

## 前 言

为了进一步促进我省火力发电厂分布式控制系统（DCS）的健康发展，进一步规范我省火力发电厂自动系统的工程设计、设备选型和运行维护工作，促进我省火力发电厂自动化系统技术水平的提高，浙江省电力公司于 1998 年提出编写浙江省电力公司企业技术标准《火力发电厂分布式控制系统技术导则》。本标准规定了 300MW 及以上火电机组 DCS 系统的体系结构及其通信网络、操作员站、工程师站、控制站和热工控制系统等的主要功能、技术指标和要求。本标准可作为单机容量 300MW 及以上火电机组分布式控制系统的工程设计、选型和运行维护的技术标准，对单机容量为 300MW 以下的火电机组可作参考。

本标准的附录 A、附录 B、附录 C、附录 D 都是标准的附录。

本标准由浙江省电力公司提出并归口。

本标准起草单位：浙江省电力试验研究所。

本标准主要起草人：王淼葵、杜永春、王建强。

本标准由浙江省电力公司委托浙江省电力试验研究所负责解释。

## 目 次

前言.....	I
1 范围.....	1
2 引用标准.....	1
3 定义.....	1
4 DCS 体系结构及其通信网络.....	2
5 DCS 开放性、可扩展性、实时性及可靠性评估导则.....	5
6 DCS 系统操作员站技术导则.....	10
7 DCS 系统工程师站技术导则.....	12
8 DCS 系统（现场）控制站技术导则.....	14
9 DCS 功能技术导则.....	18
附录 A（标准的附录）分布式控制系统评估原则.....	32
附录 B（标准的附录）英文缩写说明.....	38
附录 C（标准的附录）DCS 典型通信网络性能比较.....	39
附录 D（标准的附录）DCS 功能技术导则技术细则说明.....	40

**浙江省电力公司企业技术标准**  
**火力发电厂分布式控制系统 (DCS)**  
**技术导则**

Q/ZDJ 05-1999

Directives of Distributed Control System  
in Fossil Fuel Power Plant

---

## 1 范围

本标准对火力发电厂分布式控制系统的通信网络、操作员站、工程师站、控制站及其控制功能等提出技术要求。

本标准适用于单机容量 300MW 及以上火电机组分布式控制系统的工程设计、选型和运行维护，对单机容量为 300MW 以下的火电机组可作参考。

## 2 引用标准

下列标准所包含的条文，通过在标准中引用而构成本标准的条文。在标准出版时，所示版本均为有效。所有标准都会被修订，使用本标准的各方应探讨使用下列标准最新版本的可能性。

- DL/T 589-1996 火力发电厂燃煤电站锅炉的热工检测控制技术导则
- DL/T 655-1998 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统在线验收测试规程
- DL/T 657-1998 火力发电厂模拟量控制系统在线验收测试规程
- DL/T 658-1998 火力发电厂顺序控制系统在线验收测试规程
- DL/T 659-1998 火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程
- G-RK-95-51 火力发电厂分散控制系统技术规范书
- NDGJ 92-1989 火力发电厂热工自动化设计内容深度规定
- NDGJ 116-1993 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统设计技术规定
- 电规发(1993)103号 单元机组分散控制系统设计若干技术问题规定

## 3 定义

3.1 DCS，是指分布式控制系统，或称分散控制系统。

3.2 系统级（单元机组级）网络，是指用于连接操作员站、工程师站等节点的网络系统，主要为便于集中管理、操作单元机组。

3.3 控制级（设备级）网络，是指用于连接控制站、可编程控制器等控制设备的网络系统，又称为设备级网络。

3.4 模件级（现场级）网络，是指用于连接控制站内的各种模件、现场智能传感器、智能执行器等网络系统，如模件 I/O 总线、现场总线。

3.5 数据采集系统，是指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，简称 DAS。

3.6 模拟量控制系统，是指系统的控制作用由被控变量通过反馈通路引向控制系统输入端所形成的控制系统，也称闭环控制或回路控制，简称 MCS。

3.7 顺序控制系统，是指对火电机组的辅机及辅助系统，按照运行规律规定的顺序实现启动或停止过程的自动控制系统，简称 SCS。

3.8 炉膛安全监控系统，是指当锅炉炉膛燃烧熄火时，保护炉膛不爆炸（外爆或内爆）而采取监视和控制措施的自动系统，简称 FSSS。FSSS 包括燃烧器控制系统（BCS）和炉膛安全系统（FSS）。

## 4 DCS 体系结构及其通信网络

### 4.1 DCS 通信技术

#### 4.1.1 DCS 通信网络传输介质

4.1.1.1 DCS 控制系统网络对传输介质的要求是，要尽量减少线路上传输时间的延迟，以提高网络的实时性；要有较强的抗干扰能力，以提高网络的可靠性。

4.1.1.2 DCS 控制系统网络的传输介质常用双绞线、同轴电缆、光缆。

4.1.1.3 从双绞线、同轴电缆、光缆的传输特性、扩展性、抗干扰性、成本等方面来考虑，DCS 控制系统的现场级网络可采用双绞线；控制级和系统级网络宜采用同轴电缆或光缆。

#### 4.1.2 DCS 通信网络拓扑结构

从可靠性、易扩展性角度考虑，DCS 通信网络拓扑结构应采用总线形网和环形网，不宜采用星型网。

#### 4.1.3 DCS 通信网络存取控制协议

4.1.3.1 DCS 通信网络必须是实时网络，即网络需要根据现场通信实时性的要求，在确定的时间内完成信息的传送。

4.1.3.2 根据网络存取控制协议，DCS 通信网络一般采用 CSMA/CD 总线网（俗称以太网）、令牌环网、令牌总线网、FDDI 光纤网、现场总线网、专用网络等。

4.1.3.3 为提高 DCS 的开放性，DCS 应选用以标准通信协议为基础的通信网络，如符合 MAP 规约、IEEE802 标准、TCP/IP、现场总线标准等的通信网络，尽量不选用专用网络。

4.1.3.4 DCS 通信网络宜优先选用令牌总线网，以确保 DCS 网络的实时性、可靠性。

4.1.3.5 CSMA/CD 总线网（以太网）在网络负荷较轻时，具有理想的实时性和稳定性，同时实现成本低，又具有良好的扩展性，可以作为实时性要求不太高的 DCS 通信网的一个子网，但必须要求 DCS 供应商提供 CSMA/CD 总线网在异常工况或重网络负荷下的网络负荷率、有效数据传输率等参考数据，以确定该网络配置是否能保证 DCS 的实时性和稳定性。

### 4.2 DCS 通信网络性能指标

#### 4.2.1 通信网络系统的最大规模

该指标包括三个参数：①通信网络所能覆盖的最大距离；②通信网络所能连接的最大节点数；③两相邻节点的最大距离。DCS 通信网络所覆盖的最大距离应不小于 4km，所能连接的节点数应不小于 250 个，相邻节点的最大距离应不小于 500m。

#### 4.2.2 通信网络系统的最大延时

最大延时指的是信息包从源站开始产生直到最后被成功地传送到目的站所需的最大时间，通俗地说，就是从操作人员发出指令直到执行器动作所需的最大时间（除去执行



器动作时间), 或者现场信号开始变化直到从显示器上表现出来所需的最大时间。一般来说, 最大延时不应大于 1s~1.5s, 有关通信网络实时性分析, 见“5.3 DCS 实时性评估导则”。

#### 4.2.3 通信网络系统的负荷率

为确保 DCS 的实时性; 确保 DCS 通信网络不阻塞; 确保不发生局部瘫痪、死机等, DCS 通信网络应有较低的负荷率。对于采用 CSMA/CD (IEEE802.3) 技术的总线网络, 如以太网等, 在系统最繁忙的工况下, 瞬时最高网络负荷率不能超过 20%; 对于其它通信网络, 在系统最繁忙的工况下, 瞬时最高负荷率不能超过 30%~40%。系统在典型(正常)工况下, 网络负荷率应不大于 15%。

#### 4.2.4 通信网络系统的数据传输速率

数据传输速率是指传输线上传输信息的速度, 用单位时间内所传送信号的二进制代码的有效位(bit)数表示, 单位是 bit/s(bps)。根据现今网络技术及 DCS 的发展情况, 单元级网络数据传输率应不低于 10Mbps、控制级网络的数据传输率应不低于 5Mbps。

#### 4.2.5 通信网络的误码率

误码率是指信息传输的错误率, 是衡量通信网络系统的可靠性指标, 误码率以接收码元中错误码元数占传输总码元的比例来衡量, 一般应低于  $10^{-6}$ 。

#### 4.2.6 通信网络的容错性能

DCS 通信网络的容错性能的基本要求是, 连接到通信网络系统上的任一设备或部件发生故障, 不应导致通信系统瘫痪或影响其它联网系统和设备的工作。

#### 4.2.7 通信网络的开放性

DCS 通信网络应采用得到普遍承认的标准化、开放性网络, 尽量不采用专用网络, 网络开放性是衡量 DCS 性能的基本指标之一, 详细分析见“5.1 DCS 系统开放性评估导则”。

#### 4.2.8 通信网络的可扩展性

为满足生产发展及技术发展的需要, DCS 应具有良好的可扩展性。而通信网络的可扩展性是 DCS 可扩展性的保证, 因此网络可扩展性为衡量 DCS 性能的基本指标之一。详细分析见“5.2 DCS 系统可扩展性评估导则”。

### 4.3 DCS 体系结构及系统配置原则

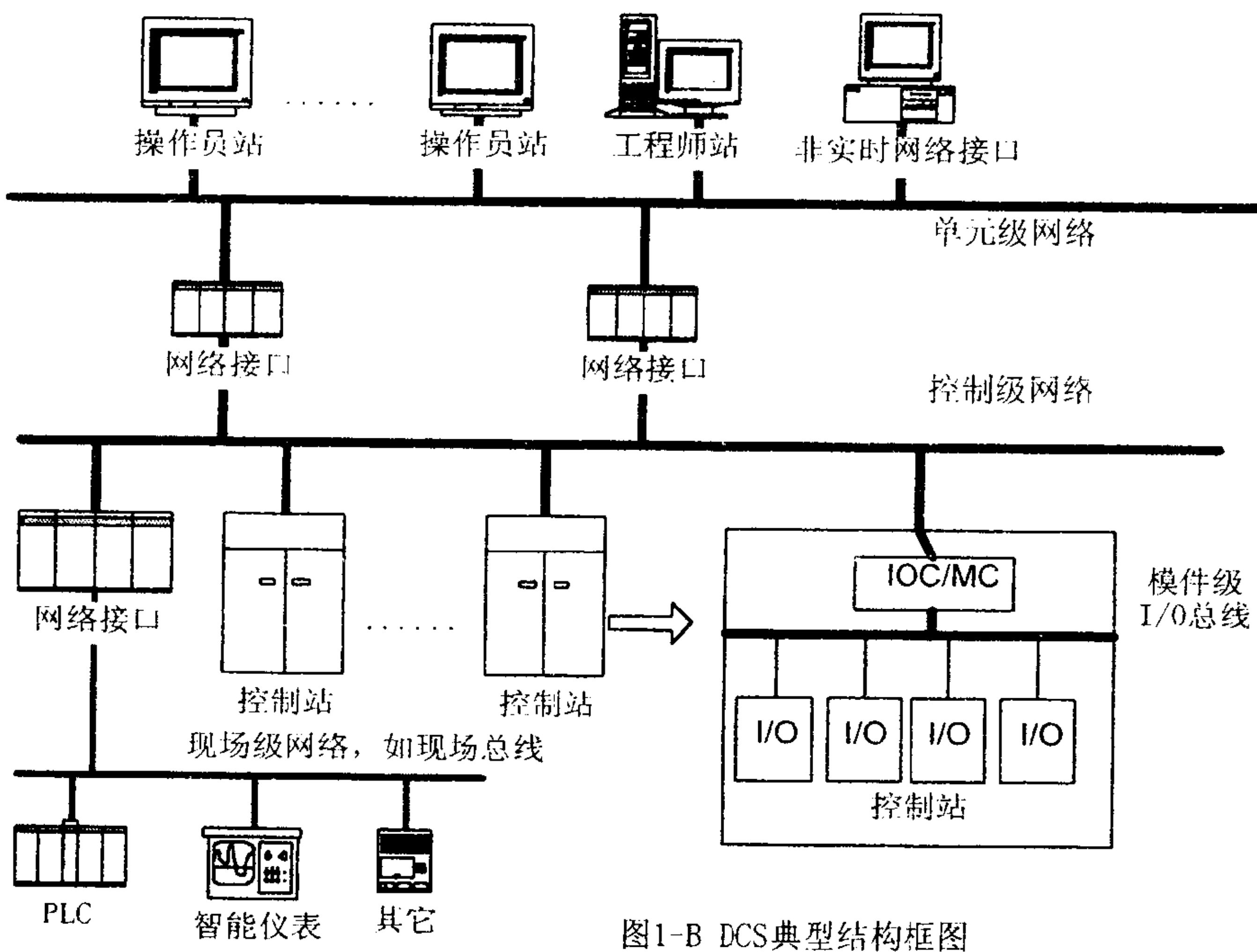
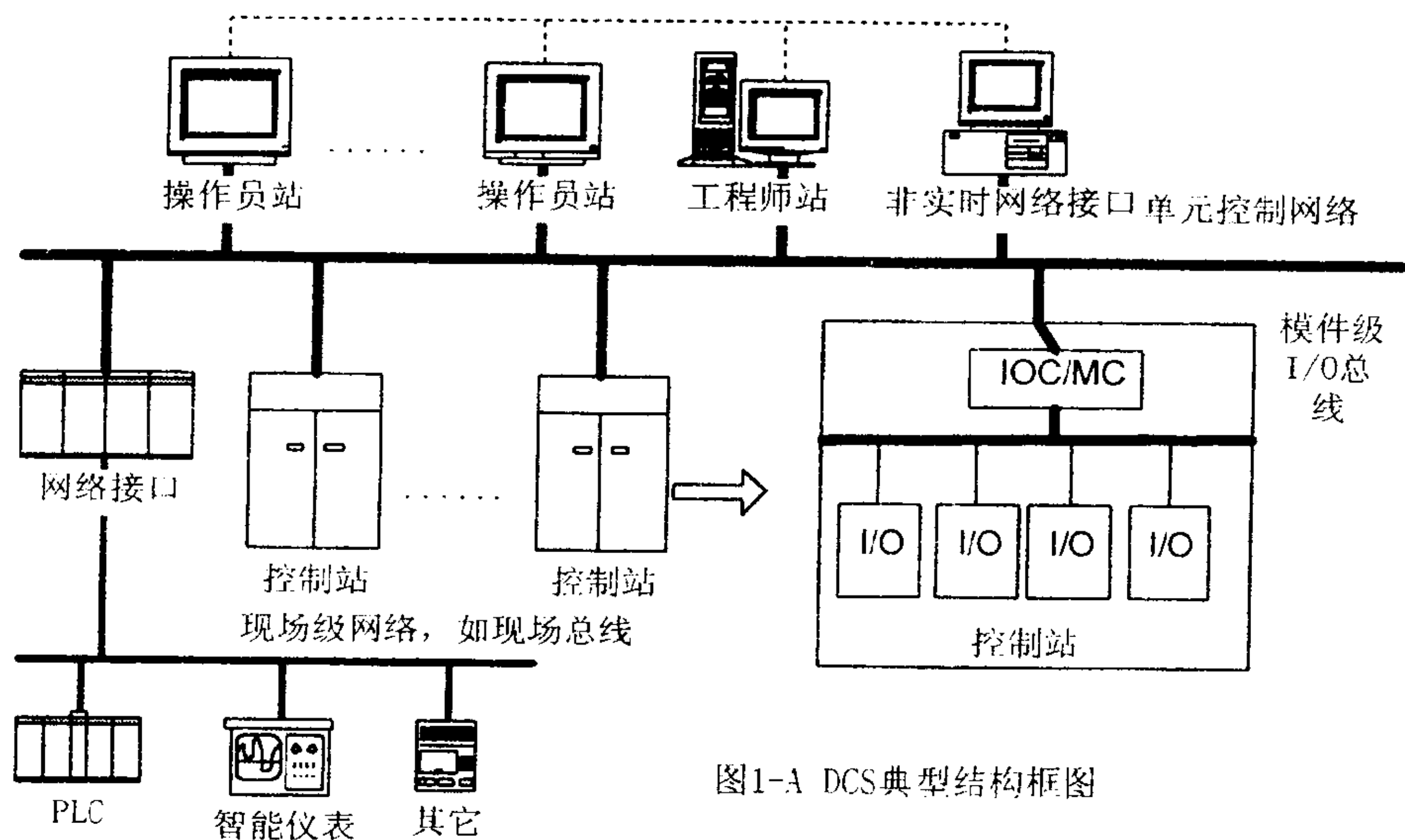
#### 4.3.1 DCS 典型体系结构

为提高 DCS 系统的可靠性、实时性、扩展性, 通信网络必须具有分层结构, 一般应分为系统级网络、控制级网络、模块级或现场级网络。相应地 DCS 应具有如图 1 典型体系结构。图 1-A 为单元机组级网络和控制级网络合并在一起, 称为单元控制网络或系统网络。在这种 DCS 体系结构中, 单元控制网络中传送着大量的实时和非实时信息, 为保证整个 DCS 系统的实时性和可靠性, 一方面要求单元控制网络有较高的传输速率, 如  $\geq 10\text{Mbps}$ ; 另一方面要求控制站具有更高的自治性, 即控制站之间的信息交换应比较少(在控制系统功能分配时应特别注意保证控制站独立工作能力, 以提高自治性); 最后, 要求 DCS 系统最好能采用分布式数据库, 以减少单元控制网络的通信量。

#### 4.3.2 DCS 系统配置原则

4.3.2.1 系统级网络应采用协议标准化或符合 MAP 规约的开放型工业控制通信网络(如宽带 802.4 令牌总线网等), 且应冗余配置(通信电缆、网络接口卡等都应该冗余)。一般来说, 其通信速率应在 10Mbps 以上。

