集和人—机界面功能，以满足运行操作人员监控的需求：

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

5.1.1.5 宜根据全厂控制管理系统规划或工艺条件的需要，设计机组 DCS 的实用且易于实现的性能计算功能。

## 5.1.2 显示

5.1.2.1 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。

5.1.2.2 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。

5.1.2.3 应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，满足运行人员对系统所有设备和工艺环节的监视和操作要求。画面显示的实时数据刷新周期应不大于 1s。

5.1.2.4 工艺流程图上设备、管道、工质的颜色可参照 IEC 60073 标准或用户的习惯设定，受控设备的颜色和显示方式应根据其实时状态变化。

5.1.2.5 实时趋势显示：应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率应达到 1s，存储和显示时间应不小于 30min。应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。

5.1.2.6 历史趋势显示：应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率最高宜达到 1s，并可按照需要以不同档次的时间分辨率显示。应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。

5.1.2.7 棒图显示：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应能够组态棒图；棒图应能够根据该信号组态的报警限值改变颜色，颜色可根据电厂的要求或参照 IEC 60073 标准确定。

5.1.2.8 成组参数显示：应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，颜色和显示方式可根据电厂的要求或参照 IEC 60073 标准确定。

5.1.2.9 报警显示：应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，最新发生的报警应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，应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。

5.1.2.10 报警确认：应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同时被确认；若某一已经确认的报警再一次发出报警时，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。

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

5.1.2.12 状态和诊断信息显示：应组态 DCS 主控通信网络上各节点的状态显示，DPU 诊断画面应显示各 I/O 模块状态，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的显示画面。

5.1.2.13 帮助画面：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、顺控步序、步进条件等。

### 5.1.3 记录

5.1.3.1 顺序事件记录 (SOE): 高速 SOE 的时间分辨率应不大于 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。数据库中应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率可根据 DCS 的性能确定, 但不宜大于 1s, 记录的数据量宜满足 24h 系统运行的要求。

5.1.3.2 跳闸追忆记录: 应组态重要设备的跳闸记录, 跳闸记录应包括能够分析其跳闸原因的信号变量。当该设备跳闸即触发生成记录。跳闸记录应按跳闸前 10min 和跳闸后 5min 以 1s 时间间隔采样和存储。

5.1.3.3 操作记录: 应记录运行人员在操作员站进行的所有操作项目及每次操作的精确时间。通过对运行人员操作行为的准确记录, 可便于分析运行人员的操作意图, 分析机组事故的原因。系统应自动保存至少 48h 的操作记录, 并应能够转存至历史数据库或外部存储介质中。

5.1.3.4 定期记录: 应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。

### 5.1.4 制表和打印

5.1.4.1 报表: 应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, 应能够便捷地从数据库中检索数据。

5.1.4.2 打印: 应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。

### 5.1.5 历史数据存储和检索

5.1.5.1 应能够存储系统的全部输入信号 (模拟量和开关量) 以及重要的中间计算数据; 以 1s 的采样周期存储, 应能够存储 30 天的历史数据; 对于模拟量可选择平均值、最大值、最小值等方式存储。报警信息应至少存储 30 天的数据。

5.1.5.2 应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。

5.1.5.3 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。

### 5.1.6 性能计算

5.1.6.1 宜在机组 DCS 中设计实用且易于实现的性能计算功能; 对于与机组 DCS 基本同步规划和建设 SIS 的电厂, 可在 SIS 中实现机组性能计算的功能。

5.1.6.2 机组 DCS 的性能计算可包括以下内容:

- a) 由锅炉热效率、汽轮机热耗率及厂用电消耗计算得出的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, 至少应包括给水加热器出口 (终端) 和疏水端差。
- f) 可采用厂用电功率累加或直接统计厂用电电度量的方法计算厂用电率, 并给出厂用电功率与负荷曲线。
- g) 可采用发电功率累加或直接统计发电机电度量的方法计算机组发电量。
- h) 锅炉超温统计: 可根据用户要求进行设计。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。

5.1.6.3 机组在线性能计算可在负荷大于40%额定负荷进行,计算周期可1min~5min一次,计算误差宜不大于0.5%。

5.1.6.4 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。

5.1.6.5 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。

5.1.6.6 以上性能计算应遵循GB/T 8117、GB/T 10184的规定。

5.1.6.7 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,并应在机组运行过程中对性能计算进行认真调试。

## 5.2 模拟量控制

### 5.2.1 基本要求

**图** 模拟量控制系统(MCS)应实现以下规定的对单元机组及辅机系统的调节控制。

**图 5.2.1.1** 应将锅炉—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,并保持机组稳定地运行。

**图 5.2.1.2** 应满足控制机组安全启、停及定压、滑压运行的要求。

**图 5.2.1.3** 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。

**图 5.2.1.4** 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。

**图 5.2.1.5** 协调控制应使汽轮机控制、锅炉燃烧控制、汽轮机旁路控制、炉膛安全监控和开关量控制等系统相协调,达到机组稳定运行并快速响应负荷变化的要求。

**图 5.2.1.6** 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。

**图 5.2.1.7** 控制系统应能自动补偿及修正机组自身的瞬态响应以及其他必需的调整和修正。

**图 5.2.1.8** 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。

**图 5.2.1.9** MCS应具备在机组从最低不投油稳燃负荷到满负荷运行的范围内,投入自动控制方式的能力(除非合同另有规定)。

5.2.1.10 在机炉协调控制方式下,在70%~100%负荷范围内,负荷变动量为 $\Delta P=15\%P_e$ ( $P_e$ 表示额定负荷)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。机组各主要被调参数的动态、稳态品质指标应达到DL/T 657—2006中表B.2的指标参数。AGC负荷跟随试验的动态品质也应达到DL/T 657—2006附录B中表B.2的要求。主要指标见表1。

表1 机组各主要被调参数的动态、稳态品质指标

参 数	负荷变动试验动态品质指标				AGC 负荷跟随试验 动态品质指标		稳态品质指标	
	直吹式机组		中储式机组		直吹式 机组	中储式 机组	300MW 等级以下机 组	300MW 等级及以上 机组
	①	②	③	④				

负荷指令 变化速率 % $P_e$ /min	2	2	3	3	1.5	2.0	—	—
实际负荷 变化速率 % $P_e$ /min	$\geq$ 1.5	$\geq$ 1.5	$\geq$ 2.5	$\geq$ 2.5	$\geq$ 1.0	$\geq$ 1.5	—	—
负荷响应 纯 迟延时间 s	120	90	60	40	90	40	—	—
负荷偏差 % $P_e$	$\pm 3$	$\pm 3$	$\pm 3$	$\pm 3$	$\pm 5$	$\pm 5$	$\pm 1.5$	$\pm 1.5$
主蒸汽压 力 MPa	$\pm$ 0.6	$\pm$ 0.5	$\pm$ 0.5	$\pm$ 0.5	$\pm$ 0.6	$\pm$ 0.5	$\pm 0.2$	$\pm 0.3$
主蒸汽温 度 ℃	$\pm 10$	$\pm 8$	$\pm 10$	$\pm 8$	$\pm 10$	$\pm 10$	$\pm 2$	$\pm 3$
再热蒸汽 温度 ℃	$\pm 12$	$\pm 10$	$\pm 12$	$\pm 10$	$\pm 12$	$\pm 12$	$\pm 3$	$\pm 4$
汽包水位 mm	$\pm 60$	$\pm 40$	$\pm 60$	$\pm 40$	$\pm 60$	$\pm 60$	$\pm 20$	$\pm 25$
炉膛压力 Pa	$\pm$ 200	$\pm$ 150	$\pm$ 200	$\pm$ 150	$\pm$ 200	$\pm$ 200	$\pm 50$	$\pm 100$
烟气含氧 量 %	—	—	—	—	—	—	$\pm 1$	$\pm 1$
注 1: 600MW 等级及以上直吹式机组: 指标①为合格指标。 注 2: 600MW 等级以下直吹式机组: 指标②为合格指标。 注 3: 300MW 等级及以上中储式机组: 指标③为合格指标。 注 4: 300MW 等级以下中储式机组: 指标④为合格指标								