4.3.2.2 控制级网络应采用协议标准化或符合 MAP 规约的开放型工业控制通信网络(如载



注：① IOC/MC—I/O总线控制器或者主控制器  
 ②粗黑线表示冗余总线或通信介质  
 ③图中PLC表示PLC网络、智能仪表表示智能仪表网络、其它表示其它网络

图1 DCS典型结构框图

带 802.4 令牌总线网等)，且应冗余配置（通信电缆、网络接口卡等都应该冗余）。一般来说，其通信速率应在 5Mbps 以上。

#### 4.3.2.3 兼容性原则

DCS 应能不断采用新技术、保持先进控制与管理、系统向上兼容和技术透明发展无断层的原则，以利于 DCS 系统升级，减轻用户备品备件的压力。一方面要求 DCS 软件具有

兼容性，即通过升级的方式，现今的（应用）软件可以运行在未来软件和硬件环境中；另一方面要求 DCS 硬件具有兼容性，旧型号的 DCS 能运行于新一代的 DCS 系统中。

4.3.2.4 应能配置开放设备网络接口，向下可以使不同型号的可编程控制器 PLC、智能仪表，如单（多）回路调节器及其它专用网络能非常方便地与控制级网络互连；向上可以非常方便地与工厂管理信息系统 MIS 互连。

4.3.2.5 单元机组的操作员站一般为 3 台，工程师站 1 台，控制站数目根据具体工程及 DCS 系统而定。

#### 4.3.2.6 信息量最小原则

在 DCS 中，信息交换是通过各级通信网络进行的，其中包括模块级的通信、控制站级的通信、系统级的通信及其它更高层的通信。为减轻通信网络负荷，应遵循信息量最小原则，即尽可能减少各子系统之间的通信信息量；此外，还要尽可能使信息交换在低层的通信网络中完成，避免在信息交换过程中经过太多的中间环节。

#### 4.3.2.7 控制站负荷均匀性原则

在进行系统功能分配时，应避免使某些控制站负荷太重，而另外一些控制站的负荷太轻。表征控制站负荷情况一般采用两个参数，即功能块数和内存占用率，分配时应尽量使每个控制站实际使用的功能块数与最大允许数量之比大体上相等，或者是使每个控制站的内存占用率大体相等。

#### 4.3.2.8 自治性原则

功能独立的各个节点应具有一定的自治性，也就是说，该节点能不依赖于其它节点而独立工作。这样，当其它节点发生故障时，这一部分功能就尽可能不会丧失。此外，基于同样的理由，控制功能的冗余配置应在不同硬件中实现。

## 5 DCS 开放性、可扩展性、实时性及可靠性评估导则

### 5.1 DCS 开放性评估导则

5.1.1 DCS 开放性定义：DCS 的开放性表现为允许不同网络、不同厂家的设备互通信息，允许应用程序在不同的平台上运行。在开放系统中，用户只要遵循规定的约定，就能够无障碍地进行信息共享，也就是说使不同厂家设备之间的相互连通性和互操作性成为可能。

#### 5.1.2 DCS 通信网络开放性评估

##### a) 网络协议是否标准化、通用化

开放的 DCS 系统级网络和控制级网络应采用开放系统互连(OSI)体系标准、IEEE802.4（令牌总线）、IEEE802.5（令牌环）、IEEE802.3（以太网）、FDDI（光纤分布式数据接口）和事实上的通用标准—网络互连协议 TCP/IP，以及工业控制网络标准—MAP/TOP 规约等。

##### b) 网络互连是否方便、互连设备（网络接口）是否标准化

首先，DCS 系统级网络应提供网络接口，以便与管理信息系统（MIS）实现互连，而不需要进行二次开发相应的通信软件。通过该网络接口（网桥、路由器、网关），能把 DCS 系统的实时数据和流程图传送到 MIS 系统，以供全厂各部门对生产数据进行监视和统计分析，600MW 单元机组的 DCS 系统，要求至少传送 2500 点，其中模拟量不小于 800 点，传送速率为 1500 点/秒，相关要求参照《火力发电厂计算机实时信息系统设计技术标准》。其次，为进一步提高通信网络的开放性，工程技术人员就能实现与管理信息系



统 (MIS) 互联, DCS 系统应提供标准的开放设备网络接口—网桥、路由器和网关等。

c) 是否提供标准接口

在控制站和操作员站应提供对外标准接口, 如 RS-232C、RS-422/485 等串行接口, 以便实现系统互连。

d) 能否与智能仪表和 PLC 互连

为提高 DCS 的向下接口能力, 应提供与各种采用标准化或广泛应用的通信协议 (如 HART 协议、Modbus、现场总线等) 的智能仪表和通用 PLC 的通信接口。通过该接口用户能方便地把有关智能仪表、PLC 接入 DCS 系统, 而不需要用户进行二次开发相应的接口驱动软件。

e) 能否支持现场总线

可靠性高、开放性好、稳定性好、抗干扰能力强、通信速率快、系统造价低廉、维护成本低是现场总线的特点。虽然现场总线的国际标准还没有被厂家和用户广泛接受和应用, 但现场总线网络真正实现了分散控制, DCS 应支持现场总线及其设备。

### 5.1.3 DCS 硬件开放性评估

DCS 系统应尽可能地采用通用硬件设备, 这样不仅降低了 DCS 系统的价格, 而且大大减轻了用户备品备件的压力和费用, 同时使得硬件性能提高更加容易, 也便于 DCS 系统升级。可以从以下几方面来分析 DCS 硬件开放程度:

a) 操作员站、工程师站应采用通用的、符合工业标准的计算机。

b) 网络接口是否标准化, DCS 提供的网络接口, 如网关 Gateway、路由器 Router、网桥 Bridge 等应为通用的、符合国际标准的产品。

c) 系统采用的 PLC 应为通用的 OEM 产品, 以使用户维护、购买备品备件。

### 5.1.4 DCS 软件开放性评估

可以从以下几个方面来评估 DCS 软件的开放性:

a) DCS 应用软件应具有兼容性, 即通过升级的方式, 现今的 (应用) 软件可以运行在未来软件和硬件环境中;

b) 应采用符合工业标准的多任务网络操作系统, 如 Unix、Windows NT 等;

c) DCS 软件系统应提供标准接口界面, 支持 Windows, DDE、OLE 等, 一方面从 DCS 导出的数据能在 DCS 系统外应用, 如在 Office 等软件中应用, 另一方面以便与商品化软件连接, 如电子表格软件、数据处理工具等。

d) 是否提供良好的应用开发环境: 比如是否具有多种 API 应用程序接口, 是否能提供多种用于二次开发软件工具、是否支持 C、FORTRAN、BASIC 等高级编程语言的应用, 以便于用户对 DCS 更深层次的应用。

e) 是否采用通用数据库系统或 DCS 数据库能否支持通用数据库

为了进一步提高开放性, DCS 系统除了本身的实时数据库以外, 还应采用或支持通用数据库系统, 如 INFORMIX、SYBASE、ORACLE、DB2 等。DCS 数据库系统应支持 TCP/IP 协议、ODBC (开放数据连接); DCS 数据库系统应支持结构化查询语言 SQL;

f) 是否采用标准化的组态软件, 如是否符合过程控制编程语言标准 IEC 1131—3

g) DCS 能否应用商品化的软件, 如图形处理软件、电子报表软件、数据库软件、通信软件, 这些软件有: Excel、Lotus-1-2-3、Access 等。这些商品化的软件具有极好的功能和操作界面, 能极大地方便用户。

上述 a)、b)、c)、d)、e) 款为基本要求, DCS 应能支持, g)、f) 款为较高要求。

## 5.2 DCS 可扩展性评估导则



## 5.2.1 可扩展性的含义

DCS 的可扩展性具有下面的含义：

a) 分布式控制系统中用于直接控制的基本单元（单回路调节器、可编程控制器、现场控制站等）既可单独工作，自成系统，独立地对某个对象进行控制；又可在需要时，方便地通过通信网络互连起来，进行既集中又分散的控制。这是可扩展性的第一重含义。

b) 通信网络把多台设备互连成分布式控制系统后，可以按照生产发展变化的要求，方便地删除其中的某些设备或把某些设备接纳进来。这是可扩展性的第二重含义。

c) 不仅通信网络上的设备可以增删，而且通信网络本身也可以扩展延伸。这样，既可使网络的范围扩大，又可使网络的结构变化，从基本结构扩展为复合结构。这是可扩展性第三重含义。

d) 其它方面，如 DCS 系统应具有一定的裕量等。

5.2.2 DCS 的控制站，应既可单独运行，在需要时又能方便连网。

5.2.3 DCS 系统应提供标准接口，用户只需要设置该接口参数，而不需要进行二次开发相应的接口驱动软件，就能通过该接口把具有标准接口的调节器、可编程控制器 PLC、智能仪表接入 DCS 系统。

5.2.4 为确保 DCS 控制级网络具有良好的可扩展性，控制级网络应尽可能采用总线形结构的网络。

5.2.5 从增删节点的难易程度来衡量各种基本结构的通信网络的可扩展性，总线型网络的可扩展性最好，令牌总线网次之，令牌环网稍差。为保证令牌环网具有较好的可扩展性，在环网中应加设旁路开关。

5.2.6 为确保整个 DCS 通信网络具有良好可扩展性，DCS 通信网络应采用复合型拓扑结构，且应符合 MAP 规约。

5.2.7 DCS 可扩展性其它方面的要求：

5.2.7.1 为了使系统便于扩展，以及保证系统的可靠性，DCS 系统的裕量至少应满足如下要求：

- 现场控制站控制器最忙时，CPU 负荷率应不大于 60%；
- 操作员站最忙时，CPU 负荷率应不大于 40%；
- 内部存储器占有容量应不大于 40%；
- 外部存储器占用量应不大于 60%；
- I/O 模件的裕量应在 10%~15%；
- 系统机柜插槽裕量应 10%~15%；
- 电源负荷裕量应在 30%~40%；
- 在通信网络繁忙工况下，通信网络负荷率应能符合如下要求：以 CSMA/CD 为通信协议的总线网络，如以太网，其负荷率应不大于 20%；其它网络则不得超过 30%~40%。

5.2.7.2 DCS 控制站的可扩展性要求

从以下几方面考察控制站的可扩展性：

5.2.7.2.1 控制站至少应能连接下面输入输出信号类型

a) 模拟量输入：4mA~20mA 信号（接地或不接地），最大输入阻抗为 250Ω，系统应提供 4mA~20mA 二线制变送器的直流电源。对 1VDC~5VDC 输入，输入阻抗必须大于 500KΩ 或更大。

b) 模拟量输出：4mA~20mA 或 1VDC~5VDC 可选，具有驱动回路阻抗大于 600Ω 的负载

能力。负端应接到信号地上。系统应提供 24VDC 的回路电源。

c) 数字量输入：负端应接至隔离地上，系统应提供对现场输入接点的“查询”电压，“查询”电压一般要求为 48V~120V。

d) 数字量输出：数字量输出应采用电隔离输出，能直接驱动控制用电动机或中间继电器。

e) 热电阻 (RTD) 输入：应有直接接受三线制或四线制 (不需变送器) 的 Cu50、Cu100、Pt10、Pt100 等类型的热电阻能力，并且系统应提供这些热电阻所需的电源。

f) 热电偶 (T/C) 输入：应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，应在输入模件内完成。

g) 脉冲量输入：每秒应能具备接受 6600 个脉冲的能力。

上述都是些最基本的要求，控制站应有其它可选的 I/O 类型。

#### 5.2.7.2.2 控制站应有的备用余量

a) 每个机柜内的每种类型 I/O 测点都应有 10%~15% 的备用量。

b) 每个机柜内应有 10%~15% 的模件插槽备用量。该备用插槽应配置必要的硬件，保证今后插入模件就能投入运行。

c) 处理器内部存储器应有 40% 余量，外部存储器应有 60% 余量。

d) 30~40% 电源余量。

#### 5.2.7.2.3 控制站应提供的多种 PLC 和智能仪表接口

控制站应有与多种 PLC 和智能仪表 (如单回路调节器) 网络互连的能力，或留有能即插即用的接口 (即无需用户做任何工作或只需进行有关参数设置，就能与第三方系统或设备互连)；至少应提供能与多种 PLC、智能仪表互连的标准接口，以及相应的接口工具软件，以使用户进行二次开发，与 PLC 等其它设备系统互连。

#### 5.2.7.2.4 远程 I/O 接口

控制站应能采用现场总线技术，通过现场总线接口模件或其它技术，有与远程 I/O 互连的能力或相应的方法。

### 5.3 DCS 实时性评估导则

5.3.1 “实时性”是 DCS 系统一项重要的性能指标，通常采用“最大延时”或“响应时间”来定量描述。响应时间越短，就标志着系统的实时性越好。

5.3.2 DCS 系统的实时性有两级含义，第一级是指控制站的实时性，第二级是指通信网络的实时性。

5.3.3 DCS 通信网络实时性约束条件：要保证整个通信网络的实时性必须满足下列三个约束条件：

a) 应当限定每个站每次取得通信权的时间上限。若超过此值，无论本此通信任务是否完成，均应立即释放通信权。这一时间约束条件可以防止某一站长期霸占通信网络导致其它各站实时性恶化。

b) 应当保证在某一固定的时间周期内，通信网络的每一个站都有机会取得通信权，以防止个别站长时间得不到通信权而使其实时性太差甚至丧失实时性。只要有一个站出现这种情况，整个通信网络的实时性就算没有达到要求。这一固定时间周期的长短，从整体上标志着一个通信网络的实时性的高低。

c) 对于紧急任务，当其实时性临时变得很高时，应当给以优先服务。对于实时性要求比较高的站，也应当使它取得通信权的机会比其它站多一些。如果能采用静态的方式赋予某些站较高的优先权，采用动态的方式赋予某些通信任务以比较高的优先权，则将



使紧急任务及重要站的实时性得到满足。

5.3.4 DCS 通信网络一般应采取 3~4 层的复合结构, 各层采用不同协议, 以满足实时性和通信量的要求。

5.3.5 对于某些实时性要求很高的应用场合, 应将其低层通信网络分成独立的几段, 各用一个子网去实现, 以满足实时性要求。也可在低层设立双总线, 一条为高速总线, 一条为低速总线, 对紧急任务由高速总线完成, 普通任务由低速总线完成, 这样也比较容易满足实时性要求。

5.3.6 提高实时性的其它技术

为减少通信网络中交换的数据量, DCS 可以采用例外报告技术和分布式实时数据库技术。

5.3.7 DCS 其它方面实时性指标

DCS 至少应满足以下实时性要求:

——CRT 画面上数据的刷新周期为 1s;

——从操作员发出指令到通道板输出, 或信号从通道板输入到 CRT 上显示的时间(不包括执行器动作时间), 应在 1s~1.5s;

——标准画面显示时间应在 1 秒左右; 复杂画面显示时间应小于 2s;

——所有模拟量输入信号每秒至少应扫描和更新 4 次, 所有数字量输入信号每秒至少扫描和更新 10 次, 事故顺序(SOE)输入信号的分辨力应不大于 1ms。要求 I/O 模件的模拟量采集周期至少应在 100ms 和 5s 之间可组态, 数字量采集周期至少应在 50ms 和 100ms 之间可组态。回路控制周期至少应在: 0.1s 和 2s 之间可组态。

5.4 DCS 可靠性评估导则

5.4.1 可靠性指标

衡量可靠性的指标, 常用的有可靠度、平均故障间隔时间 MTBF、平均修复时间 MTTR 及可利用率等。

5.4.2 提高 DCS 系统容错性能的措施

DCS 系统容错性能是靠冗余技术来实现的, 具体来说, 主要应有以下几方面措施:

5.4.2.1 操作员站的热备用

操作员站应互为热备用, 一旦某台出现故障, 其功能立即可由另一台承担。系统中只要有一个操作员站处于正常状态, 系统就可正常工作, 完成规定的监视、操作及控制等功能。

5.4.2.2 通信网络系统的 1:1 备用

要求 DCS 通信网络采用双重化结构, 即 1:1 备用, 或者采用其它相应的可靠性措施。不仅要求通信介质(通信电缆、光缆等) 1:1 冗余, 而且相应的通信接口也要求采用 1:1 冗余措施。

5.4.2.3 控制站及其模件的冗余

控制站应根据用户需要可冗余配置的。控制处理器应能做到 1:1 冗余, 其它 I/O 模件也应有冗余功能, 可根据需要进行冗余配置。工作模件和备用模件之间的切换应确保是双向无扰动的。当系统采用门路和其它类型的控制器(如 PLC) 连接时, 应保证其它类型控制器连同门路可靠地冗余切换。

5.4.2.4 多级并联电源系统

DCS 应采用多级并联电源系统。任何一路电源故障, 仍能保证系统正常工作。

5.4.3 提高 DCS 系统可靠性的措施

DCS 系统可靠性一般用 MTBF 系统平均无故障时间来衡量, DCS 系统的高可靠性是依



靠完善技术来实现的，具体来说，主要应有以下几方面措施：

- 采用的元件应经过老化处理。
- 应采用品质优良、失效率较低的元件。
- 元件应降级使用。所谓降级使用就是使元件工作在额定条件以下，适当地降级使用可以使元件的失效率降低一到两个数量级。
- 各种模件应尽可能采用低功耗元件，以降低功耗和发热。
- 电路板应采用金属传导散热和表面安装技术。
- 模件应具有自治能力，即能独立工作。
- I/O 模件的通道之间应有隔离措施。
- I/O 模件的通道与现场信号之间是否有隔离措施，或其它保护措施。

#### 5.4.4 提高 DCS 系统可维护性的措施

DCS 系统可维护性主要依靠故障自诊断自修复技术来实现的，具体来说，主要应有以下几方面措施：

##### 5.4.4.1 模件级的自诊断功能

所有模件都应有自诊断功能，诊断应包括这几方面：CPU、内存、开关量输入/输出通道、模拟量输入/输出通道等自检。一旦发现故障，在模件的面板和其它地方（如操作员站 CRT）应有明确的指示及报警，以便于故障定位。

##### 5.4.4.2 操作员站自诊断功能

操作员站应具有自诊断功能，当操作员站的硬件、软件、数据库、冗余切换等发生故障时，应及时记录并报警。

##### 5.4.4.3 带电更换模件

所有模件都应可以在线更换，无需切断电源，无需采用特别的防静电措施。带电更换模件不应产生任何扰动。

##### 5.4.4.4 网络自诊断功能

通信网络应具有定期自诊断及故障报警，以及单条网络失效后自动向冗余网络切换的功能。同时，应提供通信网络性能测试、故障诊断工具，以使用户检测网络节点是否入网、退网、故障等状态。

##### 5.4.4.5 应能方便地在线修改控制组态和应用软件，在线修改不会对系统产生扰动

5.4.4.6 通过工程师站及其它工具（如手操器、便携式微机），所有的输入/输出信号都可以方便地被强制。该功能可以大大方便现场调试。

5.4.4.7 所有故障，包括模件级、网络、操作员站、系统等故障，都应能及时记录并报警，以便进行故障分析和修复。

## 6 DCS 系统操作员站技术导则

### 6.1 操作员站的基本功能要求

操作员站是最主要的人机接口（MMI），其主要任务是在标准画面和用户组态画面上，汇集和显示有关的运行信息，供运行人员据此对机组的运行工况进行监视和控制。

操作员站的基本功能要求如下：

- 监视系统的每一个模拟量和数字量；
- 显示并确认报警；
- 显示操作指导；

- 建立趋势画面并获得趋势信息；
- 打印报表；
- 控制驱动装置；
- 自动和手动控制方式的选择；
- 调整过程设定值和偏置等；
- 在线趋势曲线和运行报表组态功能；
- 操作确认；
- 操作员站必须具有多级口令字保护，以防越权操作。

有关图形显示、生产流程画面等详细要求参见 DAS 部分——“9.1 数据采集系统”。

## 6.2 操作员站的硬件配置最低要求

6.2.1 操作员站由工业微机（通用 PC 机）或工作站、（工业）键盘、鼠标或轨迹球和其它外设（如打印机）等组成。

6.2.2 操作员站硬件配置基本原则：操作员站应采用通用的、标准化的计算机设备。由于计算机技术的发展日新月异，为了减轻今后备品备件的压力，以及系统升级的需要，要求操作员站硬件的选型上选用通用的 PC 平台，如选用适用于工业环境而且与 PC 兼容的工业 PC 机，或工作站（如 HP、SUN、IBM 等公司的工作站），详细内容见本标准“5.1 DCS 开放性评估准则”。

6.2.3 根据目前计算机技术的发展情况，操作员站最低硬件配置要求如下：

- CPU：32 位字长，带 128K Cache。如 pentium 以上的 CPU
- 内存容量：128M 或以上
- 硬盘容量：4G 或以上
- 显示器：20" 或以上工业监视器，分辨率 1024X768 或以上，256 色以上。
- 可读写光驱：容量 600M 或以上（或者磁带机可选）
- 软驱：3.5"
- 网卡：双冗余标准化网络控制板（依照具体通信网络进行配置，但网卡至少应是冗余的）。
- 电气接口：一个并口，两个串口（EIA RS-232-C），最好是通过跳线能改为 RS422/RS485 串口。
- 光标定位设备：鼠标器、轨迹球或光笔
- 键盘：标准 101 防水键盘
- 电源：250W 或以上开关电源
- 打印机：行式打印机。

这些设备除工业键盘外，均应采用通用设备，一般不需 DCS 厂家特殊制造。

## 6.3 操作员站软件及其它要求

6.3.1 操作员站软件应提供舒适、符合人机工程、友好界面的全图形操作环境。

6.3.2 操作员站软件基本要求：

应尽量采用通用化、标准化的软件包，以满足未来的技术改进和升级的需要。

- a) 操作系统采用通用化、标准化的网络操作系统，如 UNIX、WINDOWS NT 等；
- b) 历史数据库系统应尽可能采用通用化、标准化的数据库，如 Oracle、Informix、Sybase 等；
- c) 采用标准化图形界面，如 WINDOW、X-WINDOW、OSF-Motif 等；图形软件显示分辨率至少应为 1024×768、256 色。



总之 DCS 一方面应选用通用的 PC 平台, 至少是在操作员站的硬件选型上选用 PC 平台; 另一方面, 在自己的软件中加入能与广大软件资源接口的界面, 或选用通用化、标准化软件包。有关对实时操作系统、历史数据库、标准界面等方面的要求或评估, 详见本标准“5.1 DCS 开放型评估导则”。

### 6.3.3 操作员站软件兼容性要求

操作员站软件应具有兼容性, 即现今的(应用)软件可以不加修改地运行在未来软件和硬件环境中。

6.3.4 至少应提供 2 组操作员站。各个操作员站应具有同等的数据库, 万一其中一个操作员站出现故障, 系统仍可以通过另外一个操作员站继续运行。同时, 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。

6.3.5 至少应提供 6 台 CRT, 其中 5 台安放在单元控制室内, 1 台安放在工程师室内。每台 CRT 应有其独立的显示发生器, 单元控制室内的所有 CRT 应组态相同, 可互为备用。

6.3.6 每一个操作员站都应是冗余通信总线上的一个工作站, 且每个操作员站应有独立的冗余网卡, 网卡分别与冗余的通信总线相连。

6.3.7 调用任一画面的击键次数, 不应多于三次。标准画面均应能在 1s 时间内完全显示出来, 复杂画面显示时间应不大于 2s~3s。所有显示的数据应每秒更新一次。

6.3.8 运行人员通过键盘、触屏或鼠标等手段发出的任何操作指令均应在 1s 或更短的时间内被执行。在任何工况下, 从运行人员发出操作指令到被执行完毕的确认信息在 CRT 上反应出来的时间应在 2s 左右。(上述时间不包括执行机构动作的时间)。

### 6.3.9 记录打印机和彩色图形打印机

——记录打印机应是带微处理器的单色打印机, 打印速率至少每秒 400 个字符, 每行至少 132 个字符。

——整个 DCS 应配置 4 台记录打印机, 安放在单元控制室; 所有记录打印机都应能互相切换使用。

——提供一台彩色图形打印机, 它应能根据要求打印任一 CRT 画面。

## 7 DCS 系统工程师站技术导则

### 7.1 工程师站的基本功能要求

#### 7.1.1 工程师站应提供的组态功能

工程师站的最主要功能是对 DCS 进行离线配置和组态工作。在 DCS 工程师站中, 至少应提供如下组态功能:

a) 硬件配置组态功能: 其中包括定义各个控制站的站号, 网络节点号等网络参数, 站内的 I/O 配置, 如各个 I/O 点信号性质, 信号调理类型等。

b) 数据库组态功能: 定义系统中数据库的各种参数, 系统数据库包括实时数据库和历史数据库, 实时数据库组态主要对各数据库逐点定义其名称、工程量转换系数、上下限值、报警条件等, 历史数据库组态需要定义各个进入历史库的点的保存周期等。

c) 回路控制组态: 该功能定义各个控制回路的控制算法、调节参数、某些系数等。

d) 顺序控制组态: 这种组态定义预先确定的处理过程。一般使用梯形图语言(Ladder)或顺序功能块进行定义。

f) 控制算法语言的组态: 在有些情况下, 特别是一些较特殊的控制处理, 使用若干程序语句来处理可以更简单明了, 因此工程师站应具有控制算法处理程序, 以便进行算



法语言定义。算法语言的主要方法是用一些类似程序语言的语句组合来描述一个控制过程，以实现预定的控制功能。

g) 操作员站显示画面的生成：在工程师站上可方便地绘制应用系统所需的各种总貌图、流程图和工况图等，还可以灵活地设置多种动态显示方式。

h) 报表生成组态：在工程师站上可以直接设计报表，包括报表形式及各个表项中所包含的实时数据和历史数据。

i) 组态数据的编译和下载：可以将各种组态定义的文本文件编译成二进制文件，然后下载到对应的操作员站和现场控制站中，以在实际运行中使用。另外，工程师站应当具有部分代码下载功能。

j) 操作安全保护组态：工程师站应安全保护组态功能，可以生成各种安全级别的保护口令，以防非法人员进入系统，进行越权操作。

### 7.1.2 工程师站对系统的监控功能

工程师站必须具有对 DCS 系统的运行状态进行监控的功能，包括对各个控制站的运行状态、各个操作员站的运行情况、各级网络通信情况等方面的监控。

### 7.1.3 工程师站应具有在线组态、下装和强制功能

工程师站具有在线组态功能，如上下限值的改变、控制参数的调整、对现场 I/O 站的直接操作、对某个 I/O 点的强制，以及在部分代码的方式下能在线修改控制算法及下装等。

## 7.2 工程师站的硬件配置最低要求

7.2.1 工程师站硬件配置基本原则：工程师站应采用通用的、标准化的计算机工作站。由于计算机技术的发展日新月异，为了减轻今后备品备件的压力，以及系统升级的需要，要求工程师站硬件的选型上选用通用的微机工作站（如 HP、SUN、IBM 等工作站）。

7.2.2 根据目前计算机技术的发展情况，工程师站最低硬件配置要求如下：

- CPU：32 位字长，带 128K Cache。如 pentium 以上的 CPU
- 内存容量：128M 或以上
- 硬盘容量：4G 或以上
- 显示器：20" 或以上工业监视器，分辨率 1024X768 或以上，256 色以上。
- 可读写光驱：容量 600M 或以上（或者磁带机可选）
- 软驱：3.5"
- 网卡：双冗余标准化网络控制板（依照具体通信网络进行配置，但网卡至少应是冗余的）。
- 电气接口：一个并口，两个串口（EIA RS-232-C），最好是通过跳线能改为 S422/RS485 串口。
- 光标定位设备：鼠标器
- 键盘：标准键盘
- 电源：开关电源
- 打印机：喷墨或激光打印机

上述设备均应采用通用设备，一般不应特殊制造。由于工程师站放在计算机房内，工作环境条件较好，因此不一定非要选用工业型机器，但由于工程师站要长期在现场连续在线运行，因此其可靠性、抗干扰性要求较高。

### 7.3 工程师站软件及其它要求

a) 工程师站系统软件基本要求：应尽量采用通用化、标准化的软件包。操作系统采用通用化、标准化的操作系统，如 UNIX、WINDOWS NT 等；采用标准化图形界面，如 WINDOWS、X-WINDOWS 等。

b) 组态软件基本要求：要求所有组态软件以图形方式组态为主，以填表、文本输入组态为辅。特别是现场控制站的控制算法实现、操作员站的图形界面生成更要求以图形方式组态。

c) 组态软件先进性要求，组态软件符合 IEC1131—3 标准，并且提供以下四种组态软件用于过程控制算法组态：

- 用于连续控制和逻辑控制的顺序功能图 (SFC)
- 用于运算和回路控制的功能块图 (FBD)
- 用于逻辑控制的梯形图 (LD)
- 用于完成用户自行编制控制算法的结构化文本语言 (ST)

d) 应具备性能计算组态软件。

e) 应能提供用户二次开发所需的各种应用开发工具软件及其使用说明，如接口工具软件、高级编程语言 (Fortran、BASIC、C 语言等)。

f) 应能提供用户开发自定义功能块的能力，用户可以在应用程序中多次使用这些功能块。

g) 工程师站应能调出任一已定义的系统显示画面。在工程师站上生成的任何画面和趋势图等，均应能通过通信网络加载到操作员站。

h) 工程师站应能通过通信网络，既可调出系统内任一控制站的组态信息和有关数据，还可使用户方便地将组态数据下载到控制站和操作员站，而不影响系统的正常工作。此外，当重新组态的数据被确认后，系统应能自动刷新组态数据。

## 8 DCS 系统（现场）控制站技术导则

### 8.1 （现场）控制站的硬件基本要求

#### 8.1.1 （现场）控制站硬件一般要求

以下对控制站的一般要求适用于所有控制站及其模块：

- 8.1.1.1 控制站应能根据用户需要可 1:1 冗余配置的；
- 8.1.1.2 控制站网络接口卡应采用 1:1 冗余结构；
- 8.1.1.3 控制站模块应有多种冗余组态方法；
- 8.1.1.4 控制站应提供手操器或其它便携式操作设备的标准接口（如 RS-232、RS-485 等），以便于用户直接对控制站进行组态、维护以及其它工作；
- 8.1.1.5 为保证系统的可利用率，方便用户现场调试、维护，控制站应能够在线或离线形式下组态及组态后在线下装，且能支持部分代码下装；
- 8.1.1.6 控制站应由先进可靠的、以微处理器为基础的模块组成；
- 8.1.1.7 控制站内所有模块均应是固态电路，标准化、模块化和插入式结构；
- 8.1.1.8 模块的插拔应有导轨和联锁，以免造成损坏或引起故障。模块的编址不应受在机柜内的插槽位置所影响，而是在机柜的任何位置上都应能执行其功能；
- 8.1.1.9 控制站内模块应能带电插拔而不损坏，且不影响其它模块正常工作；
- 8.1.1.10 模块的种类和尺寸规格，应尽量少，以减少备件的范围和费用支出；
- 8.1.1.11 所有模块应清晰地标明各元器件的型号、规格等，并带有 LED 显示，以便于 I/O



状态、自诊断显示等；

8.1.1.12 模件应有比较强的自治能力：即该模件故障不会导致其它模件故障，此外，数据通信总线（模件总线）故障不会影响处理器模件的运行；

8.1.1.13 对某个模件的切除、修改或恢复投运，均不应影响其它模件的运行；

8.1.1.14 控制站电源应属系统的可恢复性故障，一旦重新受电，控制站应能自动恢复正常工作而无需运行人员的干预；

8.1.1.15 要求硬件独立于应用软件，这样就允许硬件的升级不会使原有的应用软件无效。即未来技术改进和系统升级时，用户无需修改原来的软件和现场接线，就能使之运行在新系统中；同时为了随时吸收最新的技术，使之融合到现有的系统中，DCS 系统应具有运行不同版本软件的能力，以方便系统的软件版本升级。

8.1.1.16 组态数据（信息）应存储在非易失的存储器 EEPROM 中，或存储在带有后备电池的 RAM 中。

#### 8.1.2 处理器模件（也称控制器模件）的硬件基本要求

在满足 8.1.1（现场）控制站硬件一般要求的基础上，处理器模件应满足如下要求：

8.1.2.1 控制站内的处理器模件应各司其职（功能上应分离）以提高系统的可靠性。处理器模件应能使用 I/O 模件采集的过程信息来完成相应的控制任务。

8.1.2.2 处理器模件若使用随机存储器（RAM），则应有电池做 RAM 的后备电源。

8.1.2.3 处理器模件（控制器模件）应根据需要进行冗余配置，一旦某个工作的处理器模件发生故障，系统应能自动地以无扰方式，快速切换至与其冗余的处理器模件，并在控制站和操作员站报警。在工作模件与冗余模件切换时，应确保是无扰的、快速的、安全的。

8.1.2.4 冗余配置的处理器模件应均能接受系统对它们进行组态和组态修改；冗余模件应处于热备用状态，应能不断更新其自身获得的信息。

#### 8.1.3 I/O 模件的硬件基本要求

在满足 8.1.1（现场）控制站硬件一般要求的基础上，I/O 模件应满足如下要求：

8.1.3.1 I/O 模件应“智能化”，以减轻处理器模件（控制器模件）的处理负荷。I/O 模件应能完成扫描、数据标定、数字化输入/输出、线性化、热电偶冷端补偿、过程点质量判断、工程单位换算等功能。

8.1.3.2 I/O 模件实时性应满足本标准“DCS 实时性评估导则” 5.3.9 的要求。

8.1.3.3 在正常的工况下，I/O 模件的精度应满足如下要求：

- 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 $\pm 0.25\%$

系统设计应满足在六个月内不需手动校正而保证这三个精度的要求。

8.1.3.4 应提供热电偶、热电阻及 4mA~20mA 信号的开路、短路以及输入信号超出工艺可能范围的检查功能，这一功能应在每次扫描过程中完成。

8.1.3.5 电源故障不应造成已累积的脉冲输入读数丢失。

8.1.3.6 模件故障时，执行机构应能保持故障前的位置。

8.1.3.7 冗余输入的热电偶、热电阻、变送器信号的处理，应由不同的 I/O 模件来完成。单个 I/O 模件的故障，不能引起任何设备的故障或跳闸。

8.1.3.8 每 8 个模拟量输入通道至少应有一个单独的 A/D 转换器，否则应由冗余配置；每个模拟量输出通道应有一个单独的 D/A 转换器；每一路热电阻输入应有单独的桥路。此



外，所有的输入/输出通道和工作电源，均应互相隔离。

## 8.2 (现场) 控制站软件基本要求

为保证软件的高可靠运行及现场数据的保护，各种采集、运算和控制策略程序代码都应下载并固化在处理器（控制器）模件或 I/O 模件的非易失存储器中。

### 8.2.1 (现场) 控制站输入/输出软件

控制站上一般固化有下列几种数据处理软件模块：

- 开关量输入模块
- 开关量输出模块
- 模拟量输入处理模块
- 模拟量输出处理模块
- 脉冲量输入处理模块
- 脉宽调制输出处理模块
- 中断处理模块

上述软件模块完成各种现场信号的采集、转换及输出功能：如 4mA—20mA、1V—5V、多种热电偶/热电阻信号、开关信号、中断信号、频率信号、转速信号等。同时，上述软件模块还应至少具有以下预处理功能：

- 线性物理量的工程量单位转换；
- 流量信号的温度压力非线性补偿；
- 热电偶信号的冷端补偿，热电偶、热电阻信号的线性化换算；
- 输入信号的报警极限检测；
- 可选的软件滤波功能，包括平均滤波、中值滤波、加权滤波等。

### 8.2.2 (现场) 控制站回路控制软件

#### 8.2.2.1 控制站应具有的基本算法模块及功能

控制站应具有以下基本算法模块和功能：

- 四则运算、乘方、开方运算、指数、对数运算；
- 一阶、二阶过程的模拟；
- 各种辅助运算模块如选择器、比较器、定时器、计数器、限幅与限速、布尔运算、算术运算、积算器、死区、微分、其它各种非线性环节等；
- 单回路、串级 PID 调节、复杂 PID 调节（如前馈、滞后补偿等）、Smith 预估器；
- 比值控制、解耦控制；
- 针对常规 PID 调节中的调节特性的需要，应能提供诸如抗积分饱和、不完全微分、积分分离、微分先行等算法模块。
- 顺序控制功能块或梯形图算法，用于联锁与顺控。