**图 5.2.1.11** MCS 应有连锁保护功能, 以防止错误及危险的动作。连锁保护系统在其涉及的工艺系统处于安全工况时, 应为维护、试验和校正提供最大的灵活性。

**图 5.2.1.12** 如系统某一部分必须具备的条件不满足时, 连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, 系统受影响部分应不再继续自动运行, 或将控制方式转换为另一种允许的自动方式。

**图 5.2.1.13** 控制系统任何部分运行方式的切换, 不论是人为的还是由连锁系统自动的, 均应平滑运行, 不应引起过程变量的扰动, 并且不需运行人员的修正。

**图 5.2.1.14** 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应随之跟踪。在超驰作用消失后, 系统所有部分应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, 并且不应向被控装置发出任何不正确的或不合逻辑的动作指令。应提供报警信息, 指出引起各类超驰作用的原因。

**图 5.2.1.15** 对某些重要的关键参数, 应采用三重冗余变送器测量。对三重冗余的测量值, 系统应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, 应进行报警。如其余两个信号与中值信号的偏差均超限报警时, 则控制系统受影响部分应转到安全控制方式, 也可切换至手动。

图 5.2.1.16 运行人员可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。

图 5.2.1.17 对某些仅次于关键参数的重要参数，应采用双重冗余变送器测量。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。运行人员可手动任选两个变送器中的一个信号用于自动控制回路。

图 5.2.1.18 在使用不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，均应有报警，同时将受影响部分转到安全控制方式，也可切换至手动。

图 5.2.1.19 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，并应有上下限值，以保证控制系统故障时机组设备的安全。

图 5.2.1.20 控制系统所需的所有校正作用，不能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。

图 5.2.1.21 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之间的偏差，当偏差超过预定范围时应报警，同时应转到安全控制方式或切换至手动。

图 5.2.1.22 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。

图 5.2.1.23 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，控制作用应满足工艺系统调节品质的要求。

图 5.2.1.24 应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，新建立的关系不应产生过程扰动。

图 5.2.1.25 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。

图 5.2.1.26 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，以便得到稳定的控制；而在启动和低负荷运行时，要求大幅度地改变这些比率，以得到宽范围的控制。为此要求 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首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/变参数控制方案。

## 5.2.2 具体功能

### 图 5.2.2.1 锅炉—汽轮机协调控制

控制系统应协调锅炉及其辅机与汽轮机的运行，以便快速、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，系统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。

5.2.2.1.1 应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、停和运行的特点。

5.2.2.1.2 机炉协调控制的方式及要求：

5.2.2.1.2.1 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：

a) 协调控制：锅炉与汽轮机之间有机地建立适当的关系，同时响应机组负荷指令。

b) 锅炉跟随：汽轮机响应机组负荷指令或运行人员手动指令的变化，锅炉响应蒸汽流量变化及由汽轮机调节负荷引起的汽压偏差。

c) 汽轮机跟随：锅炉响应机组负荷指令或运行人员手动指令的变化，汽轮机响应由锅炉调节负荷引起的汽压变化。

5.2.2.1.2.2 应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。如当锅炉响应负荷需求受到限制时，系统应切换至汽轮机跟随方式。当汽轮机响应负荷需求受到限制时，系统应切换至锅炉跟随方式。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。

5.2.2.1.2.3 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。

#### 5.2.2.2 机组负荷指令

5.2.2.2.1 机组负荷指令可由输入的 AGC 的负荷指令信号，并结合频率、功率、汽压、汽轮机阀门开度、机组运行工况、要求的限值等加以处理后构成。运行人员应能在显示器的负荷管理控制画面上实现下列功能：

- a) 手/自动方式选择；
- b) 机组负荷指令的手动调整；
- c) 负荷高、低限值的调整；
- d) 负荷变化率的设定；
- e) 负荷高、低限值的指示；
- f) 主蒸汽压力偏差指示；
- g) 主蒸汽压力设定值的设定和指示；
- h) 负荷指令与总发电功率的指示；
- i) 锅炉跟随、汽轮机跟随和协调运行方式的选择和指示；
- j) 负荷闭锁增 (block increase)、负荷闭锁减 (block decrease)、辅机故障减负荷 (run back) 的指示；
- k) 滑压和定压运行方式的选择和指示。

#### 5.2.2.2.2 控制系统应平稳地实现下列功能：

- a) 一次调频：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。
- b) 限制：机组最大负荷指令应与锅炉最大出力及汽轮机负荷能力相适应。宜设计燃料—风的导前/滞后和交叉限制控制功能。当被控容量或允许出力达到最大/最小限值时应发出闭锁增/减的控制信号。
- c) 辅机故障减负荷 (run back, 简称 RB)：应设计锅炉给水泵、一次风机、送风机、引风机、空气预热器、磨煤机、炉水循环泵等发生出力故障时的 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。运行人员应能通过显示器得到 RB 工况时的信息。当发生 RB 时，控制系统应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。

#### 5.2.2.2.3 应提供与 AGC 的接口用于接收机组负荷遥控指令。

#### 5.2.2.3 汽轮机控制

5.2.2.3.1 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。

5.2.2.3.2 应根据 DEH 控制系统对接口信号的要求，设计与协调控制系统的接口，并应采用数据通信和硬接线互相冗余的方式。

5.2.2.3.3 应与汽轮机 DEH 控制系统协调运行，控制机组对负荷的快速和准确的响应。

5.2.2.3.4 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的要求，保证机组的安全。如机前压力超过允许限值时，应限制负荷或调节阀开度，防止机前压力进一步偏离设定值。

#### 5.2.2.4 锅炉控制

锅炉控制系统应由若干子系统组成，这些子系统应协调运行；使锅炉能灵敏、安全、快速与稳定地运行，保证在任何工况下，生产出满足机组负荷指令所要求的蒸汽能量。

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和风量的控制，并宜具有以下特点：

- a) 为加快燃料量对负荷变化的响应，信号回路宜有速率可调的“加速”功能。
- b) 燃料量指令宜按可供的风量来限制燃料量，以保证燃料量决不高于风量。
- c) 风量指令宜按送入锅炉的总燃料量（包括所有辅助燃料）来设定风量，以保证风量不低于燃料量。
- d) 燃料指令可根据运行的磨煤机的数量进行修正，并可根据燃料的不同发热量进行校正。

##### 5.2.2.4.1 磨煤机控制

###### 5.2.2.4.1.1 对直吹式中速磨煤机控制应提供下列功能：

- a) 系统设计应符合 NFPA85 的规定和锅炉制造厂的要求。
- b) 应控制磨煤机的给煤量、一次风量和热风量。
- c) 可通过改变给煤机转速，并接受所供一次风量的限制，来调整燃烧率。
- d) 每台磨煤机应有可调整的最小燃料量设定手段，每台磨煤机达到最大或最小负荷时，应有报警信号。
- e) 应从给煤机取出一个代表送入给煤机的煤量的信号。对从取出该信号到采用该信号建立起风量—总燃料量关联函数和燃料/空气限制函数，与该信号之间的时间延滞，应进行补偿。
- f) 煤燃料的测量应以所有投运磨煤机送出的燃料总和为基准，宜设计校正燃料发热值的手段。
- g) 每台磨煤机均应用一次风温度对一次风量测量进行温度补偿。
- h) 一次风量指令应由给煤机转速进行限制，以保证风量指令决不低于正在燃烧的燃料。
- i) 通过调节冷、热一次风挡板，维持每台磨煤机的一次风量以达到指令要求并控制磨煤机出口温度，同时应与磨煤机运行连锁。
- j) 在机组启停时，应由燃烧器控制系统（BCS）对磨煤机控制（包括手动控制）实现超驰控制。