#### 8.2.2.2 控制站应具有可选的先进算法模块及功能

控制站应至少能满足以下两条之一：

a) 为满足高级控制的要求，控制站应具有可选择的如下先进算法模块：

- 多重选择模块，如 IF...THEN...ELSE...模块；
- 自适应控制，如模型参考自适应控制系统、自校正控制器等；
- 预测控制，如模型算法控制、动态矩阵控制、模型预测启发控制等；
- 智能控制，如模糊控制、专家系统等。

b) 控制站应具有用户自己开发自定义的算法功能模块的能力。

### 8.2.3 (现场)控制站软件其它要求

8.2.3.1 现场控制站的通信功能分为两大部分,一是经由控制级网络与上位操作员站及工程师站的相互通信;二是控制站内部的通信(即模件之间的通信)。为了确保安全、可靠、快速地通信,同时保证实时控制,通信时不应占用控制器的时间、控制要求通信时应无需等待。也就是说,控制用处理器与通信用处理器是分开的,在通信时,不占用控制用处理器的运算时间,既可提高控制的响应速度,又可保证通信的实时性和安全性。

8.2.3.2 模拟量控制系统处理器模件完成所指定任务的最大执行周期不应超过 250ms,开关量控制的处理器执行周期不应超过 100ms。对需快速处理的模拟和顺序控制回路,处理器应能每 125ms(前者)和 50ms(后者)执行一次。

8.2.3.3 顺序逻辑的编程应使顺控的每一部分都能在操作员站 CRT 上显示并且各个状态都能得到监视。

8.2.3.4 所有顺控逻辑的组态都可在系统内完成。

8.2.3.5 顺控逻辑应采用熟悉的,用户易于掌握的功能符号,以逻辑图或梯形图格式进行组态,并能以图形方式打印出已组态的逻辑。

8.2.3.6 系统自诊断功能应能诊断至模件级故障。报警功能应使运行人员能方便地辨别和解决各种问题。

8.2.3.7 工程师站应能对控制站组态进行修改。不论该控制站是在线或离线均能对该站的组态进行修改,而不会影响系统的正常工作。控制站内增加或变换一个测点,应不必重新编译整个系统的程序。

8.2.3.8 控制站本身应有一定规模的实时数据库,以提高控制站的自治性,减少和其它控制站的信息交换,进一步减少通信网络的负荷,提高实时性。

8.2.3.9 控制站应具有可选的支持二次开发应用的工具软件以及能支持高级编程语言的应用,如 C 语言、BASIC 等。

### 8.3 (现场)控制站机柜、电源及接线要求

#### 8.3.1 电源基本要求

8.3.1.1 电子装置机柜、操作员站和工程师站,应能接受两路交流  $220V \pm 10\%$ ,  $50Hz \pm 1Hz$  的单相电源。这两路电源中一路来自不间断电源(UPS),另一路来自厂保安段电源。

8.3.1.2 除能接受上述两路电源外,应在各个机柜和站内配置相应的冗余电源切换装置和回路保护设备,并用这两路电源在机柜内馈电。

8.3.1.3 机柜内配置冗余交直流电源。交直流电源都应具有足够的容量和适当的电压,能满足设备负载的要求。

8.3.1.4 任一路电源故障都应报警,两路冗余电源应能自动无扰切换。在一路电源故障时自动切换到另一路,以保证任何一路电源的故障不会导致系统的任一部分失电。

8.3.1.5 电子装置机柜内的馈电应分散配置,以获取最高可靠性,对 I/O 模件、处理器模件、通信模件等都应提供冗余的电源。

8.3.1.6 接受变送器输入信号的模拟量输入通道,应能承受输入端子完全的短路,并不影响其它输入通道,否则,应有单独的熔断器进行保护。

8.3.1.7 无论是  $4mA \sim 20mA$  输出还是脉冲信号输出,都应有过负荷保护措施。此外,应在系统机柜内为每一被控设备提供维护所需的电隔离手段。任一控制设备的电源被拆除,均应报警,并将受此影响的控制回路切至手动。

8.3.1.8 每一数字量输入输出通道都应有单独的熔断器或采取其它相应的保护措施。

#### 8.3.2 控制站机柜和接线要求



- 8.3.2.1 控制站机柜的外壳防护等级，室内应为 NEMA12 (IP52)，室外应为 NEMA4 (IP56)。
- 8.3.2.2 机柜门应有导电门封垫条，以提高抗射频干扰 (RFI) 能力。柜门上不应装设任何系统部件。
- 8.3.2.3 机柜的设计应满足电缆由柜底或柜顶引入的要求。
- 8.3.2.4 对需散热的电源装置，应提供排气扇和内部循环风扇。
- 8.3.2.5 机柜内应装设温度检测开关，当温度过高时进行报警。
- 8.3.2.6 装有风扇的机柜应提供易于更换的空气过滤器。
- 8.3.2.7 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 以上和柜顶 150mm 以下。
- 8.3.2.8 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。
- 8.3.2.9 端子排、电缆夹头、电缆走线槽及接线槽均应由“非燃烧”型材料制造。
- 8.3.2.10 机柜、控制台以及其它设备之间互连的电缆（包括两端的接触件）应符合 IEEE 防火标准。
- 8.3.2.11 组件、处理器模件和 I/O 模件之间的连接应避免手工接线。
- 8.3.2.12 机柜内应预留充足的空间，以方便接线、汇线和布线。

#### 8.4 (现场) 控制站系统可扩展性要求

从以下几方面考察控制站的可扩展性：

- 8.4.1 控制站至少应能连接下面输入输出信号类型，应满足本标准“DCS 可扩展性评估导则”5.2.7.2.1 的要求。
- 8.4.2 控制站应有的备用余量，应满足本标准的“DCS 可扩展性评估导则”5.2.7.2.2 的要求。
- 8.4.3 控制站应提供的多种 PLC 和智能仪表接口，应满足本标准“DCS 可扩展性评估导则”5.2.7.2.3 的要求。
- 8.4.4 远程 I/O 接口，应满足本标准“DCS 可扩展性评估导则”5.2.7.2.4 的要求。

## 9 DCS 功能技术导则

### 9.1 数据采集系统 (DAS) 技术导则

数据采集系统 (DAS) 应连续采集和处理所有与机组有关的重要测点信号及设备状态信号，以便及时向操作人员提供有关的运行信息，实现机组安全经济运行。一旦机组发生任何异常工况，应及时报警，提高机组的可利用率。

一般来说，DAS 至少应有下列功能：

- 显示：包括操作显示、成组显示、棒状图显示、报警显示等；
- 制表记录、打印：包括定期记录、事故追忆记录、事故顺序 (SOE) 记录、跳调闸一览记录及打印等；
- 历史数据存储和检索；
- 性能计算。

#### 9.1.1 DAS 系统显示功能

##### 9.1.1.1 DAS 系统显示功能的基本技术要求

DAS 系统具有的显示功能至少应满足下列基本要求：

- a) 每个 CRT 应能综合显示字符和图象信息，机组运行人员通过 CRT 实现对机组运行过程的操作和监视；



b) 每幅画面应能显示过程变量的实时数据和运行设备的状态，这些数据和状态应每秒更新一次；显示的颜色或图形应随过程状态的变化而变化；棒状图和趋势图应能显示在任意一个画面的任何一个部位上；

c) 应可显示 DCS 系统内所有的过程点，包括模拟量输入、模拟量输出、数字量输入、数字量输出、中间变量和计算值等；对显示的每一个过程点，应显示其标志号 (Tag 号)、英文 (中文) 说明、数值、性质、工程单位、高低限值等；

d) 应提供对机组运行工况的画面开窗显示、滚动画面显示和图象缩放显示，以便操作人员能全面监视，快速识别和正确进行操作；

e) 应设计机组和设备运行时的操作指导，并由 CRT 的图象和文字显示出来；操作指导应划分为三个部分，即起动方式、正常方式和跳闸方式；

f) 根据用户提供的 P&ID 图和运行要求，提供至少 200 幅用户画面 (通常指机组模拟图)；用户画面的数量，应可在工程设计阶段按实际要求进行增加。

g) 运行人员可通过鼠标 (或键盘、光笔等)，对画面中的任何被控装置进行手动控制 (包括手/自动切换)；画面上的设备处于自动顺控状态时，模拟图上应反映出运行设备的最新状态及自动程序目前进行至哪一步；若自动顺控失败，则应有报警并显示故障出现在顺序的哪一步；

h) 可在工程师站上，使用画面生成软件自己制作和修改画面；应提供符合 ISA 过程设备和仪表符号标准的图素库；当用户需要使用的图素，未包括在现有的图素库中时，用户应可使用图素生成器，建立用户自定义的新图素；用户自定义的新图素应能方便地被存储和检索。

i) 应说明其所供系统的画面显示能力，每幅画面能够容纳多少图素以及每幅画面能容纳多少能实时更新和被控的过程测点 (即模拟量和数字量)。

#### 9.1.1.2 DAS 系统操作显示

应采用多层次显示结构，显示的层数应根据工艺过程和运行要求来确定，这种多层显示可使运行人员方便地翻页，以获得操作所必需的细节和对特定的工况进行分析。多层显示应包括厂区级显示 (或称概貌显示)、功能组显示和细节显示，具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D1.1 DAS 系统操作显示”。

#### 9.1.1.3 DAS 系统标准画面显示

标准画面显示应包括成组显示、棒状显示、趋势显示、报警显示等标准画面显示，并已预先做好或按本工程的具体要求稍作修改，具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D1.2 DAS 系统标准画面显示”。

#### 9.1.2 DAS 系统记录功能

所有记录应使用可编辑的标题，而不是预先打印的形式。应按用户指定的格式，确定所有记录的标题。记录功能可由程序指令或运行人员指令控制，数据库中所具有的所有过程点均应可以记录。记录功能包括定期记录、运行人员操作记录、事件顺序记录 (SOE)、跳闸记录、操作员记录、设备运行记录等，具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D1.3 DAS 系统记录功能”。

#### 9.1.3 历史数据的存储和检索 (HSR)

设置 HSR 的目的是为了保存长期的详细的运行资料。提供的 HSR 系统应与 DCS 设计相一致，应能存储整个机组所有的过程点 (包括所有输入输出点和中间计算变量)。应提供长期存储信息的磁带机或光盘驱动器。HSR 的检索可按指令进行打印或在 CRT 上显示出来。

#### 9.1.4 性能计算

应提供在线性能计算的能力，以计算发电机组及其辅机的各种效率及性能参数，这些计算值及各种中间计算值应有打印记录并能在 CRT 上显示，大部分的计算应采用输入数据的算术平均值。性能计算至少应有下列内容：

- 由锅炉热效率、汽轮发电机循环综合热耗率及厂用电消耗计算得出的机组净热耗率。
- 用输入—输出方法，计算汽轮发电机整个循环性能，所获得的数据应与主蒸汽温度、压力及排汽压力等偏差进行校正。
- 用焓降的方法计算汽轮机效率，同时应分别计算高压缸、中压缸和低压缸的效率。
- 用输入—输出和热量损失的办法，计算锅炉效率。并应分别列出可控热量损失和非可控热量损失。
- 用端差及逼近法，计算给水加热器效率。
- 用“热交换协会标准 (HEIS)”提供的凝汽器清洁系数，计算凝汽器效率。
- 用能量平衡原理，计算空气预热器效率。
- 锅炉给水泵和给水泵汽轮机效率。
- 过热器和再热器效率。
- 用蒸汽温度、进汽压力、凝汽器压力、给水温度、过剩空气等的偏差，计算热效率与额定热效率的偏差，并计算偏差所引起的费用。

以上这些性能计算应在 25%以上负荷时进行，每 10min 计算一次，计算精确度应高于 0.1%。具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D1.4 性能计算细则”。

## 9.2 模拟量控制系统 (MCS) 技术导则

### 9.2.1 模拟量控制系统的基本要求

9.2.1.1 控制系统应包括以微处理器为基础构成的各个子系统，这些子系统实现下文规定的对单元机组及辅机系统的调节控制。

9.2.1.2 应将锅炉—汽机—发电机组作为一个单元整体进行控制，使锅炉和汽机同时响应控制要求，确保机组快速和稳定地满足负荷的变化，并保持稳定的运行。

9.2.1.3 控制系统应满足机组安全启、停及定压、滑压运行的要求。

9.2.1.4 控制系统应划分为若干子系统，子系统设计应遵守“独立完整”的原则，一方面保证子系统能不依赖（或尽可能少依赖）其它系统而独立运行，另一方面以保证数据通信总线上信息交换量最少。

9.2.1.5 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。

9.2.1.6 协调控制系统应与汽机控制系统、汽机旁路控制系统、燃烧器控制和炉膛安全系统完全协调。

9.2.1.7 控制的基本方法是必须直接并快速地响应代表负荷或能量指令的前馈信号，并通过闭环反馈控制和其它先进策略，对该信号进行静态精确度和动态补偿的调整。

9.2.1.8 控制系统应具有一切必要的手段，自动补偿及修正机组自身的瞬态响应及其它必需的调整和修正。

9.2.1.9 在自动控制范围内，控制系统应能处于自动方式而不需任何性质的人工干预。



9.2.1.10 控制系统应能操纵被控设备，特别是低负荷运行方式的设备，其自动方式能在从最低不投油稳燃负荷到满负荷范围内运行。（除非另有说明）。

9.2.1.11 控制系统应能调节控制装置以达到以下规定的性能指标，控制设备实现性能要求的能力，不应受到控制系统的限制。

9.2.1.12 与设定值或预定比率的允许偏差，按各种“负荷状态”规定如下：

负荷状态“A”——表示“稳态”负荷工况

负荷状态“B”——表示“慢速变化”负荷工况

负荷状态“C”——表示“快速变化”负荷工况

允许偏差如下表1：（所有负荷按锅炉最大蒸发量的百分数表示）

负荷状态	A	B	C
负荷每分钟平均变化低于（%）	1	3	5
蒸汽压力（Mpa）	±0.3	±0.5	±0.8
炉膛压力（Pa）	±100	±150	±200
氧量：低于（%）	±0.5	±0.7	±1.0
风粉混合温度（℃）	±3.0	±3.0	±4.0
汽包水位（mm）	±25	±40	±60
过热汽温（℃）	±4	±8	±10
再热汽温（℃）	±5	±10	±12

9.2.1.13 控制系统应有联锁保护功能，以防止控制系统错误的及危险的动作，联锁保护系统在锅炉及锅炉辅机安全工况时，应为维护、试验和校正提供最大的灵活性。

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

9.2.1.15 应平滑进行，不应引起过程变量的扰动，并且不需运行人员的修正。

9.2.1.16 当系统处于强制闭锁、限制、快速减负荷（RUNBACK）或其它超弛作用时，系统受影响的部分应随之跟踪，并不再继续其积分作用（以防积分饱和）。在超弛作用消失后，系统所有部分应平衡到当前的过程状态，并立即恢复其正常的控制作用，这一过程不应有任何延滞，并且被控装置不应有任何不正确的或不合逻辑的动作。应提供报警信息，指出引起各类超弛作用的原因。

9.2.1.17 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。如其余二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切换至手动。

9.2.1.18 运行人员可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用。

9.2.1.19 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，若这二个信号的偏差超出一定范围，则应有报警，并将受影响的控制系统切换至手动，运行人员可手动任选二个变送器中的一个信号用于自动控制。

9.2.1.20 运行人员可将比较逻辑切换至手动，并任选一变送器投自动。

9.2.1.21 控制系统的输出信号应为脉冲量或 4mA~20mA 连续信号，并应有上下限定，以保证控制系统故障时机组设备的安全。

9.2.1.22 在控制电源全部或部分故障时，被控装置应保持原位。

9.2.1.23 控制系统应监视设定值与被控变量之间的偏差，当偏差超过预定范围时，系统



应将控制切换至手动并报警。

9.2.1.24 当两个或两个以上的控制驱动装置控制一个变量时，应可由一个驱动装置维持自动运行。运行人员还应可将其余的驱动装置投入自动，而不需手动平衡以免干扰系统。当追加的驱动装置投入自动后，控制作用应自动适应追加的驱动装置的作用，也就是说不管驱动装置在手动或自动方式的数量如何组合变化，控制作用应是恒定的。

9.2.1.25 应对多控制驱动装置的运行提供偏置调整，偏置应能随意调整，新建立的关系不应产生过程扰动。

### 9.2.2 模拟量控制系统的具体功能要求

用 SAMA 符号表示的控制策略和功能范围的控制框图，且应足够详细，以使用户据以评估所提供的控制功能是否符合下列要求。此外，还应提供详细的文字说明，以使用户理解这些控制策略。

#### 9.2.2.1 锅炉—汽机协调控制

控制系统应协调锅炉及其辅机与汽机的运行，以便快速、准确和稳定地响应自动调度系统（ADS）或电厂运行人员的负荷指令，进行有效的生产。同时，系统还考虑诸如辅机故障或设备异常等运行限制条件，以高度适应的方式，使负荷性能达到最佳状态，满足连续、安全运行的要求。

a) 系统应能提供滑压运行方式，以满足下列三种升、降负荷要求。

##### 1) 阀门开度固定/滑压运行

汽机阀门保持在某一固定位置，蒸汽压力随负荷的增加而上升，至 85% 负荷时，压力达到额定值，此时系统进入定压运行方式，再增加负荷需要开大汽机阀门。

##### 2) 阀门开度固定，并有 ±10% 的调节

在压力上升，负荷升到 85% 的过程中，为使机组响应负荷波动并改善频率的稳定性，允许汽机调门在 10% 范围内调节。

##### 3) 程序处理

在低负荷工况时（不超过 25% 负荷），调节汽机阀门以满足负荷要求，此时汽压保持在较低的定值上，一旦负荷需要增加，即进入滑压运行方式。压力增高，负荷增加，汽机阀门除了 ±10% 的调节量以响应负荷波动并改善频率稳定性外，基本保持固定。当负荷达到 85% 时，机组运行切换至定压运行方式。

系统设计应提供运行人员选择所需运行方式的手段。

b) 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。

##### 1) 协调控制

锅炉与汽机之间有机地建立适当的关系，同时响应机组负荷指令

##### 2) 锅炉跟随

汽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

变化及由汽机引起的汽压偏差。汽压的偏差可用来校正负荷指令。

##### 3) 汽机跟随

锅炉响应机组负荷指令或运行人员手动指令的变化，汽机响应由锅炉引起的汽压变化。

系统设计应提供运行人员选择所需控制方式的手段，并且这几种方式之间的切换不

应有任何的扰动。此外，在机组遇到受限制的工况时，控制系统应能平稳地将运行方式自动切换至合适的运行方式。如当锅炉响应负荷需求受到限制时，系统应切换至汽机跟随方式，当限制取消时，再回到协调方式。当汽机响应负荷需求受到限制时，系统应切换至锅炉跟随方式，当限制取消时，再回到协调方式。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。

选择自动控制方式的任一种，均要求汽机调速器、燃料、给水系统处于自动运行状态，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。

#### 9.2.2.2 机组协调控制指令

a) 机组协调控制指令是通过输入的 ADS 信号或根据频率、功率、汽压、汽机阀位开度、机组运行工况、要求的限制等加以处理的信号构成的。运行人员能在 CRT 键盘（或鼠标）和负荷管理控制画面上实现下列功能：

- 1) 手/自动方式选择：机组负荷控制应以自动方式响应 ADS 负荷需求指令，以手动响应运行人员输入的负荷指令。
- 2) 机组负荷指令的手动调整。
- 3) 负荷高、低限值的调整。
- 4) 负荷变化率的设定。
- 5) 负荷变化方向的指示（增或减）
- 6) 负荷高、低限值的指示。
- 7) 主汽压力偏差指示。
- 8) 主汽压力设定值的设定和指示。
- 9) 负荷指令与总发电功率的指示。
- 10) 锅炉跟随、汽机跟随和协调运行方式的选择和指示。
- 11) 负荷闭锁增（BLOCK INCREASE），负荷闭锁减（BLOCK DECREASE）、快速减负荷（RUN BACK）的指示。
- 12) 滑压和定压运行方式的选择和指示。

b) 控制系统应平稳地实现下列功能：

- 1) 频率协调：汽机转速控制用于维持系统频率的稳定。机组负荷指令应自动跟踪实际测得的发电机负荷，以避免产生扰动。
- 2) 负荷限制：机组最大负荷指令应与锅炉最大出力和汽机负荷能力相适应。应提供燃料—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到达最大或最小限制时应发出闭锁增、闭锁减的控制信号。
- 3) 快速减负荷（RUN BACK）：应提供锅炉给水泵、一次风机、送风机、引风机、磨煤机等发生出力故障工况时的 RUNBACK 功能。每种 RUNBACK 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 CRT 得到 RUNBACK 工况时的信息，所有的 RUNBACK 应自动完成。当发生 RUNBACK 时，控制系统应自动切换至汽机跟随的运行方式，并保持此运行方式，直到运行人员选定新的运行方式。
- 4) 应提供与 ADS 的接口以遥控机组负荷。  
需要与 ADS 交换信号至少应有：  
——模拟量信号：  
    每台发电机组的功率（kW）

负荷调度指令的设定值

——开关量信号：

机组 ADS 待命方式

机组在 ADS 方式

机组出力限制和 RUNBACK

主机故障

5) 应提供自动发电控制 (AGC) 工作方式。当机组加入 AGC 工作方式时, 机组能稳定地进入预先设定的参数和运行方式工作, 以保证负荷调度的需要, 主要改变的参数和运行方式有:

——机组主要参数设定值

——调节汽门工作延迟时间

——滑压/定压切换点

——协调控制方式

——调频工作方式

#### 9.2.2.3 汽机控制

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

b) 要仔细审阅来自 DEH 供货商的技术资料, 并实现与 DEH 的设计接口。例如, 应提供控制 DEH 的标准脉冲 (接点) 接口。

c) 控制系统不应影响汽机调速器响应系统频率变化的调节特性, 并与汽机 DEH 控制系统相协调。

d) 如果由于某种原因, 限制了汽机控制阀的调节, 控制系统也应能在协调或整体方式下运行。如果机前压力超过允许值时, 系统应控制汽机一发电机组, 以防止机前压力进一步偏离设定值。

#### 9.2.2.4 锅炉控制

提供的锅炉控制系统应由若干个子系统组成, 这些系统应协调运行; 并具有前馈特征, 使锅炉能灵敏、安全、快速与稳定的运行, 保证在任何工况下, 生产出满足机组负荷指令所要求的电量。

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

——锅炉指令按可供的风量来限制燃料量出力, 以保证燃料量决不高于风量。

——锅炉指令按送入锅炉的总燃料量来限制风量, 以保证风量不低于燃料量。

——应根据燃料的不同发热量进行校正。

具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D2.1 锅炉控制子系统”。

#### 9.2.2.5 除氧器水位和压力控制

a) 在启动和低负荷运行期间, 由除氧器水位单冲量信号控制除氧器水位, 正常负荷时, 应为三冲量控制, 通过除氧器水位的调整来保持凝结水流量与总给水流量的平衡。

b) 除氧器水位控制由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应成比例。

c) 在水位达到高高值时, 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，打开辅助蒸汽调节阀，维持除氧器压力在预先设定值，汽机跳闸时，产生一个随时间函数衰减的较高设定值，以防止升压泵和启动给水泵时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。

### 9.3 锅炉炉膛安全监控系统（FSSS）技术导则

#### 9.3.1 锅炉炉膛安全监控系统（FSSS）基本要求

##### 9.3.1.1 总则

- a) FSSS 应是 DCS 的一部分，其处理器模块应冗余配置。
- b) FSSS 的设计应符合 NFPA85C, 85F 的规定和锅炉制造厂商的要求
- c) FSSS 应包括燃烧器控制系统（BCS）和燃料安全系统（FSS）。
- d) 应提供 FSSS 与运行人员的人机接口，使运行人员能在启动、停机或正常运行的工况下，监视 BCS 和 FSS 的自动过程。
- e) FSSS 还应有 MCS、SCS 及其它控制子系统的接口。
- f) 通过鼠标（键盘）和 CRT 显示画面，应完成所有被控制对象操作和获取系统手动、自动运行的各种信息。
- g) 应提供燃油快关阀，给煤机、磨煤机（适合直吹式制粉系统）/给粉机、排粉机（适合中间储仓式制粉系统）等的紧急跳闸手段，跳闸功能应由硬接线完成。

#### 9.3.1.2 燃烧器控制系统（BCS）基本要求

##### 9.3.1.2.1 应设计和提供具有下列主要功能的 BCS:

- a) 对油燃烧器和煤燃烧器的安全点火、投运和切除的连续监视。
- b) 提供采用最新技术和适合电厂使用且操作灵活的自动化装置，应能提供两级自动化水平。

高一级的自动化水平是应能执行自动程序控制。即从运行人员启动吹扫后到点燃一个预先选定的燃烧器组实现自动化。在单套制粉子系统投运前，投煤燃烧可能需要运行人员的干预。

次一级的自动化水平是应使运行人员能按分阶段顺序控制方式启动燃烧。例如：先进行油系统的泄漏试验，然后启动炉膛吹扫程序，再启动油枪点火程序等等。在高一级自动方式发生问题或机组运行状态需要时，应采用这种次一级自动方式。

c) 应提供在各种运行方式（即高一级自动方式、次一级自动方式及就地手操方式）下完善的监视和联锁功能，包括燃烧器火焰监视功能。

d) 在吹扫、燃烧器点火和带负荷运行期间，应控制风箱挡板位置，以满足合适的二次风分配。

e) 提供冷却风机的控制功能。

##### 9.3.1.2.2 设计的 BCS 至少应满足下列要求:

a) 应能通过 CRT/鼠标（键盘）或主控台上的手动操作，完成设备的主要操作。次要的操作通过程控自动完成。

b) 通过 CRT 画面显示，应提供运行所需的各种运行信息，使运行人员随时都能获得设备各种分运行状态的信息，以便采用自动顺序控制或在必要时切换至手动控制。应提供手动方式时的操作指导，这些操作指导应显示出下一步应执行何种操作，及整个操作步骤。操作指导应以图形方式显示在 CRT 上，并以 CRT 上各设备的颜色变化，反映各设备状态的变化。所供的联锁功能应有最大的安全性，可在组件失灵或有关设备故障而出现危险时，避免或减少所需的控制操作。

c) 点火器以对角成对地投入运行, 是从对应的暖炉油枪开始, 按时间顺序自动进行的。也可以成对地手动投入运行。油枪的点火和熄火, 应是成对或分层按时间顺序进行。

d) 在锅炉吹扫、启动和低负荷运行期间, 锅炉控制系统应维持 30% 的锅炉最低风量。这是通过同时调节所有辅助风挡板来实现的。这可保证点火时, 维持炉膛的过剩空气量和确保被点火的燃烧器周围的合理风速。

e) 在未得到 FSS 的许可条件前, 燃烧器控制系统不应向炉膛投入燃料或点火能量。

f) 在收到 MFT 信号时, 燃烧器控制系统应按指令协同 FSS 快速切断至炉膛的燃料和点火能量。

g) 系统应保证未投入运行的燃烧器和点火枪的安全。

h) 燃烧器控制逻辑应提供点火器、油枪和磨煤机组(适合直吹式制粉系统)/给粉机、排粉机(中间储仓式制粉系统)点火许可条件的自检功能。当检测到火焰丧失时, 燃烧器(煤和油)及点火枪应自动切除。任一个燃烧器火焰丧失, 应进行报警。应提供带逻辑功能的单独的火焰监视, 并通过用户认为合适的和safe的方式或程序, 切除油燃烧器和/或煤燃烧器。

i) 应采用炉膛分区跳闸原则, 自动切除磨煤机(适合直吹式制粉系统)/给粉机、排粉机(适合中间储仓式制粉系统)或油枪。

j) 在油枪退出运行后, 应对油枪进行清扫, 以除去油枪中残剩的燃料。在锅炉跳闸或点火能量不足时, 应闭锁清扫。

k) 应区分磨煤机停运和磨煤机跳闸。对磨煤机自动清扫和冷却, 应作为磨煤机停运过程中的一部分, 而在磨煤机跳闸时, 燃料应尽快地、自动切断, 并应对磨煤机充入惰性气体, 以防爆炸。(本条款使用直吹式制粉系统)。

l) 在发生 RUN BACK 时, 系统应按不同的 RUN BACK 要求, 切除一部分投入的燃烧系统, 并监视和控制炉膛燃烧工况, 维持规定的负荷。

m) 系统应提供 DAS 所需事故顺序接点输入信号。

n) 应设计有关点火枪、燃烧器、给煤机、磨煤机、给粉机、排粉机、粉仓风门挡板及辅机的显示画面。这些画面应能准确、高效地向运行人员提供启动、停运和控制设备所需的清晰、充足的信息。

### 9.3.1.3 FSS 的基本要求:

9.3.1.3.1 FSS 应能防止由炉膛内燃料和空气混合物产生的不安全工况。必要时, 切除燃料系统, 并避免锅炉受压部件过热。FSS 应通过下列监视和保护功能完成保护动作:

a) 监视锅炉和汽轮发电机组的运行工况, 并在检测到危害人员和设备安全的工况时, 发出主燃料跳闸(MFT)信号。

b) 当发现危险工况时, 应停运一部分已投运的锅炉燃烧设备和有关辅机, 快速切除进入锅炉的燃料量。

c) MFT 发生后, 应维持锅炉进风量, 以便清除炉膛内、烟道尾部和烟道中的可燃气体。

d) 在 5 分钟吹扫完成及有关许可条件满足之前, 应阻止燃料重新进入炉膛。

### 9.3.1.3.2 系统运行要求如下:

a) 快速响应跳闸输入信号。

b) 直接切断所有燃料来源。

c) 运行人员能直接进行燃料跳闸。

d) 自动记忆和显示“跳闸首出原因”。



- e) 不许有跳闸的旁路。
- f) 在允许重新投入燃料和点火前，一个时间可调的吹扫程序应安全地清除所有存在于炉膛和烟道内的可燃物。
- g) 在启动期间，炉膛开始吹扫时，应自动执行油系统的泄漏试验。或当煤在燃烧的同时，发生了油枪跳闸，应发出油枪单独进行泄漏试验的命令。
- h) 应提供一个油系统安全子系统。监视油系统压力和燃油泵的运行。如果燃烧发生中断，该系统应关闭油安全跳闸阀。
- i) 应将 MFT、磨煤机（适用直吹式制粉系统）/给粉机、排粉机（适用中间储仓式制粉系统）跳闸和油跳闸的“继电器”状态信息，送至 BCS、MCS、汽机跳闸系统、报警系统和引风机跳闸回路等有关的系统。
- j) 系统应提供 SOE 所需的接点信号。
- k) 应能提供某参数逼近其预定危险值时的预先报警功能，以及时地告知运行人员。

### 9.3.2 FSSS 功能

#### 9.3.2.1 BCS 功能

BCS 应包括下列四个功能：

- a) 锅炉点火准备
- b) 点火枪点火
- c) 油枪点火
- d) 煤燃烧

具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D3.1 BCS 具体功能”

#### 9.3.2.2 FSS 功能

FSS 的功能，应由下列三个系统完成：

- a) 炉膛吹扫
- b) 油燃料系统泄漏试验
- c) 燃料跳闸

当发生跳闸时，启动跳闸的条件和原因以及有关的操作，应满足 FSS 的最低要求。具体技术细则见本标准的附录 D 中的“D3.2 FSS 具体功能”。

## 9.4 顺序控制系统（SCS）技术导则

### 9.4.1 顺序控制系统基本要求

9.4.1.1 SCS 用于启动/停止下列子组项。一个子组项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（包括风机油泵、挡板等）。

9.4.1.2 所设计的子组级程控进行自动顺序操作，目的是为了在机组启、停时减少操作人员的常规操作。在可能的情况下，各子组项的启、停应能独立进行。

9.4.1.3 对于每一个子组项及其相关设备，它们的状态、启动许可条件、操作顺序和运行方式，均应在 CRT 上显示出系统画面。

9.4.1.4 在手动顺序控制方式下，应为操作员提供操作指导，这些操作指导应以图形方式显示在 CRT 上，即按照顺序进行，可显示下一步应被执行的程序步骤，并根据设备状态变化的反馈信号，在 CRT 上改变相应设备的颜色。

9.4.1.5 运行人员通过手动指令，可修改顺序或对执行的顺序跳步，但这种运行方式必须满足安全要求。

9.4.1.6 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。



9.4.1.7 在自动顺序执行期间，出现任何故障或运行人员中断信号，应使正在运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 CRT 上显示，并由打印机打印出来。当故障排除后，顺序控制在确认无误后再进行启动。

9.4.1.8 运行人员应可在 CRT/键盘上操作每一个被控对象。手动操作应有许可条件，以防运行人员误动作。

9.4.1.9 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。

9.4.1.10 保护和闭锁功能应是经常有效的，应设计成无法由控制室人工切除。

9.4.1.11 SCS 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，包括紧急跳闸均应采用硬接线连接。

9.4.1.12 用于保护的接点（过程驱动开关或其它开关接点）应是“动合型”的，以免信号源失电或回路断电时，发生误动作（采用“断电跳闸”的重要保护除外）。

9.4.1.13 系统应监视泵和风机马达的事故跳闸状态。

9.4.1.14 对成对的被控设备（如送、引风机的润滑油泵，凝泵等），控制系统的组态应考虑采用不同的分散处理单元或控制组件（如二进制卡件），以防系统故障时二个被控设备同时失去控制。

#### 9.4.2 顺序控制系统具体功能

下面列出的顺序控制子组项应包括在 SCS 中。

##### 9.4.2.1 锅炉功能子组项控制项目

###### a) 锅炉烟风系统功能子组

###### 1) 空预器 A 子组项

该子组项包括空预器 A，主、付电机空预器 A 油泵，烟气侧及空气侧的进出口挡板等。

###### 2) 空预器 B 子组项

同空预器 A 子组项。

###### 3) 送风机 A 子组项

该子组项包括送风机 A、送风机 A 润滑油泵（马达润滑油泵）、进出口风门挡板、风机动叶等。

###### 4) 送风机 B 子组项

同送风机 A 子组项。

###### 5) 引风机 A 子组项

该子组项包括引风机 A、引风机 A 润滑油泵（马达润滑油泵）、冷却风机、进出口风门挡板、除尘器挡板、风机动叶等。

###### 6) 引风机 B 子组项

同引风机 A 子组项。

###### 7) 一次风机 A 子组项

该子组项包括一次风机 A、一次风机 A 润滑油泵、出口风门挡板等。

###### 8) 一次风机 B 子组项

同一次风机 A 子组项。

###### b) 磨煤机功能子组（适用于中间仓储式）

###### 1) 润滑油泵子组项

- 2) 工作油泵子组项
- 3) 磨煤机子组项, 包括磨煤机、有关风门挡板、煤粉挡板
- 4) 给煤机子组项, 包括给煤机、煤闸门挡板
- c) 锅炉排污、疏水、放气子组
- d) 电动给泵子组项