###### 5.2.2.4.1.2 对中储式钢球磨煤机控制，应提供下列功能：

- a) 系统设计应符合 NFPA85 规定和锅炉制造厂的要求。
- b) 应通过控制磨煤机进出口差压来达到控制磨煤机出力的目的。即通过调整磨煤机相关风门、设备，维持磨煤机出力，并通过冷、热风门维持磨煤机出口温度在规定值。
- c) 系统燃烧率调整宜按目标负荷值及给粉机投运的数量值来调整给粉机的转速。
- d) 给粉机转速信号应经适当修正，送出一个煤量代表信号。该信号可与风

量、燃烧率等关联信号一起建立起锅炉的风/煤比函数和燃料—空气限制函数。

e) 当磨煤机出口温度超限时，磨煤机控制回路应输出一超弛信号，强制全开冷风门，直至温度正常。

#### 5.2.2.4.2 二次风量控制

可调节送风机叶片的位置，来控制二次风量，达到最佳燃烧工况。应设计下列功能：

a) 通过两个二次风道上的一次元件，分别测得锅炉的二次风量，该测量结果应是经温度补偿的双重化测量，各测量值的总和即为总二次风量。总二次风量与总一次风量形成一个总的锅炉送风量信号，该信号可用来限制总负荷指令和总燃料量。

b) 风量指令应不低于吹扫额定值，一旦实际的风量低于吹扫额定值，应发出报警，并向 FSSS 送出一个开关量信号。此外，当总风量降低到比吹扫额定值低 5% 时（满容积风量百分比），应产生一个闭合触点去触发 MFT 动作。

c) 对轴流风机，应有防喘振控制和启动的连锁。

d) 炉膛压力高时，应闭锁送风机继续增大风量；炉膛压力低时，应闭锁送风机继续减小风量。

e) 氧量是在省煤器后的烟道中测得。锅炉总风量宜由氧量校正回路进行修正。氧量修正子回路应有下列功能：

1) 运行人员可在合理的范围内修改氧量设定值。

2) 通过氧量校正信号的变化，可改变总的过剩空气量。

3) 运行人员可根据氧量显示值的大小，手动调节氧量校正站的输出，从而调整过剩空气，实现氧量校正的手动操作功能。

#### 5.2.2.4.3 风箱挡板控制

5.2.2.4.3.1 风箱与炉膛间的差压控制要求如下：

a) 风箱与炉膛间的差压应与负荷系数的斜率设定值进行比较，得出的偏差信号，作为辅助风挡板位置的共同指令。

b) 所有可控层应同时运行，以控制风箱与炉膛间的差压。若某一层辅助风未受 FSSS 控制，并且相应的磨煤机投运，则该层辅助风即被认为是可控的。

c) 与燃料油枪相关的层次，其开度指令宜按与油压值成正比的关系进行修正。

d) 与 FSSS 的进一步连锁，应使各单独层的辅助风挡板或是全开、全关，或是作调节控制。

5.2.2.4.3.2 燃料风控制要求如下：

a) 在自动方式时，每一层燃料风挡板的开度应是该层给煤机转速的函数。

b) 来自 FSSS 的连锁，应使各单独层的燃料风挡板或是全开、全关，或是作调节控制。

5.2.2.4.3.3 过燃风控制要求如下：

a) 过燃风挡板开度，应是总燃料量的函数。

b) 过燃风挡板控制应有比例函数（偏置）。即在低负荷时，投运较低层的过燃风挡板；在高负荷时，再投运较高层的过燃风挡板。

#### 5.2.2.4.4 一次风压力控制

一次风压力应控制在其设定值。该设定值宜是负荷的函数。应按照风机设备的配置确定控制对象，如可通过调节一次风机导向叶片的位置来控制一次风道压力。

#### 5.2.2.4.5 炉膛压力控制

- a) 炉膛负压控制应符合 NFPA85 标准的规定和锅炉制造厂的要求。
- b) 应设计平衡负压运行，通过控制引风机叶片位置，维持炉膛压力在允许的设定值范围内。
- c) 比较炉膛压力三重冗余变送器的输出值，并取其中值作为炉膛负压控制系统的反馈信号。
- d) 宜将风量指令信号作为超前变化的前馈信号，使炉膛负压的波动最小。
- e) 在引风机控制中，应有一个方向性闭锁作用。即在炉膛压力低时，应闭锁引风机出力的继续增大；在炉膛压力高时，应闭锁引风机出力的继续减小。
- f) 应包括“火焰丧失”预处理回路，以便将较高的负压偏差减小至最小。在发生总燃料跳闸（MFT），且风量大于 30% 时，应在压力控制系统中产生一个超驰控制信号，使引风机出力快速减小。该信号应随时间而衰减（时间可调），直至恢复正常的挡板控制。不需运行人员的干预，并且对控制系统不产生扰动。
- g) 轴流风机应有防喘振控制和风机启动连锁。

#### 5.2.2.4.6 主蒸汽温度控制

5.2.2.4.6.1 应提供完善的主蒸汽温度控制系统，充分考虑汽包锅炉与直流锅炉在启动和正常运行时蒸汽温度控制的不同特点。在规定的锅炉运行范围内，特别是达到温度控制的负荷时，控制第一级和第二级过热器的出口温度。可将经过修正的锅炉总风量作为温度控制的前馈指令，并可考虑下列条件：

- a) 在负荷瞬变时，会引起过燃和欠燃工况，因此宜以进汽压力偏差的函数来修正负荷系数。
- b) 在末级过热汽温达到设定值前，用于闭锁增减负荷的指令应退出运行。该温度设定值宜为负荷指令的函数。末级过热器出口蒸汽温度设定值宜具有一个合适的修正系数，使其在控制范围内自动随机组负荷增加而增加，而不至于过早喷水。
- c) 对于直流锅炉，在锅炉处于纯直流运行状态时，应通过调节煤水比的手段控制中间点（分离器出口）温度，将喷水减温作为精确调节手段。

5.2.2.4.6.2 在低负荷、汽轮机跳闸及 MFT 时，应设计喷水隔离阀连锁逻辑，保证严密关闭喷水阀，防止汽轮机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀。

#### 5.2.2.4.7 再热汽温控制

5.2.2.4.7.1 应提供完整的再热汽温控制系统。在规定的锅炉运行范围内，控制末级再热汽温。锅炉总风量信号宜经修正后作为再热器热量需求的前馈指令，控制系统应在下列工况条件下保证合格的调节品质：

- a) 滑压运行时负荷特性发生变化。
- b) 在末级再热汽温度达到设定值前，宜考虑因不同的锅炉运行工况引起负荷与控制要求关系的偏移，故可用负荷指令信号系数闭锁控制输出。再热汽温的设定值宜具有一个合适的修正系数，在控制范围内自动随机组负荷而变化。

5.2.2.4.7.2 应提供再热器喷水作为正常控制的后备控制系统。系统设计应力求最小的喷水流量，可采用燃烧器摆动调节作为再热汽温控制的正常手段。

5.2.2.4.7.3 在低负荷、汽轮机跳闸及 MFT 时，应设计喷水隔离阀连锁逻辑，保证严

密关闭再热喷水阀，防止汽轮机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀。

#### 5.2.2.4.8 给水控制

##### 5.2.2.4.8.1 汽包炉给水控制

a) 在整个运行范围，包括启动给水阀门控制、汽动给水泵和启动电动给水泵转速控制及其运行切换，均应保持运行稳定。

b) 测量汽包水位的变送器，应为三重冗余，并有压力补偿。应选择中值作为控制回路的过程变量信号。

c) 经温度补偿的三重冗余给水流量测量，应进行比较和选择。给水流量应加入喷水流量测量，得出总给水流量信号。

d) 中压缸启动过程中，宜采用高压旁路流量（旁路控制系统送出）作为蒸汽流量信号。高压缸进汽后，宜采用经温度补偿的汽轮机第一级压力加上高压旁路流量用作蒸汽流量测量。