该子组项包括电动给水泵、电动给水泵润滑油泵、出口阀门、前置泵进口阀等。

- e) 汽动给水泵子组

- 1) 汽动给水泵 A 子组项

该子组项包括汽动给水泵进汽阀、进水阀门、出水隔离阀、前置泵、油泵(盘车装置)再循环阀等。

- 2) 汽动给水泵 B 子组项

同汽动给水泵 A 子组项。

#### 9.4.2.2 汽机功能子组控制项目

- a) 汽机油系统子组项, 包括轴承油泵、事故油泵、顶轴油泵、排烟风机等。
- b) 凝结水子组项, 包括凝结水泵(凝升泵)、凝结水管路阀门等。
- 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。
- d) 凝汽器真空系统子组项, 包括射水泵、射水抽气器、管路有关阀门等。
- e) 汽机轴封系统子组项, 包括轴封供汽阀门、汽机本体疏水阀门等。
- f) 低压加热器子组项, 包括低加进、出水阀、旁路阀、低加疏水阀门、抽汽管道疏水阀门等。

g) 高压加热器子组项, 包括高加进、出水阀、旁路阀、抽汽隔离阀、抽汽逆止阀、高加疏水阀、抽汽管道疏水阀门等。

- h) 汽机蒸汽管道疏水阀子组项, 包括主蒸汽、再热汽、排汽管道疏水阀门等。

### 9.5 电气及其它辅助控制系统进入 DCS 系统的一般原则

#### 9.5.1 电气控制

随着分布式控制系统 DCS 在大型火力发电厂的广泛应用, 传统的电气控制已不能与热工 DCS 控制方式相协调, 也直接影响火电厂建设的投资效益和运行的综合效益。

##### 9.5.1.1 国内外电气控制进入 DCS 现状

- a) 国外现状: 国外工程电气控制已基本进入 DCS。
- b) 国内现状:
  - 重要信号及设备状态的监视、报警;
  - 事故顺序记录(SOE);
  - 厂用电机的顺序控制(SCS);
  - 发电机及厂用电顺序控制;
  - 网控。

但仍然保留了部分常规控制和较大的电气控制屏。

##### 9.5.1.2 电气控制特点

- a) 信号及信号传输相对简单, 主要是电流、电压, 以及以其为基础测量的功率、电能。
- b) 信号变化速度快(毫秒级)。
- c) 控制逻辑简单, 主要是开关量。
- d) 操作次数少, 正常运行几乎不操作。

e) 事故响应速度快。

#### 9.5.1.3 电气控制的设备状况

a) 目前主要的电气控制装置包括：发电机励磁系统自动电压调整器 AVR、发电机自动准同期装置 ASS、厂用电系统自动切换装置 ATS、发电机—变压器组继电保护装置、厂用电系统继电保护装置及断路器防跳回路、数字化综合保护等。

b) 部分 DCS 厂家已开发了发电机同期逻辑、厂用电自动切换逻辑、发电机励磁系统自动电压调整等专用模件，配合软件可在 DCS 中完成相应功能。

#### 9.5.1.4 电气控制进入 DCS 的方式

a) 由 DCS 进行监视和逻辑控制。

b) 由 DCS 监视和发出操作指令，专用的电气控制装置如 AVR、ASS、ATS 等完成逻辑控制。

c) 电气 I/O 信号接入 DCS 的方式有四种：

——直接 I/O 连接方式；

——远程 I/O 或分布式 I/O 连接方式；

——通过 PLC 连接方式；

——现场总线连接方式。

#### 9.5.1.5 电气控制可靠性要求

电气控制系统具有控制逻辑简单、操作机会少等特点，因此对电气控制系统的可靠性评价与一般频繁动作的控制系统有所区别。

a) 电气控制系统的控制逻辑按常开原则设计，即动作元件正常为非激励状态，需要动作时变为激励状态。

b) 状态监视回路按常闭原则设计，即正常时为激励状态，激励状态消失，表示回路不完整或参数异常。

c) 由于回路的操作次数很少，按机械寿命和电寿命来评价它的可靠性较高；由于回路的激励时间很少，它的平均故障时间 MTBF 很高，因此，仅在特别重要的发变组元件保护及 220KV 以上断路器跳闸回路中设置 100% 的回路冗余，其它回路如发电机合闸控制回路、正常跳闸回路、同期回路、厂用电开关控制保护回路、厂用电动机控制回路等，均采用一对一的无冗余回路即可满足电厂可靠性要求。

#### 9.5.1.6 电气控制进入 DCS 的一般原则

由于电气控制全部进入 DCS 尚存在着如下困难：

a) 发电机自动准同期、厂用电自动切换等功能对速度要求较高（如厂用电快速切换功能要求在 15ms~20ms 完成逻辑运算并发出命令），DCS 必须专门开发、配置，成本较高；

b) 发电机—变压器继电保护、电气故障录波等功能 DCS 实现尚有一定难度；

c) 厂用电系统首先投入运行一般要比热工系统早 6 个月，对 DCS 正常投运时间要求提前。

d) 若 DCS 依赖进口，则电气控制也将依赖进口。

基于上述原因，目前电气进入 DCS 的一般原则为：

重要电气信号及设备状态的监视、报警，厂用电动机顺序控制、发电机—变压器组和厂用电源系统的顺序控制，事故顺序记录，网控等一般应进入 DCS，但发电机励磁系统自动电压调整器、自动准同期装置、继电器保护、故障录波器及厂用电源自动切换装置宜采用技术成熟的专用产品。

#### 9.5.2 汽机电液调节 (DEH)、旁路控制系统 (BY-PASS) 及汽动给水泵电液调节系统 (MEH)



DEH、BY-PASS、MEH 目前主要存在着三种形式：

- a) 由主机厂配套提供独立、完整的控制装置，与 DCS 存在着一些软硬件接口；
- b) 采用小型的独立的 DCS 系统，将 DEH、BY-PASS、MEH 组合在一起；
- c) 组合在全厂的 DCS 系统中，实现一体化。

采用 b)、c) 两中方案要求 DCS 厂家与主机厂家有良好的配合，其主要优点是简化备品备件，便于维护。a) 方案是目前实现的主要方法，制造厂对此都有成熟的经验，保证实现汽机、旁路系统和汽动给水泵控制和良好运行，并且控制系统可以随时跟踪主机的变化，缺点是备品备件较多。在目前的情况下，除非 DCS 厂家有十分的把握，可以完善地实现主机的控制要求，并与主机厂有良好的协作关系，一般以采用 a) 为宜。

#### 9.5.3 循环水泵控制系统

循环水泵属于公用设备，与机组的运行具有密切的关系，应纳入 DCS 由主控室值班人员进行监控，以实现循泵房的无人值班。公用的循环水泵控制系统应纳入 DCS 系统，在有关的单元机组都应设置监控回路和操作的相互闭锁回路。

#### 9.5.4 基地式调节器

机、炉附属设备采用较多的基地式调节器，如高低加水位调节，水、氢、油系统的温度调节等，这些调节大多是单一的单回路调节器，纳入 DCS，仅需要增加一些 I/O 装置和逻辑的编制工作。同时，其可靠性也可提高到 DCS 相同等级，更便于操作人员的监视和控制。

#### 9.5.5 锅炉吹灰控制

锅炉吹灰控制是锅炉本体的主要附属控制系统之一，目前主要是吹灰器制造厂的配套产品，大多已实现 PLC 控制，与成套的吹灰器配合得较为紧密，并且 PLC 与 DCS 的通信也较容易实现，一般仍可继续采用不宜强制纳入 DCS。除非原控制装置设备落后或可靠性较差，维护困难等再考虑利用 DCS 重新设置控制系统。

## 附录 A

(标准的附录)

## 分布式控制系统评估原则

当今国内外市场上分布式控制系统品种繁多,加之各公司在开发和发展过程中往往偏重于某些应用领域去发挥各自的技术优势,因此不同厂家、不同型号的分布式控制系统在结构上性能上各有千秋。作为一个实际工程的设计者,现在的主要任务已不再是去设计、开发一个新的应用系统,而是从市场上选择一个成熟的系统,然后结合生产过程开发一些应用功能。选择系统正确与否往往决定整个工程的成功与否,而对系统的评估正是选择分布式控制系统的基础。对一个分布式控制系统进行评估是一件复杂的工作,涉及的方面广,同时还受到一些主客观因素的影响,因而很难确定一个成熟统一的评估方法,从这个意义上讲,分布式控制系统的评估也显得很重要。

评估一个分布式控制系统涉及的方面很多,如系统的可靠性、开放性、可扩展性、技术的先进性、实用性、厂方的技术服务等等,是一个非常复杂的事情。在本节中将从系统技术性能、使用性能、可靠性和经济性等方面来评估分布式控制系统。

## A1 技术性能评估

## A1.1 通信系统评价

在满足本标准“4.2 DCS 通信网络的性能指标”的前提下,评价分布式控制系统的通信系统还应着重考虑以下几方面:

- 通信线路(或称介质)成本,如双绞线、50Ω/75Ω同轴电缆、光缆等;
- 通信系统网络结构,如总线型、环型、星型、复合结构等;
- 网络的控制方法(或称存取控制方法),如有无主站?是否用CSMA/CD、令牌等;
- 节点之间允许的最大长度;
- 通信系统的容量(即网络上最多可挂接多少站点);
- 数据校验方式,如奇偶校验、CRC校验等;
- 通信网络的传输速率;
- 通信网络的实时性;
- 通信网络的可靠性;
- 通信网络的可扩展性。

上述详细内容请参阅本标准的“4.1 DCS 通信技术”、“4.2 DCS 通信网络的性能指标”、“5.2 DCS 可扩展性评价”、“5.3 DCS 实时性评价”、“5.4 DCS 可靠性评价”。

## A1.2 现场控制站评价

现场控制站的评价,可参阅本标准“8 DCS 系统(现场)控制站技术导则”。在评估控制站时应着重考虑以下几方面的内容:

## a) 现场控制站的结构分散性

这里需要评价分布式系统的每个控制站能监测多少个点或控制多少个回路。目前流行的趋势是在分散的前提下按生产过程的布局和工艺的要求使控制回路和监测点局部集中,这样,既有利于提高系统的可靠性,又有利于提高系统的实时性。

## b) 现场适应性

现场适应性代表分布式系统结构组成标准化程度的高低,配置的灵活性大小,以及适应各种使用环境的能力。此外,还应考虑控制站有否掉电保护功能,自主性和可靠性等。



## c) I/O 结构

它包括过程 I/O 功能, 输入、输出种类和最大容量, 输入/输出扫描速度。I/O 模块是否智能化等等。

## d) 信号处理功能的评价

## 1) 系统信号处理精度

一般信号处理精度包括: 输入信号的处理精度 (大、小信号的精度要求不同, 应分别给出), 输出信号的处理精度。信号处理精度由以下几个因素决定:

——信号调理器的性能。对于模拟量输入信号, 尤其是小信号 (如热偶信号、热电阻信号) 误差的主要来源是 A/D 转换器之前的信号调理器, 它包括: 放大、滤波、隔离等。对于模拟量输出信号, 误差的主要来源也是 D/A 转换之后的模拟量信号放大或“电压/电流”转换部分。在模拟信号的处理中, 调理器的指标比较重要。

——A/D 转换器和 D/A 转换器的位数和性能。在精度不太高的情况下 (如 0.1%~1%), 则主要是转换器的位数。位数越长, 精度越高。

——处理器的数据处理字节数。控制器的 CPU 是 8 位、16 位、还是 32 位的? 运算时是采用浮点数还是整型数, 这些在控制站中显得比较重要。

需要注意的是, 在确定控制系统的信号处理精度时, 一定要从实际需要出发, 既要满足生产过程的要求, 又要防止不必要的高性能, 因为高性能是要靠高成本的模块来实现的。一般来说, 火电厂的控制过程, 模拟量信号的处理精度要求如下:

——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  $\pm 0.25\%$ 。

- 2) 信号隔离指标。应明确系统中哪些信号需要隔离的, 以及隔离指标是多少。因为信号隔离同样会带来成本的大幅度上升。
- 3) 抗干扰指标。系统的抗干扰指标一般为共模抑制比和串模抑制比, 它们的单位均为“分贝”(dB)。一般共模抑制比应大于 100dB, 串模抑制比应大于 60dB。
- 4) 信号采样周期。信号处理中另一个指标是信号采样周期。不同的生产过程中, 对信号采样周期要求是不一样的, 所以在评价这一项时, 要同实际生产过程联系起来。一般来说, 信号采样周期应满足如下要求: 所有模拟量输入信号每秒至少采样 4 次, 所有数字量输入信号每秒至少采样 10 次, 事故顺序 (SOE) 输入信号的分辨力应不大于 1ms。为满足某些需要快速处理的控制回路要求, 其模拟量输入信号应达到每秒采样 6 次, 数字量输入信号应达到每秒 20 次。总之, 要求 I/O 模块的模拟量采集周期在 100ms 和 250ms 之间可选, 数字量采集周期在 50ms 和 100ms 之间可选。
- 5) 输出信号的实时性。为了提高控制的实时性和满足生产过程的实际情况, 回路控制周期应在: 0.1, 0.2S, 0.5S, 1S, 2S 任选。

以上是在评价现场控制站时, 应着重考虑的几个方面, 有关控制站的详细技术要求, 请参阅本标准“8 DCS 系统 (现场) 控制站技术导则”。

## A1.3 操作员站评价

有关对操作员站软、硬件的技术性能评价, 请参阅本标准“6 DCS 系统操作员站技术导则”。

## A1.4 工程师站的评价

有关对工程师站软、硬件的技术性能评价，请参阅本标准“7 DCS 系统工程师站技术导则”。

## A2 使用性能评价

### A2.1 技术延续和可借鉴性

技术延续性和可借鉴性有两方面的含义。一方面：是指所评价的系统技术上是否成熟，是否已有在同行业的多个用户中成功应用的实例。另一方面：是指用户方的设计、安装、调试人员已有 DCS 经验的多少，全厂的综合管理考虑，总体培训 DCS 人数的考虑。具体到一个省电网范围，则应考虑尽量减少应用的 DCS 品种，以便设计、安装、调试、培训运行更为方便、经济。

### A2.2 系统的实用性评价

实用性是指系统完成本项目所有功能的能力和水平。用户选择 DCS 的目的是实现《系统功能规范书》中提出的要求，如果该系统对本项目中提出的有些功能实现起来比较困难的话，其他功能即使再好，与本项目无关，该 DCS 也是不太合格的。此外，实用性中还包括系统应用的方便水平，如需要多少现场改造、操作是否方便等。

### A2.3 系统的开放性评价

开放性主要是指系统是否符合 DCS 最新发展状况及水平，是否采用广泛使用的国际标准，体系结构是否符合发展潮流，软件平台是否标准化、通用化等。关于系统的开放性评价的详细内容，请参阅“5.1 DCS 开放性评价”。

### A2.4 系统的可扩展性评价

可扩展性是指系统自身的规模大小以及组成的随意性，是否具备各种工艺、各种生产规模的适应性。有关系统可扩展性评价的详细内容，请参阅本标准“3.2 DCS 可扩展性评价”以及本标准“8 DCS 系统（现场）控制站技术导则”中的“8.4（现场）控制站系统可扩展性要求”。

### A2.5 DCS 制造厂家综合实力评价

#### a) 制造厂家能力的评价

评价一个分布式控制系统制造厂家的能力主要应考虑以下几个方面：首先要了解该厂家在 DCS 这一领域出现已有多长时间？目前的市场占有率有多少？该厂家在工程应用上的经验？其次应考虑该厂家能够提供何种技术交流？能否提供组态方面的技术协助？最后要考虑该厂家在什么地方、提供什么样的培训？厂家的文档做得如何？提供的技术资料是否详尽？是否易懂？

#### b) 制造厂家售后服务的评价

售后服务是关系到一个分布式控制系统使用寿命长短的一个重要因素之一，在此应充分考虑厂家对其 DCS 产品提供保修期有多长？保修期后的维修服务是如何提供的？在系统中是否有特殊的仪表是将来难以得到更换的？厂家对维修费用提供何种承诺？系统进入维修期后是否将花费较大的二次投资？厂家提供的 DCS 产品淘汰期还有多长？是否近期即可能停止生产？厂家提供的备品备件的范围及供货年限也应认真考虑的。

#### c) 对 DCS 国内合作单位的评价

为了更好地应用 DCS，国外主要的 DCS 生产厂均在中国建立了自己的合作伙伴，由制造厂家提供硬件和系统软件，国内合作单位负责应用软件。为此，在 DCS 的工程设计中，评价 DCS 厂家与国内合作单位的配合及服务问题是个不容忽视的问题，为此应注意以下几点：

——DCS 制造厂与国内合作单位的合作形式，其配合是否良好，这直接关系到产品的



价格和以后的售后服务。

——国内合作单位是否有设计电厂 DCS 应用软件的经验。

——合作单位是否具有组装、测试和维护 DCS 部件的能力。能否做好备品备件供应和维修工作，是否具有进出口权。

——合作单位应用 DCS 的实绩如何，用户反映是否良好。

#### A2.6 可维护性评价

在此主要评价厂家提供的系统在使用中做一般维护的难以程度。系统维护过程中需要什么设备？系统维护对人员素质有何要求？系统故障处理是否简易？系统拆装是否容易？是否带电插拔？厂家对维护人员是否提供培训？

有关可维护性评价内容，请参阅本标准” 5.4 DCS 可靠性评价“中的” 5.4.4 提高 DCS 系统可维护性的措施 “。

#### A3 可靠性评价

分布式控制系统的可靠性也可作为系统的一项技术指标，完全可以包括在“技术性能评估”中。在这里之所以单独把它拿来作为一项是考虑到实际工程应用中，系统的可靠性有着非常重要的地位和意义。

系统的可靠性是指产品在规定的条件下和规定的时间内完成规定功能的能力。分布式控制系统的可靠性评估一般包括以下几点：

a) 系统的平均故障间隔时间 MTBF，也可称为，平均寿命，一般来说，MTBF 越大，系统的可靠性越高。

b) 系统的平均修复时间 MTTR，一般来说，MTBF 越小，系统的可靠性越高。

c) 容错能力：系统的冗余结构是 1:1 还是 n:1？系统的后备是热备份还是冷备份？切换方式是什么？系统是否能自诊断、自检测？是否能自动排除故障？

d) 安全性：系统中是否实现了分级操作？对一些涉及到诸如改变控制参数等影响到生产过程的重要操作是否设定了操作控制级别？另一方面还要考虑一旦具有这种操作权后，进而实现操作是否方便？