e) 在启动和低负荷时，单冲量汽包水位控制可调节电动给水泵给水管道上的启动调节阀和电动给水泵的转速。在蒸汽参数稳定、给水流量允许时，可自动或手动切换到蒸汽流量、汽包水位和给水流量组成的三冲量控制，单冲量控制和三冲量控制的相互切换应无扰动。在达到规定负荷时运行人员可平滑地将汽动给水泵投入运行，并将控制切换至由汽动给水泵的运行来满足负荷变化的要求。

f) 电动给水泵的转速控制和启动调门的阀位控制应相互协调，切换应无扰动。

g) 应配置与汽动给水泵控制匹配的驱动接口。控制回路的负荷指令宜与给水流量成线性关系。

h) 系统设计应包括由于锅炉负荷变化引起锅炉内流体参数变化而进行的补偿。特别应考虑在大幅度降负荷时汽包水位的补偿。

i) 给水自动调节回路设计应满足机组配置的锅炉给水泵的多种配合运行方式，在上述不同运行方式下，调节回路均应能够投入自动。

##### 5.2.2.4.8.2 直流炉给水控制

a) 启动工况时，通过对给水流量和再循环流量的调节共同控制分离器贮水箱水位和锅炉启动再循环流量，使其满足锅炉启动要求。当锅炉转为纯直流运行方式后，可通过给水流量控制来调节锅炉负荷，同时可通过对煤水比的调节来控制主蒸汽温度。

b) 在整个运行范围，包括启动给水阀门控制、给水泵转速控制及电动给水泵和汽动给水泵的运行切换、锅炉由本生状态至直流运行状态的切换等过程中，控制系统均应保持稳定，并实现各种方式的无扰切换。

c) 测量启动分离器贮水箱水位的变送器应为三重冗余，并有压力和温度补偿、比较和选择。

d) 经温度补偿的冗余流量测量，应进行比较和选择，给水流量应加入喷水流量测量，得出总给水流量信号。

e) 在启动时，给水控制可调节电动给水泵管道上的启动调节阀。在低负荷时，给水控制可自动或手动切换到调节启动给水泵转速的调节方式。在达到规定负荷

时，运行人员可平滑地将电动给水泵控制切至汽动给水泵转速控制，以满足负荷变化的要求。

f) 所有切换过程应既可以自动切换，又可以手动切换。在控制方式的切换过程中，MCS 控制系统应和 MEH 系统协调工作，并保证切换的无扰。

#### 5.2.2.4.9 给水泵再循环控制

为适应汽动给水泵和电动给水泵最小流量的限制，每一个给水泵应有最小流量的再循环控制。

#### 5.2.2.4.10 空气预热器冷端平均温度控制

为保护空气预热器不被烟气与凝结水的混合物加速腐蚀，需将空气预热器冷端金属温度保持在露点以上，应设计控制回路实现此目的。可按照各空气预热器烟气出口及冷风进口的加权平均温度，调节空气预热器进风管道中蒸汽螺管内流过的加热蒸汽流量（或调节回流的空气预热器出口热风量等）以控制温度。

#### 5.2.2.4.11 燃油控制

燃油控制包括点火油压力控制、燃油流量控制和燃油雾化蒸汽压力控制。应满足以下要求：

- a) 调节油压或油流量控制阀，使标定油压（或流量）维持在其设定值，设定值应有上、下限值。
- b) 在油泄漏试验时控制阀应全开。
- c) 燃油控制应与 FSSS 组合成一个完整的控制系统。

#### 5.2.2.5 除氧器水位和压力控制

a) 在启动和低负荷运行期间，可采用除氧器水位单冲量信号控制除氧器水位。当达到规定负荷值时，可采用三冲量控制。通过除氧器水位的调整来保持凝结水流量（减去凝结水再循环流量）与总给水量的平衡。单冲量控制和三冲量控制的相互切换应无扰动。

b) 除氧器水位控制可通过调整除氧器水位调节阀和凝结水再循环调节阀来实现，为更好地调节除氧器水位，这两个阀门之间的控制信号宜成比例。

c) 在除氧器水位达到高高值时，除氧器水位控制阀应关闭，凝结水再循环阀应打开，直至除氧器水位低于高值。

d) 汽轮机跳闸应瞬时关闭除氧器水位调节阀，同时打开凝结水再循环阀，经一段可调整时间延滞后，恢复调节系统，按要求打开水位调节阀。

e) 在启动期间，可打开辅助蒸汽调节阀，维持除氧器压力在预设值。汽轮机跳闸时，应产生一个随时间衰减的较高设定值，以防止升压泵和启动给水泵由于除氧器闪蒸引起的汽蚀。在正常运行工况，设定值应跟踪除氧器压力。

#### 5.2.2.6 其他控制系统

应根据工艺设备和检测仪表配置相应的控制回路。

### 5.3 开关量控制和顺序控制

#### 5.3.1 基本要求

**图 5.3.1.1** 开关量控制系统（OCS）用于启动/停止功能子组。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）。

**图 5.3.1.2** 为了在机组启、停时减少操作人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。

**图 5.3.1.3** 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。

**图 5.3.1.4** 在手动顺序控制方式下，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。

**图 5.3.1.5** 运行人员通过手动指令，可对执行的顺序跳步，但这种运行方式必须满足安全要求。

**图 5.3.1.6** 控制顺序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，且禁止顺序进行下去。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。

**图 5.3.1.7** 在自动顺序控制期间，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。

**图 5.3.1.8** 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连锁保护，以防设备在非安全或潜在危险工况下运行。设备控制可设计三种模式：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，保护连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，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连锁发出停运指令。系统应提供报警以提醒操作员备用设备已启动。

**图 5.3.1.9** 设备的连锁、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。

**图 5.3.1.10** 保护和连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。

**图 5.3.1.11** 应通过连锁、联跳和保护跳闸功能来保证被控对象的安全。机组的连锁及保护跳闸功能，包括紧急跳闸应采用硬接线连接。

**图 5.3.1.12** OCS 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）。

**图 5.3.1.13** 应监视泵和风机电动机的事事故跳闸状态。

**图 5.3.1.14** 为了便于运行人员迅速查找事故发生原因，应在 OCS 中设计重要设备跳闸的首出原因（first out）。

**图 5.3.1.15** 对于所有重要辅机设备（如送、引风机）的保护功能应在 OCS 中设计。汽轮机防进水保护也属 OCS 范围。

**图 5.3.1.16** OCS 的功能和逻辑设计除了满足上述要求外，还需符合设备制造厂的推荐意见和安全要求。

**图 5.3.1.17** 电气控制：

**5.3.1.17.1** 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，应有信号在显示器或控制屏（台）上显示，当相关参数在允许范围内，并鉴定发电机无故障时，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。

#### 5.3.1.17.2 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，并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。显示器应提供上述系统“手动—自动”切换操作窗口。

#### 5.3.1.17.3 低压厂用工作变压器控制宜设计如下功能：

低压厂用工作变压器的断路器应能在显示器/键盘上遥控，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。

#### 5.3.2 具体功能

下面列出的顺序控制功能子组应包括在 OCS 中。

##### 图 5.3.2.1 锅炉功能子组控制项目：

- a) 空气预热器 A、B 子组；
- b) 送风机 A、B 子组；
- c) 引风机 A、B 子组；
- d) 一次风机 A、B 子组。

##### 5.3.2.2 磨煤机功能子组。

##### 5.3.2.3 锅炉排污、疏水、放汽功能子组。

##### 5.3.2.4 暖风器 A、B 功能子组。

##### 5.3.2.5 燃料油系统功能子组。

##### 5.3.2.6 电动给水泵功能子组。

##### 5.3.2.7 汽动给水泵 A、B 功能子组。

##### 5.3.2.8 汽轮机功能子组控制项目：

- a) 汽轮机油系统子组；
- b) 凝结水子组，包括凝结水泵（凝结水升压泵）、凝结水管路阀门等；
- c) 凝汽器子组，包括凝汽器循环水进、出口阀门及反冲洗阀门等；
- d) 凝汽器真空系统子组，包括凝汽器真空泵、管路有关阀门等；
- e) 汽轮机轴封系统子组，包括轴封供汽阀门、汽轮机本体疏水阀门等；
- f) 低压加热器子组，包括低压加热器进、出水阀，旁路阀，低压加热器疏水阀门，抽汽管道疏水阀门等；

g) 高压加热器子组, 包括高压加热器进、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;

h) 汽轮机蒸汽管道疏水阀门子组, 包括主蒸汽管道、再热蒸汽管道、排汽管道疏水阀门等;

i) 辅助蒸汽系统子组, 包括辅助蒸汽系统的有关管路阀门等;

j) 循环水泵子组, 包括循环水泵和有关阀门等;

k) 开式循环冷却水系统子组, 包括开式循环冷却水泵和有关阀门等;

l) 闭式循环冷却水系统子组, 包括闭式循环冷却水泵和有关阀门等。

#### 5.3.2.9 发电机氢、油、水系统功能子组控制项目:

a) 发电机氢冷子组;

b) 发电机密封油系统子组;

c) 发电机定子冷却水系统子组。

#### 5.3.2.10 发电机系统功能子组控制项目:

a) 发电机同步并列子组;

b) 发电机程序停机子组。

#### 5.3.2.11 高压厂用电源功能子组控制项目:

a) 高压厂用电源 A、B 段子组;

b) 高压厂用电源公用段子组。

#### 5.3.2.12 低压厂用电源功能子组控制项目:

a) 低压工作变压器 A1、A2、B1、B2 子组;

b) 低压公用变压器 01 子组;

c) 辅助车间低压变压器子组。

### 5.4 公用设备控制系统

#### 5.4.1 总体要求

5.4.1.1 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。

5.4.1.2 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。

5.4.1.3 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, 应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, 此通信应是冗余的。并应实现以下功能:

a) 相关联的任一主系统均能够采集和利用公用控制系统的的数据;

b) 从任何相关联的主系统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侧主系统获得控制权, 另一侧主系统不应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侧主系统故障或停运, 应不影响另一侧主系统对公用控制系统的监视和控制。

#### 5.4.2 机组公用控制系统的具体要求

根据电厂的工艺和设备配置情况, 机组公用控制系统可设计如下子系统:

##### 5.4.2.1 空气压缩机子系统

5.4.2.1.1 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。

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

#### 5.4.2.2 燃油泵房子系统

5.4.2.2.1 供油泵功能子组：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。

5.4.2.2.2 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。

#### 5.4.2.3 辅机冷却水子系统

5.4.2.3.1 辅机冷却水泵功能子组：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。

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

#### 5.4.2.4 公用电气子系统

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

5.4.2.4.2 电气公用厂用电功能子组：包括 380V 和 6kV 电气设备和系统。应设计设备动作顺序连锁和保护连锁功能。可根据需要设计顺序控制功能。

5.4.2.4.3 电气厂区内配电装置功能子组：应设计设备动作顺序连锁和保护连锁功能。

### ● 6 硬件和系统软件要求

#### 6.1 总的要求

##### 6.1.1 环境条件影响的要求

6.1.1.1 应用于火电厂的分散控制系统硬件应满足在以下环境条件下正常运行的要求，应满足 GB/T 2421 电工电子产品环境试验的要求。

6.1.1.2 环境温度：安装在控制室内（有空调）温度范围为  $+5^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$ （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）温度范围为  $-25^{\circ}\text{C} \sim +55^{\circ}\text{C}$ （GB/T 17214.1—1998 中 C2 级，适用于户外场所）。储存环境温度： $-40^{\circ}\text{C} \sim +85^{\circ}\text{C}$ 。应通过 GB/T 2423.1 和 GB/T 2423.2 规定的低温（试验 A）和高温试验（试验 B）。

6.1.1.3 允许的环境相对湿度：90%~96%，不结露，严酷等级应达到  $40^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ 。

6.1.1.4 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。

##### 6.1.2 抗干扰要求

6.1.2.1 电磁兼容性（EMC）要求：分散控制系统应用于控制室电子间的硬件应达到工业 2 级，应用于工业现场环境的硬件应达到工业 3 级。EMC 等级及指标参数见附录 A。

##### 6.1.2.2 抗电干扰要求：

6.1.2.2.1 共模抑制比：按照 GB/T 18271.3 要求的试验方法：在地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，共模抑制比应不小于 90dB；

6.1.2.2.2 串模抑制比：按照 GB/T 18271.3 要求的试验方法，在  $50\text{Hz} \pm 5\%$  或  $60\text{Hz} \pm 5\%$  条件下，串模抑制比应不小于 50dB。

##### 6.1.3 可靠性要求

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

6.1.3.2 任何单个模件故障或损坏，不应影响其他模件以及系统的正常工作。

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

#### 6.2 通信网络

##### 6.2.1 网络结构要求

6.2.1.1 通信网络应采用分级的层次型结构。分散控制系统通信网络推荐分为主控通

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。

6.2.1.2 单元机组主控通信网络应相对独立。母管制机组、电厂辅助车间、脱硫控制系统等可根据工艺运行的要求，设置各自的主控通信网络，各主控通信网络宜相对独立。

6.2.1.3 各 DPU 的 I/O 通信网络应互相独立。远程 I/O 串行通信总线应冗余配置。

6.2.1.4 通信协议应采用开放、符合国际标准的协议。

6.2.1.5 多机组公用的设备和系统可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应配置在不同网段，应有可靠的访问限制机制。

6.2.1.6 设备级通信网络应采用符合 IEC 61158 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）。

## 6.2.2 硬件要求

6.2.2.1 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），大于 100m 距离宜采用光纤。现场总线通信介质可按照相关类型现场总线标准或制造商的技术要求配置。

6.2.2.2 通信通道：连接在主控通信网络的节点（DPU、HMI 站、服务器等）应有冗余通信通道和接口。冗余通信通道应具有可靠的冗余性能，任一通道故障不应发生系统通信故障。各通信通道应有自诊断和故障报警功能。

6.2.2.3 安装在现场的通信设备应采用适合工业环境的产品。

## 6.2.3 通信速率

6.2.3.1 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。

6.2.3.2 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。

6.2.3.3 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 256kByte/s。

## 6.2.4 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，应保证冗余仪表和设备分布在不同网段（或分支），并尽可能减少通信线路的长度。

## 6.3 电源

### 6.3.1 电源系统总体要求

6.3.1.1 接受外部电源：机组、脱硫、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交流（ $220V \pm 10\%$ ， $50Hz \pm 2.5Hz$ ）单相电源。局部辅助系统的 DCS 或 PLC 控制系统可只接受一路外部交流（ $220V \pm 10\%$ ， $50Hz \pm 2.5Hz$ ）单相电源。

6.3.1.2 接受两路外部交流电源的控制系统应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应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获得报警。

6.3.1.3 接受一路外部交流电源的控制系统在外部电源失去或故障时，应具有保证系统安全的措施，不应出现影响工艺过程安全的异常动作。

### 6.3.2 分布式控制站（DPU）电源

6.3.2.1 应保证 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，应能够保证 DPU 在最大负荷下运行。

6.3.2.2 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 HMI 发送诊断信息或报警。

6.3.2.3 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，同时不应因局部故障造成 DPU 整个电源系统故障。

6.3.2.4 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。

6.3.2.5 应为 DPU 中直流电源配置足够的冗余电源组件（或模件），宜采用  $N+x$  或  $2N$

冗余的配置，各直流电源组件（或模块）宜采用相对均衡输出供电的工作方式。

### 6.3.3 人机界面（HMI）电源

6.3.3.1 HMI 设备应能够接受电压在  $220\text{V}_{+20\%}^{-15\%}$  范围的外部电源，并应能够正常工作。

6.3.3.2 采用两路外部冗余电源供电的控制系统，应对 HMI 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。

6.3.3.3 采用单路外部电源供电的控制系统，应为 HMI 计算机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。