有关系统可靠性评价，请参阅本标准的“5.4 DCS 可靠性评价”。

注：上述 a)、b) 也可用系统的可利用率来评估，系统可利用率应不小于 99.9%。可利用率可按如下公式计算：

$$\text{可利用率 (\%)} = \frac{T1 - T2}{T1} \times 100\%$$

上述公式中：T1—实际试验时间；T2—故障时间。

#### A4 经济性评价

系统的经济性评价包括以下几个方面的内容：

——系统本身的价格（包括系统本身，服务和培训等）；

——系统投运后经济效益预算所得到得可能收益；

——因为系统要求而必须实施得现场改造费用；

——系统本身结构不同而引起的信号源（及变送器）不同而带来的费用差别。

因为系统不同而引起的施工要求不同造成的费用差别等经济因素一定要考虑全面。

#### A5 其它方面

##### A5.1 可靠性与经济性权衡的问题

一般来说，DCS 的高可靠性与其经济性是一对矛盾。要求系统可靠性高，则系统必须采用先进的技术、优良的元器件以及较大的冗余度，这样系统价格也会相对提高。因

此,在选择 DCS 时,应有侧重。在电厂控制中,要求万无一失,这样就必须考虑提高系统的冗余度以及现场控制单元的可靠性,虽然成本高,但与事故造成的巨大损失相比还是值得的。

#### A5.2 系统功能与生产过程相匹配的问题

在评价 DCS 系统时,除通盘考虑以上 4 个内容外,还应有所侧重。具体到火电厂控制系统,应首先考虑到机组投产后要长期、连续运行数十年,从而把选用质量可靠的 DCS 放在首要位置,这时评价一个 DCS 就应以可靠性指标为主,一个系统在此方面占有优势,就应初步评价此系统为优。

#### A5.3 系统的新功能与系统的成熟性的折衷问题

由于 DCS 发展较快,一些新系统、新功能不断涌现。此时用户选择系统时应广泛考虑及调研,选择那些性能先进、成熟完善并有应用实绩的系统。

#### A6 评估方法

在进行了以上内容的评估之后,即可参考以下评估方法以对 DCS 作出综合评估。这种方法称为“基于加权因素的评估矩阵”方法。在评价 DCS 之前,首先对具体工程确定一个评估矩阵,该矩阵如表 A1 所示。

表 A1 分布式控制系统 (DCS) 评估矩阵

评估内容	加权系数	A 厂家		B 厂家		C 厂家	
		等级分	得分	等级分	得分	等级分	得分
技术性能	10	6	60	7	70	8	80
使用性能	9	7	63	9	81	7	63
可靠性	10	9	90	8	80	9	90
经济性	8	3	24	2	16	2	16
累计得分		237		247		249	

每个厂家的“等级分”则是综合某一项评估内容中的多种包含因素由评估人员给出的。对其中的某一项等级分还可用另一评估矩阵来确定,如求“使用性能等级分”,相应的评估矩阵如表 A2 所示。

表 A2 “使用性能等级分”评估矩阵

性能要求	加权值	A 厂家		B 厂家		C 厂家	
		得分	额值	得分	额值	得分	额值
技术延续和可借鉴性	0.15	10	1.5	9	1.35	8	1.2
系统的实用性	0.15	10	1.5	9	1.35	7	1.05
系统的开放性	0.1	10	1.0	10	1.0	9	0.9
系统的可扩展性	0.1	10	1.0	9	0.9	2	0.2
DCS 制造厂综合实力	0.3	10	3.0	8	2.4	9	2.7
可维护性	0.2	10	2.0	9	1.8	9	1.8
等级分		10		8.8		7.85	



其中，矩阵中的“加权系数”和“加权值”代表评估人员对各项性能指标的重视程度，某一项的“加权系数”或“加权值”越大，表明评估人员越重视系统在这一项上的性能指标。它应该是安装、运行、管理及调试人员几方面的综合意见，应得到所有参加评估人员的认可。

**附录 B**  
(标准的附录)  
**英文缩写说明**

术语中的缩写符中英文对照说明如下表 B1:

缩写符	英 文	中 文
BCS	Burner Control System	燃烧器控制系统
CSMA/CD	Carrier Sense Multiple Access / Collision Detection	带冲突检测的载波侦听多路访问
DAS	Data Acquisition System	数据采集系统
DCS	Distributed Control System	分布式控制系统
DEH	Digital Electro-Hydraulic Control System	数字电液控制系统
FDDI	Fiber Distributed Data Interface	光纤分布式数据接口
FSS	Fuel Safety System	燃料安全系统
FSSS	Furnace Safeguard Supervisory System	炉膛安全监控系统
MAP	Manufacturing Automation Protocol	制造自动化协议
MCS	Modulation Control System	模拟量控制系统
MFT	Master Fuel Trip	主燃料跳闸
MIS	Management Information System	管理信息系统
MMI	Man-Machine Interface	人机界面
ODBC	Open Database Connectivity	开放式数据库连接
OEM	Original Equipment Manufacturer	原始设备制造商
OFT	Warm-up Oil Fuel Trip	加热燃料油跳闸
PLC	Programmable Logic Controller	可编程控制器
SCS	Sequence Control System	顺序控制系统
SOE	Sequence of Events	事故顺序记录
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol	传输控制协议/网间协议



**附录 C**  
(标准的附录)  
**DCS 典型通信网络性能比较**

DCS 典型通信网络性能比较如下表 C1:

	CSMA/CD	令牌总线	令牌环	FDDI
传输速率	10Mbps	2.5Mbps~20Mbps	4Mbps~40 Mbps	100 Mbps
拓扑结构	总线	总线	环	环
传输介质	同轴电缆 双绞线	同轴电缆	同轴电缆 光缆	光缆
网络最大跨距	2.5km	6.7km	>10km	>100km
最多节点数	100 以下	255	100 以上	500 以下
实时访问	无	有	有	有
优先权访问	无	有	有	有
负荷适应性	差	较好	好	好
可扩展性	好	较好	一般	一般
应用环境	商业	工业、军事	商业、轻工	商业、轻工

## 附录 D

(标准的附录)

## DCS 功能技术导则技术细则说明

## D1 数据采集系统 (DAS)

## D1.1 DAS 系统操作显示

## a) 厂区级显示 (概貌显示)

厂区级显示应提供整个机组运行状态的总貌, 显示出主设备的状态、参数和包括在厂区级显示中的与每一个控制回路有关的过程变量与设定值之间的偏差。应允许一次击键即能调出用于监视或控制的其它显示画面。若任何一个控制回路出现报警, 用改变显示的颜色来提示。

一幅厂区级显示画面应可容纳 100 个以上的过程变量, 并且操作员可以在厂区级显示画面下切换到任一组相关的画面。

## b) 功能组显示

功能组显示应可观察某一指定功能组的所有相关信息, 可采用棒状图形式, 或采用模拟 M/A 操作器面板的画面, 面板上应有带工程单位的所有相关参数, 并用数字量显示出来。

功能组显示应包含输入变量、报警条件、输出值、设定值、回路标号、文字标题、控制方式、报警值等。

每幅功能组显示画面, 应能显示 8~12 个操作站或功能块, 并且运行人员可以在功能组显示画面下切换到任一功能组画面或其它他有兴趣的画面。

组态的功能组显示画面应包括所有调节控制回路和顺序控制回路。

## c) 细节显示

细节显示应可观察以某一回路为基础的所有信息, 细节显示画面所包含的每一个回路的有关信息, 应足够详细, 以便运行人员能据以进行正确的操作。对于调节回路, 至少应显示出设定值、过程变量、输出值、运行方式、高低限值、报警状态、工程单位和回路组态数据等调节参数; 对于开关量控制的回路, 则应显示出回路组态数据、报警值和设备状态。

## D1.2 DAS 系统标准画面显示

## a) 成组显示

在技术上相关联的模拟量和数字量信号, 应组合成成组显示画面, 并保存在存储器内, 便于运行人员调用。

成组显示应能便于运行人员按需要进行组合, 并且根据需要存入存储器或从存储器中删除。

成组显示应有色彩增亮显示和棒状图显示。

一幅成组画面可包含 20 个以上的测点。并且运行人员可以在成组显示画面下切换到任一成组画面或其它相关的画面。

任何一点在越过报警限值时, 均应变为红色并闪光。

## b) 棒状图显示

运行人员可以调阅动态, 棒状图画面即以动态棒状图的外形尺寸反映各种过程变量的变化。

——棒状图应可在任何一幅画面中进行组态和显示, 每一棒状图的标尺可设置成任

何比例。

- 在一幅完全为棒状图的画面上，至少应能显示 60 根棒状图，并且 DAS 系统所能提供的棒状图的总数完全能满足工程的需要。
- 在 DCS 系统的任何一点模拟量信号，均应能设置为棒状图形式显示出来。
- 若某一棒状图，其数值越过报警限值时，越限部分应用红色显示出来。

#### c) 趋势显示

- 系统至少应提供 200 点历史数据和 200 点实时数据的趋势显示。趋势显示可用整幅画面显示，也可在任何其它画面的某一部位，用任意尺寸显示。所有模拟量信号及计算值，均可设置为趋势显示。
- 在同一幅 CRT 画面上，在同一时间轴上，采用不同的显示颜色，至少应能同时显示 8 个模拟量数值的趋势。
- 在一幅趋势显示画面中，运行人员可重新设置趋势变量、趋势显示数目、时间标度、时间基准及趋势显示颜色等。
- 每个实时数据趋势曲线应能包括 600 个实时趋势值，时间分辨率为 1s。
- 每个历史数据趋势曲线应包括 600 个历史趋势值，时间标度可由运行人员按 5s、15s、30s、1min、2min、5min、10min、15min、30min 和 60min 等进行选择。
- 趋势显示画面还应同时显示出变量的数值。
- 趋势显示应可存储在内部存储器中，并应便于运行人员调用，运行人员也可按要求组态趋势并保存在外部存储器中，以便今后调用。

#### d) 报警显示

- 系统应能通过节点状态的变化，或者参照预先存储和参考值，对模拟量输入、计算点、平均值、变化速率、其它变换值进行扫描比较，分辨出状态的异常、正常或状态的变化。若确认某一点越过预先设置的限值，CRT 屏幕应显示报警，并发出声响信号。
- 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，每一个报警点可有 6 个不同的优先级，并用 6 中不同的颜色显示该点的 Tag 加以区分。
- 报警应可一次击键确认。在某一站上对某一点发出的报警进行确认后，则所有其它站上该点发出的报警也应同时被确认。某一点发出的报警确认后，该报警点显示的背景颜色应有变化并消去声响信号。
- 应采用闪光、颜色变化等手段，区分未经确认的报警和已经确认的报警。
- 当某一未经确认的报警恢复至正常时，应在报警清单中清除该报警变量，并由仍处于报警状态的其它报警点自行填充其位置空缺。
- 所有出现的报警及报警恢复，均应由报警打印机打印出来。若某一已经确认的报警再次发出报警时，应作为最新报警再一次显示在报警画面的顶部。
- 所有带报警限值的模拟量输入信号和计算变量，均应分别设置“报警死区”，以减少参数在接近报警限值时产生的频繁报警。
- 在设备停运及设备启动时，应有模拟量和数字量信号的“报警闭锁”功能，以减少不必要的报警。可在操作员站上实施这一功能。”报警闭锁“不应影响对该变量的扫描采集。
- 对所有输入信号和计算变量均应提供可变的报警限值。这些报警限值可以是过程参数（如负荷、流量、温度）的一个函数。



- 报警信息中应表明与该报警相对应的设备或系统的名称。
- 在操作员站，通过一次击键应能调用多页的报警一览。报警一览的信息应以表格形式显示，并应包括如下内容：点的标志号、点的描述、带工程单位的当前值、带工程单位的报警限值、报警状态（高或低）及报警发生的时间。每一页报警一览应有 20 个报警点，报警一览至少应能容纳 1000 个报警点。（包括系统诊断报警点）。

#### e) 其它显示

##### 1) Help 显示

为帮助运行人员在机组启停或紧急工况时，能成功地操作，系统应提供在线的 Help 显示功能。

运行人员可通过相应的 Help 键，调用 Help 显示画面。

除标准的 Help 显示画面外，用户还可以根据工艺过程或运行工况，生成新的 Help 画面，以帮助运行人员操作。

##### 2) 系统状态显示

系统状态显示应表示出与数据通信总线相连的各个站的状态。各个站所有模件的运行状态均应包括在系统状态显示中，任何一个站或模件发生故障，相应的状态显示画面应改变颜色和亮度以引起运行人员的注意。

#### D1.3 DAS 系统记录功能

系统记录功能包括定期记录、运行人员操作记录、事件顺序记录（SOE）、跳闸记录、操作员记录、设备运行记录等

##### D1.3.1 定期记录

DAS 系统应具有定期记录功能。定期记录包括交接班记录、日报和月报，对交接班记录和日报，系统应在每一小时的时间间隔内，至少能提供 200 个预选变量的记录。而对月报，则在每一天的时间间隔内，至少能提供 200 个预选变量的记录。在每一个交接班后，或每一天结束时，或每一个月结束时，应自动进行记录打印或根据运行人员指令召唤打印。

##### D1.3.2 运行人员操作记录

系统应记录运行人员在集控室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，以便于分析运行人员的操作意图，分析机组事故的原因。DAS 系统应至少能记录 5000 个运行人员的操作记录。

##### D1.3.3 事件顺序记录（SOE）

系统应提供高速事件顺序记录装置，其时间分辨力应不大于 1ms。接入时间顺序记录装置的任何一点的状态变化至特定状态时，应立即启动时间顺序记录装置。

事件顺序记录应包括测点状态、英文（中文）描述以及相应的时间。即接入该装置的任一测点发生状态改变的继电器动作时间，SOE 记录应按时间顺序排列，并按小时、分、秒和毫秒打印出来。

事件顺序记录完成后，应自动打印出来，并自动将记录存储在存储器内，以便以后按操作员的指令打印出来。存储器应有足够的空间，以至少存储 5000 个事件顺序记录，这种足够的存储空间是保证不会丢失输入状态改变的信号，并且在 SOE 打印时，留有足够的采集空间。

##### D1.3.4 跳闸记录

系统应提供跳闸后的分析记录。一旦检测到机组某一主设备跳闸，DAS 系统应立即

打印出标征机组主设备的 120 个变量的完整记录, 其中 20 个重要变量, 应提供跳闸前 10min 和跳闸后 5min 且以 1s 时间间隔的快速记录, 其余变量的记录时间间隔可为 3s~5s。跳闸记录应可自动打印, 也可按运行人员指令打印。

#### D1.3.5 操作员记录

操作员记录可按要求进行。可预先选择记录打印的时间间隔或立即由打印机打印出来。操作员记录可由 20 个组构成, 每组 16 个参数。所具有地址的点均可设置到操作员记录中。

#### D1.3.6 设备运行记录

应能自动累计泵、风机等主要辅机的累计运行小时以及机组启停次数。并能定期打印或召唤打印出来。

#### D1.4 性能计算细则

D1.4.1 所有的计算均应有数据的质量检查, 若计算所用的任何一点输入数据发现问题, 应告知运行人员并中断计算。若采用存储的某一常数替代这一故障数据, 则可继续进行计算。如采用替代数据时, 打印出的计算结果上应有注明。

D1.4.2 性能计算应有判别机组运行状况是否稳定的功能, 使性能计算对运行有指导意义。在变负荷运行期间, 性能计算应根据稳定工况的计算值, 标上不稳定运行状态。

D1.4.3 DAS 系统应提供性能计算的期望值与实际计算值相比较的功能。比较得出的偏差应以百分数显示在 CRT 上。运行人员可对显示结果进行分析, 以使机组每天都运行在最佳状态。

D1.4.4 除在线自动进行性能计算外, 还应为工程研究提供一种交互式的性能计算手段。

D1.4.5 系统还应具有多种手段, 以确定测量误差对性能计算结果的影响。同时, 还应具有对不正确的测量结果进行定量分析和指明改进测量仪表的功能, 从而大大提高性能计算的精确度。

D1.4.6 对上述性能计算具有文字说明和计算实例, 以表达性能计算的精确度和可靠性。

D1.4.7 应说明提供的性能计算是标准软件还是特殊开发的软件。

### D2 模拟量控制系统 (MCS)

#### D2.1 锅炉控制子系统

##### a) 磨煤机组控制

对直吹式中速磨煤机组控制应提供下列功能:

- 1) 系统设计应符合 NFPA85C 和 NFPA85F 的规定。
- 2) 应控制磨煤机组的给煤量、一次风量和磨煤机出口温度。
- 3) 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。
- 4) 每台磨煤机组应有可调整的最小燃料量设定手段, 每个磨煤机组达到最大或最小负荷时, 应有报警。
- 5) 应从给煤机取出一个代表给煤机的煤量信号。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。
- 6) 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, 并自动校正燃料发热量的变化。
- 7) 每台磨煤机均应有一次风量测量, 并用一次风温对其进行温度补偿。
- 8) 在机组启停时, 应有燃烧器控制系统 (BCS) 对磨煤机控制 (包括手动控制) 实



现超弛控制。

对中间仓贮式钢球磨煤机控制，应提供下列功能：

- 1) 系统设计应符合 NFPA85C、NFPA85F 规定。
- 2) 应通过控制磨煤机出口差压来达到控制磨煤机出力。即通过调整磨煤机冷、热风门及再循环门，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。
- 3) 系统燃烧率调整应按目标负荷值及给粉机投运的数量，去调整给粉机的转速来实现。
- 4) 给粉机转速信号应由热量信号修正，并送出一个煤量代表信号。该信号与风量、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。
- 5) 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，此时磨煤机控制回路应切换至正常控制回路。

#### b) 二次风控制

通过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。应提供具有下列功能的完整控制系统：

- 1) 通过两个二次风道上的一次元件，分别测得锅炉二次风量，该测量结果应是经温度补偿的双重化测量，各个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锅炉总风量信号，该信号可用来限制总负荷指令和总燃料量。
- 2) 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 送出一个数字量信号。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），应产生一个闭合接点去触发 MFT 动作。
- 3) 对轴流风机，应有防喘震控制和启动的联锁
- 4) 炉膛压力高时，应闭锁送风机叶片进一步开大，炉膛压力低时，应闭锁送风机叶片进一步关小。
- 5) 锅炉总风量应由氧量校正回路进行修正，氧量是在省煤器后的烟道中测得。氧量修正子回路应具有下列功能：
  - 运行人员通过改变氧量设定值。
  - 通过氧量校正信号的高低限制，可改变总的过剩空气量。
  - 可以手动/自动调整氧量。