## 6.4 控制处理器（CP）

### 6.4.1 控制处理器（CP）处理能力的要求

6.4.1.1 CP 处理模拟量控制的扫描周期一般要求为 250ms，对于要求快速处理的控制回路可为 125ms，对于温度等慢过程控制对象，扫描周期可为 500ms~750ms。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、规程或设备制造厂的要求。

6.4.1.2 CP 处理开关量控制的扫描周期一般要求为 100ms。汽轮机保护（ETS）应不大于 50ms。执行汽轮机超速限制（OPC）和超速保护（OPT）部分的逻辑，扫描周期应不大于 20ms [遵照 DL/T 996—2005 中的 6.8 (g)]。

6.4.1.3 过程控制站（DPU 或 PCU）所配置的 CP 应有足够的运算和 I/O 处理能力，在满足 6.4.1.1 和 6.4.1.2 要求的控制扫描速率的基础上，在最大负荷运行时，负荷率不应超过 60%。对于特殊系统的负荷率要求，可根据相关标准或规程确定。

6.4.1.4 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，对异常的变化率应产生报警信息。

### 6.4.2 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，至少三个月组态数据不会丢失。使用后备电池存储器时，在更换电池时不应丢失数据。

### 6.4.3 面板及诊断信息

6.4.3.1 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 模块及通道、电源等进行诊断，产生诊断信息。

6.4.3.2 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，可显示故障码供维护人员查询。

### 6.4.4 冗余切换及故障影响

6.4.4.1 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应满足工艺过程的实时性要求。冗余切换应是无扰的，应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。发生切换应自动产生报警信息。

6.4.4.2 某一个 CP 模块故障，不应影响其他 CP 模块的运行。此外，数据通信总线故障时，CP 模块应能继续运行，完成本身的控制运算和 I/O 处理功能。

6.4.4.3 电源故障应属系统的可恢复性故障，一旦重新受电，CP 模块应能自动恢复正常工作而无需运行人员的任何干预。

### 6.4.5 在线修改组态和下载

6.4.5.1 应能够在线修改 CP 应用软件中的可调整参数，如 PID 参数、延时和脉冲宽度时间、允许调整的量程和状态等。

6.4.5.2 应用于机组、脱硫控制等的 DCS 应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应造成 CP 本身的运算波动或故障。

6.4.5.3 具有在线强置数据或状态能力的 CP，应标记强置状态，应能够部分和全部复位强置状态。

## 6.5 过程输入输出（I/O）

### 6.5.1 总体技术要求

6.5.1.1 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。

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

6.5.1.3 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 分辨率为 1ms。

6.5.1.4 长期运行零漂和增益稳定性要求：新品应在 1 年以上保证达到产品规范要求的性能指标；已使用 1 年以上模件经过校准后至少在六个月内保证其性能达到产品规范要求。

6.5.1.5 抗冲击电压能力：应能满足 ANSI/IEEE472《冲击电压承受力试验导则(SWC)》的规定，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。

6.5.1.6 过负荷要求：符合 GB/T 18271.3—2000 中的 10 “过范围”的要求，输入过范围 50% 信号 1min，不应造成通道精确度的降低。

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

6.5.1.8 准确度等级要求：模拟量输入信号（高电平） $\pm 0.1\%$ ；模拟量输入信号（低电平） $\pm 0.2\%$ ；模拟量输出信号  $\pm 0.25\%$ 。

6.5.1.9 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。

6.5.1.10 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 18271.3—2000 要求的试验方法下，达到 6.1.2.2 的要求。

6.5.1.11 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应引起系统电源故障。熔断器的更换应不需先拆下或拔出任何其他组件，也可采用快速自恢复熔断器。

6.5.1.12 I/O 模件应能够在线更换，不仅应能够带电插拔，而且同类模件在线更换后应能够自动识别、自动下载组态和自动恢复工作。

## 6.5.2 对各种 I/O 模件的要求

6.5.2.1 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 1V~5V DC 输入，输入阻抗应不小于 500k $\Omega$ 。

6.5.2.2 模拟量输出 (AO)：4mA~20mA 或 1V~5V DC 可选。4mA~20mA 输出方式应至少能够驱动回路阻抗不大于 600 $\Omega$  的负载。系统应提供 24V DC 的回路电源。每个输出通道宜配置单独的 D/A 转换器。当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，应具有按照预定安全模式输出的能力。

6.5.2.3 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。所有输入通道都应有防抖动滤波处理，如果输入触点信号在 4ms 之后仍抖动，模件不应接受该触点信号。

6.5.2.4 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任何中间继电器。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。

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

6.5.2.6 事件顺序记录 (SOE)：输入信号分辨率应不大于 1ms。所有输入通道都应有 4ms 防抖动滤波处理，但不影响 1ms 的分辨率。安装在不同 DPU 中的模件应有可靠的时间同步措施，保证系统 SOE 的分辨率不大于 1ms。

6.5.2.7 热电偶输入 (TC)：能直接接受分度号为 E、J、K、T 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。

6.5.2.8 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 $\Omega$ 、Pt100 $\Omega$  等类型的热电阻，并且模件应提供热电阻测量桥路所需

批注 [d1]

的电源。

6.5.2.9 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。模件输入频率应满足汽轮机（包括给水泵汽轮机）最大量程的需要。该模件用于汽轮机电液控制系统。

6.5.2.10 电液伺服阀驱动模件：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，输出电液伺服阀驱动电流信号。能够满足 MOOG 阀、DDV 阀等标准的电液伺服阀产品的驱动电流要求。该模件用于汽轮机电液控制系统。

## 6.6 人一机接口

### 6.6.1 操作员站

#### 6.6.1.1 硬件及系统软件

6.6.1.1.1 硬件：应采用优质的计算机工作站或个人计算机，应采用当前成熟的主流机型。采用服务器/客户机形式的 HMI 系统，服务器应采用优质的服务器专用计算机。硬盘容量应满足至少存储 30 天数据的要求，宜扩展到存储 3 个月数据。

6.6.1.1.2 操作系统：宜采用开放、标准的操作系统，如 Unix、Windows NT/XP 等。应有防止和清除计算机病毒的技术和管理措施。

6.6.1.1.3 数据库：宜采用实时数据库管理电厂工艺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 DL/T 659 关于操作员站实时性的要求。

#### 6.6.1.2 配置数量及冗余要求

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

6.6.1.2.2 采用服务器/客户机形式的 HMI 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，平均负荷不应超过 40%。各服务器应是主控通信网络上的独立节点。

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

#### 6.6.1.3 功能和性能要求

6.6.1.3.1 操作员站的基本功能应包括 5.1.1.4 中的显示、记录、制表、检索历史数据的功能，还应包括控制和操作设备、调整过程设定值和偏置等功能。

6.6.1.3.2 虽然操作员站的使用各有分工，但任何显示和控制功能均应能在任一操作员站上完成。

6.6.1.3.3 任何显示器画面均应能在 2s（或更少）的时间内完全显示出来。所有显示的数据应每 1s 更新一次。

6.6.1.3.4 调用任一画面的击键次数，不应多于三次。

6.6.1.3.5 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应不超过 2s（不包括执行机构的动作时间）。

6.6.1.3.6 应设计防误操作功能，即在任何运行工况按下非法操作键时，系统应拒绝响应。

6.6.1.3.7 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驰信号，应有操作提示显示在操作员画面上。

6.6.1.3.8 如公用系统网络不设置操作员站，公用系统的监控应在各单元系统集成操作员站（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应有必要的安全闭锁。

#### 6.6.1.4 大屏幕的配置

如配置大屏幕显示器应满足以下技术要求：

6.6.1.4.1 可作为一个操作员站的显示扩展外设，也可作为网络上的独立节点。

6.6.1.4.2 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，同时，不应因大屏幕显示器的使用影响操作员站的性能。

6.6.1.4.3 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。

6.6.1.4.4 核心部件的使用寿命达 10 万 h 以上。

6.6.1.4.5 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。

#### 6.6.2 值长监视站

6.6.2.1 根据 DCS 监控的对象和范围，可配置值长监视站。单元机组（300MW 及以上容量）DCS 可配置 1 台，共有主蒸汽母管的机组可配置 1 台。

6.6.2.2 硬件和操作系统要求：应采用工控计算机，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。

6.6.2.3 功能：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。

#### 6.6.3 厂级管理信息接口站

6.6.3.1 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 通信方式。OPC 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，可单独配置厂级管理信息接口站。

6.6.3.2 硬件要求：单独的厂级管理信息接口站可采用个人计算机，主流配置，内存和硬盘容量应满足 OPC 通信要求，显示器、键盘和鼠标等应满足编程、维护的要求。

6.6.3.3 与厂级监控信息系统（SIS）接口的通信站，应满足 DL/T 924 的相关要求。

6.6.3.4 应遵循有关计算机通信安全的国家标准，如 GB 17859。

#### 6.6.4 历史站

6.6.4.1 DCS 应具有历史数据存储功能。DCS 可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 HMI 服务器中。

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

6.6.4.3 应能够选择不同的采样周期存储历史数据，最快宜达到 1s。对于模拟量可选择平均值、最大值、最小值等方式存储。对开关量可采用变位存储。

6.6.4.4 历史站硬盘容量应能够满足至少存储 3 个月数据的要求，对于 300MW 及以上单元机组 DCS 宜达到存储 1 年数据的硬盘容量。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。

#### 6.6.5 工程师站

6.6.5.1 每套独立的 DCS 应配置 1 台工程师站。

6.6.5.2 操作员站兼工程师站的硬件应按 6.6.1.1.1 的要求配置。单独设置的工程师站，不需要长期在线运行，可按照值长站的要求配置硬件；需要长期在线运行的工程师站硬件应按操作员站的要求配置，并配置冗余通信网络接口。

6.6.5.3 工程师站的基本功能应有：

- 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。

6.6.5.4 工程师站的可选功能：

- 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。

6.6.5.5 工程师站应设置软件保护密码，以防一般人员擅自改变控制策略、应用程序和系统数据库。

#### 6.6.6 报警及硬手操

6.6.6.1 除操作员站的报警画面外，可根据控制系统及生产管理的具体情况，设置少量的报警光字牌或其他屏幕显示的报警装置。

6.6.6.2 为保证在 DCS 发生重大故障，或在紧急工况下快速、安全停机，应设置手动操作装置。紧急手动操作的设置范围应按照 DL 5000—2000 中 12.9.4 的规定执行。

6.6.6.3 紧急手动装置应直接作用于设备或装置，不应通过 DCS 通道。应布置在操作员台便于操作的位置上，同时应有安全防护措施以防止误动。

6.6.6.4 紧急手动装置应采用优质产品，保证动作的可靠性。选用的电压、电流容量以及动作特性应满足被驱动设备、装置的要求。

#### 6.7 外围设备

##### 6.7.1 操作台

6.7.1.1 操作员站、工程师站应安放在操作台上。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，空间应充分。

6.7.1.2 每个操作员站应有足够的空间，建议每个操作员站的宽度空间可在 0.8m~1.2m 之间。

##### 6.7.2 打印机

6.7.2.1 记录打印机：操作员集控室应配置黑白记录打印机，根据 DCS 控制规模以及电厂管理要求确定打印机数量。

6.7.2.2 拷贝打印机：操作员集控室应配置彩色拷贝打印机（喷墨或激光打印机），可拷贝操作员站画面（具有实数参数）、趋势曲线等。300MW 及以上机组的单元控制室配备的打印机应配置充足的存储缓冲空间，确保操作员在每次要求至少 5 幅画面输出时无需暂停。

6.7.2.3 工程师站打印机：应能够打印组态图、数据表、文档等。

##### 6.7.3 继电器

6.7.3.1 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 115V DC/10A 或 230V DC/5A。

6.7.3.2 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。

##### 6.7.4 时钟同步装置

6.7.4.1 GPS 时钟同步装置可全厂共用。应包括天线、接收器、整套装置内部设备之间及 GPS 装置至 DCS 系统的连接电缆等附件。

6.7.4.2 时钟输出信号误差不应超过  $\pm 1\mu\text{s}$ 。GPS 与 DCS 之间宜每 1min~5min 进行一次时钟同步。GPS 装置输出通道应满足 DCS 的需要。

6.7.4.3 应能支持以下可选的接口形式：IRIGB（调制或非调制）、1PPS、RS-232、RS422/485、NTP（以太网接口）。

6.7.4.4 GPS 时钟装置还应配置后备电池，能至少维持 GPS 接收器模块中时钟和存储器（RAM）正常工作一个月。

6.7.4.5 当 GPS 时钟装置的实时时钟无法跟踪 GPS 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。

#### 6.8 机柜和接地

##### 6.8.1 机柜防护要求

6.8.1.1 电子装置机柜的外壳防护等级，室内应为 IP52，室外应为 IP56。应遵循 GB 4208 的要求。

6.8.1.2 机柜门应有导电门封垫条，以提高抗射频干扰（RFI）的能力。柜门上不应装

设任何系统部件。

6.8.1.3 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。装有风扇的机柜均应提供易于更换的空气过滤器。

6.8.1.4 机柜的钢板厚度至少为 3mm；机柜内的支撑件应有足够的强度，能经受住搬运、安装产生的所有应力，保证不变形。

#### 6.8.2 机柜安装要求

6.8.2.1 机柜的设计应满足电缆由柜底或柜顶引入的要求。

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

6.8.2.3 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。模拟量信号回路的端子排应物理上与数字量接线端子分离，并为模拟量信号提供专用的屏蔽端子。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都应有清晰的标志，并与图纸和接线表相符。

6.8.2.4 端子排、电缆夹头、电缆走线槽及接线槽均应由“阻燃”型材料制造。除电源、电磁阀等大容量接线端子外，其他的端子应能同时接入 2 根 1.5mm<sup>2</sup> 线径的导线。

6.8.2.5 机柜内应预留充足的空间，使安装工人能方便地接线、汇线和布线；所有接线端子柜应合理配置电缆布线空间，为保证机柜内留有富余空间，标准机柜中的接线端子不宜超过 250 个信号。

#### 6.8.3 接地要求

6.8.3.1 DCS 应不要求单独的接地网。DCS 单点接入电厂电气接地网后，应能够可靠地运行。

6.8.3.2 接地电阻小于 4Ω 的电厂电气接地网应能够满足 DCS 接地要求。

6.8.3.3 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。电缆屏蔽层应在机柜侧单端接地。

### 6.9 备品备件和专用工具

#### 6.9.1 备品备件

6.9.1.1 应对可能较易损坏的部件、模件准备备品备件，以满足在线联调、现场可用率测试（SAT）以及一年运行和维护的需要。对于 I/O 模件应配备 10%（至少 1 块）备品备件。

6.9.1.2 DCS 制造商应保证备品备件长期稳定的供货。对主要设备或与主设备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十年或该设备退出市场后五年（二者之中取时间长的一种）。

#### 6.9.2 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 供应商应提供必备专用工具的清单，以使用户采购。

## ● 7 文档和技术资料

### 7.1 总则

7.1.1 制造厂/供货商应根据不同阶段的要求提交需由用户审查、确认或作参考的文件和图纸清单，清单还应包括需由用户确认的进度表，以及执行提交技术资料的详细工作报告。

7.1.2 提供的所有图纸资料应完全符合所供的分散控制系统，并及时反映出工程设计进度，所有资料均应装订，并应标明修改的版本号和日期。

7.1.3 制造厂/供货商应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 应向用户提供后文 7.2~7.7 节列出的所有文件。应提供所有这些文件的书面文件和电子文档，数量应满足工程需要。

7.1.5 制造厂、供货商应负责提出与其他各方所供控制系统间的接口资料交换内容和

进度要求。

## 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，此外还应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应在所有相关图纸上表示出来，还应根据要求提供其设备代号与市场上可买到的该设备型号间的参照表。

7.2.2 应提供下列手册和图纸：

- a) 系统硬件手册；
- 表 b) 系统维护手册；
- 表 c) 构成系统所有部件的原理图；
- 表 d) 内部布置图；
- 表 e) 符合用户要求格式的外部连接图，图上应有端子编号；
- 表 f) 每只机柜、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距离；
- 表 g) 所有外购设备手册和样本；
- 表 h) DCS 使用的一些特殊机械设备详图；
- 表 i) 安装说明，包括装配细节、设备散热、安装步骤和设备重量等；
- 表 j) 设备和材料清册；
- 表 k) 接地资料和图纸。

## 7.3 软件资料

7.3.1 应提供系统组态手册，使用户能够进行检查和修改的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 使用高级编程语言（如 C 语言）的应用软件，应有下列有关文件：

- 图 a) 系统功能说明：应采用通俗易懂的文字描述每一个系统的功能，所有特定术语应有定义，此外还应配上一定的流程图或类似的描述。
- 图 b) 一般软件资料：应包括所有与编程语言有关的指导和参考手册，特别是采用了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、增删以及编制新程序，其中还应包括编程和调试的指导性资料。

## 7.4 用户手册

应提供适合于用户工程师使用的、高质量的用户手册。内容应包括：

- a) 系统操作手册；
- b) 控制工程师的用户手册；
- c) 图形、画面手册；
- d) 试验、检查、故障检修的操作步骤指南。

## 7.5 控制逻辑文件

控制逻辑文件应清晰完整，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) 所有 SAMA 图，应在图上标出与之相关的连锁和许可条件所在的逻辑图对应编号和注释。包含连锁和许可条件的逻辑图上，应标出与之相关的 SAMA 图的对应编号和注释。
- c) 保护和连锁逻辑原理说明书。

## 7.6 I/O 清单

7.6.1 应提供工程所有过程输入、输出清单，该清单应包括下列项目：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。

7.6.2 应提供 I/O 清单的书面和电子文件（Microsoft Excel 格式）。

### 7.7 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 验收和测试

### 8.1 系统出厂验收 (FAT)

#### 8.1.1 出厂验收测试应具备的条件

8.1.1.1 全部硬件集成完毕并已通电试验,证明硬件运行正常。

8.1.1.2 控制软件全部编制完毕,并且已经下载到预定的过程控制站中,经过初步测试。

8.1.1.3 数据库、操作员画面组态已全部完成,并经过初步测试。

8.1.1.4 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。

#### 8.1.2 系统出厂验收测试的内容和要求

8.1.2.1 系统出厂验收过程中首先要检查设备的数量、配置、使用的材料、组装工艺是否满足合同规定的要求。然后通过试验和演示,初步验证系统所实现的功能和达到的性能。

8.1.2.2 出厂验收项目的测试方法应按照 DL/T 659 的有关内容执行。试验内容至少应包括下列项目:

- a) 检查每个模件的工作情况;
- b) 检查每个 I/O 通道的工作状态,抽查 AI、AO 通道的准确度;
- c) 冗余功能试验,包括冗余的电源、DPU、网络、通信模件等相互切换;
- d) 所有操作员画面的监视、操作、报警功能;
- e) 接入物理信号,对重要的保护和连锁逻辑进行检查;
- f) 接入仿真器,对重要模拟量调节回路进行检查试验;
- g) DCS 自诊断功能测试;
- h) SOE 分辨率测试,事故首出原因功能测试;
- i) DCS 全部失电和部分失电的工作情况;
- j) 控制处理器及 I/O 模件在线更换;
- k) HMI 站、控制处理器 (CP) 负荷率测试,包括模拟事故状态下各 HMI 站、控制处理器 (CP) 的负荷率;
- l) 系统抗干扰能力测试 (或电磁兼容性等级验证);
- m) 资料初步验收。

### 8.2 现场验收

#### 8.2.1 现场验收测试应具备的条件

根据 DCS 所包含的功能范围,现场验收测试应满足 DL/T 655、DL/T 656、DL/T 657、DL/T 658、DL/T 659—2006 第 4 章所规定的测试条件;上述验收测试规程所规定的功能和性能测试项目应根据工程组织情况,分别在出厂验收、现场调试和机组试运等阶段分别测试并记录。

#### 8.2.2 系统功能和性能的初步验收

8.2.2.1 验收时间要求:新建机组应在 168h 连续试运之后;技术改造机组应在机组启动并报竣工之后。初步验收前应完成辅机 RB、变负荷及 AGC 试验和一次调频等重要试验项目。试验结果应满足 DL/T 657 所规定的性能要求。

8.2.2.2 系统功能和性能的初步验收内容:系统功能和性能的初步验收,应依据 DL/T 655、DL/T 656、DL/T 657、DL/T 658、DL/T 659 等标准所规定的系统功能和性能验收项目及相应的指标进行。初步验收根据出厂验收、现场调试和机组试运各阶段的测试结果,对照上述规程及合同中的特殊约定进行验收。对于没有达到规定指标或因条件限制没有进行的测试项目,应在最终验收前择机补充测试。初步验收结束后形成初步验收报告。

### 8.2.3 系统功能和性能的最终验收

8.2.3.1 验收时间要求：系统功能和性能的最终验收是为了证实 DCS 系统的功能和性能是否达到（或符合）有关在线测试验收标准及合同中的特殊约定，并对其符合程度所进行的验收。新建机组应在 168h 连续试运完成六个月之后，技术改造机组应在机组启动并报竣工三个月之后进行最终验收。

8.2.3.2 验收内容和要求：系统功能和性能的最终验收至少应包括以下内容：

- a) 初步验收后，针对没有达到规定指标或因当时条件限制没有进行的测试项目的补充测试和验收；
- b) 系统可用率考核结果或可靠性评估结果认定；
- c) 系统整体功能和性能测试结果认定。

### 8.3 系统功能和性能考核

8.3.1 系统功能和性能的考核应在质保期内进行，并宜由具备检验资质的单位出具检验测试报告。

8.3.2 新建及改造项目 DCS 的质保期应从 DCS 初步验收完成开始，为期 12 个月。在质保期内，DCS 的功能和性能应持续保持不低于有关标准及合同中约定的要求。

## 第2节、附录 A

(规范性附录)

## DCS硬件电磁兼容性(EMC)的技术规范

电磁兼容性(EMC)测试应达到表 A.1 的要求。

表 A.1 DCS 硬件电磁兼容性(EMC)测试指标要求

EMC 测试项目	要 求
静电放电抗扰度试验	遵循 GB/T 17626.2 的规定。防静电试验工业 2 级：接触防静电(±4kV)，空气防静电(±4kV)。防静电试验工业 3 级：接触防静电(±6kV)，空气防静电(±8kV)
电快速瞬变脉冲群抗扰度试验	遵循 GB/T 17626.4 的规定。电快速瞬变脉冲群抗扰度试验工业 2 级：电源，±1kV 峰值；I/O，±500V 峰值。电快速瞬变脉冲群抗扰度试验工业 3 级：电源，±2kV 峰值；I/O，±1kV 峰值
浪涌(冲击)抗扰度试验	遵循 GB/T 17626.5 的规定。试验等级 2 级，±1kV 峰值；3 级，±2kV 峰值
电压暂降、短时中断和电压变化抗扰度试验	遵循 GB/T 17626.11 的规定。电压暂降和短时中断试验：100%持续 0.5、1 周期；60%持续 0.5、5 周期；30%持续 5、50 周期。电压变化：试验等级 40%，降低和增加时间 2s±20%，降低后持续时间 1s±20%
射频电磁场辐射抗扰度试验	遵循 GB/T 17626.3 的规定。频率为 80MHz~1000MHz，安装在 DCS 标准机柜内。2 级，试验场强为 3V/m；3 级，试验场强为 10V/m



---

---