#### c) 风箱挡板控制

- 1) 风箱与炉膛间的差压控制系统要求如下：
  - 风箱与炉膛间的差压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。
  - 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
  - 与燃料油枪相关的层次，其开度指令应按与油压值成正比的关系进行修正。
  - 与 FSSS 的进一步联锁，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。
- 2) 燃料风控制系统要求如下：
  - 在自动方式时，每一层燃料风挡板的开度应是该层燃料量的函数。
  - 来自 FSSS 的联锁，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。



## 3) 过燃风控制系统要求如下:

——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。

——过燃风挡板开度,应是总风量的函数。

## d) 一次风压力控制

一次风压力应控制在其设定值。该设定值应是负荷的函数。通过调节一次风机导向叶片的位置来控制一次风道压力。

1) 应采用冗余的一次风压力变送器,并选择其中的低值信号作为可靠的反馈控制信号。

2) 根据机组负荷指令建立该子系统的设定值。

## e) 炉膛压力控制

1) 炉膛压力和风量控制应符合 NFPA85C 标准的规定。

2) 系统应提供平衡负压运行,通过控制引风机叶片位置,维持炉膛压力恒定在设定值。

3) 比较炉膛压力三重变送器的输出值,并取其中值作为炉膛负压控制系统的反馈信号。

4) 系统应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。

5) 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,应闭锁引风机入口叶片节距的进一步开大;在炉膛压力高时,应闭锁引风机入口叶片节距的进一步关小。

6) 控制系统还应包括“火焰丧失”预出力回路,以便将较高的负压偏差减至最小。在发生主燃料跳闸(MFT),且风量大于30%时,应在控制系统中产生一个超驰控制信号,使引风机快速关小。该信号应随时间而衰减,直至恢复正常的挡板控制。不需要运行人员的干预,并且对控制系统不产生扰动。

7) 轴流风机应有防喘震控制和风机启动联锁。

## f) 主蒸汽温度控制

1) 应提供一个完善的主蒸汽温度控制系统。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。将经过修正的锅炉总风量信号作为温度控制的前馈指令,并应考虑下列条件:

2) 表征喷水流量信号与锅炉负荷特性的关系。

3) 用负荷变化和燃烧器倾角作为控制系统的前馈信号。

4) 计及流经过热器的风量百分比。

5) 在滑压运行时,应考虑喷水流量对负荷关系的变化。

6) 考虑过热器控制与再热器控制的相互影响。

7) 在负荷暂时不稳定时,会引起过燃和欠燃工况,因此应以进汽压力偏差的函数来修正负荷系数。

8) 在末级过热汽温度达到设定值前,用于闭锁增减负荷的指令应退出运行。该设定值是负荷指令的函数,应是可变的。这是考虑了由于不同的锅炉运行工况引起负荷与初始喷水需求关系的偏移。末级过热器出口蒸汽温度设定值应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。

9) 在低负荷、汽机跳闸及MFT时,要求严密关闭喷水阀。为防止汽机进水及低负

荷工况时阀门阀芯的磨蚀，应设计喷水隔离阀联锁。

g) 再热汽温控制

- 1) 应提供一个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，锅炉总风量信号应经修正，并作为再热器热量需求的前馈指令，控制系统应考虑下列条件：

—— 滑压运行时负荷特性的变化。

—— 在末级再热汽温度达到设定值前，用负荷指令信号系数闭锁控制输出，这是考虑了由于不同的锅炉运行工况引起负荷与控制要求关系的偏移。再热汽温度设定值应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

- 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，采用燃烧器摆动或尾部烟道挡板调节作为再热汽温控制的正常手段。
- 3) 在低负荷、汽机跳闸及 MFT 时，要求严密关闭再热喷水阀。为防止汽机进水及低负荷工况时阀门阀芯的磨蚀，应设计喷水隔离阀联锁。

h) 给水控制

- 1) 在正常运行时，调节汽动给水泵（TDBFP）或电动给水泵（MDBFP）的转速；在启动运行工况时，调节电动给水泵的转速或其给水管道上的调节阀开度。正常的控制应是由蒸汽流量、汽包水位和给水流量组成的三冲量控制系统，启动时只有汽包水位单冲量控制。

- 2) 在整个运行范围，包括启动给水阀控制、汽动给水泵和电动给水泵转速控制及其运行切换，系统均应保持稳定。

—— 测量汽包水位的变送器，应为三重冗余。并有压力补偿、比较和选择。

—— 经温度补偿的冗余给水流量测量，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。

—— 采用经温度补偿的汽机第一级压力作蒸汽流量测量。

—— 在启动和低负荷时，单冲量汽包水位控制应调节电动给水泵转速或其给水管道上的启动调节阀。在蒸汽参数稳定、给水流量允许的情况，控制系统可自动或手动切换到三冲量控制。在达到规定负荷时（机组负荷达到 20%~30%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增加的要求。

—— 控制系统中，电动给水泵的转速控制和启动调节阀的阀位控制应协调。

—— 应提供与汽动给水泵控制匹配的接口，控制回路的特性应保证给水流量与负荷指令成线性关系。

—— 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，该系统应具有下列性能：

- 1) 用一次流量元件，经给水泵入口流量变送器，测量各个泵的流量。各泵的再循环节流调节阀将泵出口部分给水流回至除氧器，以保证通过给水泵的流量高于设计的最小流量。对变转速的汽动给水泵和电动给水泵，其最小流量调节的设定值是给水泵差压或给水泵转速的函数。再循环阀应有瞬间提升阀门 30%（可



调)开度的特性,以尽量减少阀芯和阀座的损坏。反之,当切除再循环流量时,再循环阀应瞬间关闭,隔绝10%的再循环流量。

- 2) 再循环阀应配有电磁控制阀,在低流量或运行人员干预时,全开再循环阀。
- 3) 在入口流量过低时,给水泵应跳闸。

#### j) 空预器冷端平均温度控制

为保证空预器不被烟气与凝结水的混合物加速腐蚀,需将空预器冷端金属温度保持在露点以上,控制是按照各空预器烟气出口及冷风进口的加权平均温度,调节空预器进风管道中蒸汽螺管内流过的加热蒸汽流量来实现的(或调节回流的空预器出口热风流量)。

#### k) 燃油控制

- 1) 调节燃油控制阀,使标定油压(或流量)维持其设定值,设定值应有上、下限值。
- 2) 总燃料量(煤和油)与锅炉指令比较,汇总生成一个总燃料量指令。
- 3) 燃油控制系统应与FSSS组合成一个完整的控制系统。

### D2.2 凝汽器热井水位控制

应提供一个完整的凝汽器热井水位控制系统,调整凝汽器或热井中的凝结水流量,并协调凝结水泵和再循环阀,以维持热井水位在设定值。

### D2.3 汽机润滑油和EH液冷却控制

应提供一个完整的汽机润滑油温控制系统,通过冷却器出口的冷却水管道上调节阀,控制冷却水流量,维持润滑油温在设定值。EH液温度控制与之相似。

## D3 锅炉炉膛安全监控系统(FSSS)

### D3.1 BCS具体功能

#### D3.1.1 锅炉点火准备

- a) 应在炉膛吹扫成功后,具有运行人员启动锅炉点火准备功能。
- b) 将锅炉置于点火准备方式,作为自动启动第一支点火枪的先决条件。此时应复置MFT,开启一个建立火焰的最大时间限值的计时器,当在时间限值内不能建立火焰,系统应跳闸,并返回到吹扫所需的状态。

#### D3.1.2 点火枪点火

在锅炉点火准备方式的许可条件成立时,可允许点火枪投入。此外,应证实点火系统的设备可用性和系统条件是否满足。

#### D3.1.3 油枪点火

- a) 在油枪可投入运行之前,BCS至少应检查下列许可条件:
  - 1) 锅炉风量达到吹扫值;
  - 2) 火焰检测器冷却风压力满足;
  - 3) 所有燃烧器阀门关闭;
  - 4) 所有摆动燃烧器处于水平位置;
  - 5) 风箱/炉膛差压满足;
  - 6) 无MFT或/油系统跳闸信号存在;
  - 7) 油系统泄漏试验完成;
  - 8) 油压满足点火要求;



- 9) 点火系统已准备好;
- 10) 油温正常;
- 11) 任一火焰检测器检测到无火焰;
- b) 当以上这些最少的许可条件满足时,应在 CRT 屏幕上显示“允许点燃油枪”,且当各个油枪的点火条件满足后,油枪可以投入运行。
- c) 应由运行人员投入点火枪。系统设计应给运行人员提供投入单个油枪或一组油枪的灵活性。
- d) 在运行人员调出相关显示画面,并通过启动一个指定的燃烧器组进行点火时,系统应根据时间顺序,开启关断阀并激励点火变压器。油枪被点燃后,点火变压器应被消能。如在 10s 内某油枪未被证实点燃,应关闭其对应的关断阀,并发出“点火失败”的报警。
- e) 许可条件丧失或在指定时间内不能完成运行程序,则应中断此程序。
- f) 运行人员应能通过 CRT/鼠标(键盘)中断运行程序,停止运行程序的过程应能监视并被证实。任何一个阀门不能关闭的情况下,应产生一个“断油不成功”的报警。
- g) 就地点火枪操作应受系统逻辑和许可条件的约束,点火枪跳闸信号应闭锁所有就地操作,并切断燃料,停运点火变压器。

#### D3.1.4 煤燃烧

- a) 对直吹式中速磨煤机组控制应提供下列功能:
  - 1) BCS 应对磨煤机、给煤机的启、停和跳闸进行程控和监视。
  - 2) 在启动每一运行步骤之前,系统应确保满足该步骤相应的许可条件,并在整个启动过程中满足安全条件。
  - 3) 丧失许可条件或在指定时间内不能完成运行程序,则应中断此程序。
  - 4) 煤燃烧启动顺序要求先启动磨煤机,在证实磨煤机投运后,再启动与其相对应的给煤机。
- b) 磨煤机启动程序
 

除了在锅炉点火准备期间已满足的条件外,磨煤机启动还须满足下列条件:

  - 1) 有允许点燃煤燃烧器的信号(来自点火逻辑);
  - 2) 所有相关的点火能量足够;
  - 3) 所有相关的风门打开或在合适的位置;
  - 4) 不存在磨煤机跳闸条件及 MFT;
  - 5) 磨煤机润滑油和密封风系统满足运行要求;
  - 6) 该磨煤机对应的煤燃烧器未检测到火焰;
  - 7) 冷风、热风、燃料风和密封风挡板在适当位置;
  - 8) 该磨煤机有电源;
  - 9) 无其它磨煤机在启动方式;
  - 10) 磨煤机阀门和闸门在适当位置;
  - 11) 磨煤机出口温度满足;
  - 12) 磁铁分离器设备在运行状态。
- c) 磨煤机停运

在启动磨煤机停运程序前,应证实相应的给煤机已经停运,并且给煤机停运程序已经完成。在完成了给煤机停运程序后,由自动程序或由运行人员启动磨煤机停运程序。

一旦启动了磨煤机停运程序，应自动进行下列程序：

- 1) 磨煤机停运后，应提供其出口温度低的信号；
- 2) 相应的油枪投入运行；
- 3) 确认磨煤机停运后，应关闭磨煤机出口阀及密封风门；
- 4) 冷风门挡板应设置在冷却开度。

d) 给煤机启动程序

除满足磨煤机启动条件外，给煤机启动程序还需满足下列条件：

- 1) 磨煤机已运行；
- 2) 磨煤机一次风量满足最小煤量要求；
- 3) 给煤机转速指令信号在最小值；
- 4) 给煤机进出口闸阀打开，并且出口无堵塞；
- 5) 不存在给煤机停运指令；
- 6) 不存在磨煤机跳闸条件及 MFT；
- 7) 与该磨煤机对应的煤燃烧器未检测到火焰；

在满足所有的许可条件后，自动逻辑程序或由运行人员通过 CRT/鼠标（键盘）启动给煤机。

e) 给煤机停运

在启动给煤机停运程序前，应保证相应的点火能量正常。

一旦运行人员启动了一个给煤机停运程序，应自动进行下列程序：

- 1) 给煤机应退出原先的自动控制方式，并将其转速减至最小值；
- 2) 当给煤机至最小转速时，应打开冷风挡板，同时关闭热风门挡板；
- 3) 在磨煤机温度冷却后，停运给煤机。

对中间储仓式钢球磨煤机制粉系统控制应提供下列功能：

——BCS 应对给粉机、排粉机及相关的风门挡板的启/停和开/关、跳闸进行程控和监视。

——在启动每一运行步骤之前，系统应确保满足与该步骤相应的许可条件，并在整个启动过程中满足安全条件。

——丧失许可条件或在指定时间内不能完成运行程序，则应中断此程序。

——给粉机启动应根据负荷变化自动进行或由运行人员操作。当发生“RUN BACK”时，系统应停止有关层的给粉机，同时应送出一个信号至 MCS。

## D3.2 FSS 具体功能

### D3.2.1 炉膛吹扫

a) 发生 MFT 后，应将炉膛和烟道内的可燃混合物吹扫掉，以便允许重新投燃料点火。对此，应提供吹扫时间可调的程序。油燃料泄漏试验可以是炉膛吹扫程序的一部分。

b) 在启动吹扫前，应满足炉膛吹扫许可条件，内容如下：

- 1) 应闭锁所有燃料进入炉膛；
- 2) 停运所有提供燃料的设备；
- 3) 送风机入口至炉膛、烟道尾部及烟囱的通道应敞开；
- 4) 送引风机至少应各有一台在运行；
- 5) 空预器在运行状态；
- 6) 至少应有 30% 的风量；

- 7) 炉膛负压在正常限值之内;
- 8) 至少有一台炉水循环泵运行, 并保持汽包水位正常;
- 9) 油燃料泄漏试验成功完成。
- c) 整个吹扫过程均应满足吹扫的许可条件, 直至第一支油枪投入点火。
- d) 在吹扫过程中, 若许可条件中任一条件丧失, 均应使吹扫累计时置零。一旦所有许可条件重新成立, 运行人员方可重新启动吹扫程序。

#### D3.2.2 燃料油系统泄漏试验

a) 在炉膛吹扫运行前, 油系统泄漏试验子系统应开始进行燃料油系统的泄漏试验。泄漏试验的目的是证实油系统的各部分是严密的, 例如, 油系统的安全关断阀和各油枪关断阀之间是密闭的, 如有泄漏应指出泄漏的原因。

- b) 在炉膛吹扫前, 应成功地完成油系统地泄漏试验。
- c) 油系统泄漏试验应包括下列内容:
  - 1) 对油系统地各部分加压
  - 2) 有检测所有泄漏情况的仪表和逻辑
  - 3) 向运行人员提供泄漏试验过程和结果的相应信息和/或报警。
  - 4) 泄漏试验的成功完成是开始炉膛吹扫的一个条件。

#### D3.2.3 燃料跳闸

应提供多层次的燃料跳闸逻辑, 以保证只停运少量燃料设备, 减少系统不安全因素或锅炉炉膛产生的不安全工况。应提供油枪跳闸、磨煤机跳闸。在 MFT 时, 应切断至锅炉的所有燃料。

应提供下列情况的燃料跳闸:

- 主燃料跳闸 (MFT)
- 油燃料跳闸
- 磨煤机跳闸

##### a) 主燃料跳闸 (MFT)

MFT 应快速切断所有进入炉膛的燃料, 当发生下列情况时, (不限于这些条件), 应发出 MFT 指令:

- 1) 手动 MFT: 主控制台上, 应有: “MFT 动作” 和 “确认” 按钮;
- 2) 所有送风机跳闸;
- 3) 所有引风机跳闸;
- 4) 炉膛内已投入煤粉燃烧时, 所有一次风机跳闸;
- 5) 炉膛压力高于或低于设定值;
- 6) 总风量低于设定值;
- 7) 在 MFT “继电器” 复归后, 在规定时间内炉膛点火失败;
- 8) 没有检测到油枪和煤燃烧器火焰;
- 9) 角火焰丧失 (四角喷燃炉膛);
- 10) 燃料丧失;
- 11) 燃烧器停运不成功;
- 12) 过热器或再热器失去保护;
- 13) 汽机跳闸;
- 14) 发电机跳闸;
- 15) 汽包水位超限 3s;



16) 炉水循环泵压差低或在一定负荷工况下, 少于二台泵运行。

当发生 MFT 时, 应自动执行下列操作:

- 1) 报警光字牌应发出声光报警信号, CRT 出现报警显示并打印;
- 2) 油系统关断阀快关;
- 3) 所有点火枪切除并退出;
- 4) 所有油枪阀关闭;
- 5) 所有磨煤机电动机跳闸 (适用直吹式制粉系统) / 给粉机、排粉机跳闸 (适用中间储仓式制粉系统);
- 6) 所有给煤机跳闸 (适用直吹式制粉系统);
- 7) MCS 应得到下列指令:
  - 送风机跳闸切换至手操, 以维护二次风量在跳闸前水平;
  - 引风机入口叶片调整在一个新的开度位置, 以调整瞬变的炉膛负压;
  - 关闭各磨煤机的冷、热风挡板。(适用中间储仓式制粉系统);
  - 关闭过热器喷水调节阀和截止阀;
  - 关闭再热器喷水调节阀和截止阀;
- 8) 应闭锁吹灰系统的运行, 投入运行的吹灰器应退出;
- 9) 跳闸信号启动炉膛吹扫程序 (吹扫时间可调)。完成吹扫时间后, 允许停运风机。若在吹扫时炉膛压力过高或过低, 应立即将风机跳闸;
- 10) 汽机跳闸;
- 11) 发电机跳闸;
- b) 燃料油跳闸 (OFT)

一个 OFT 信号应迅速切断所有油枪的燃料, 下列任何一个条件成立, 应产生 OFT 信号:

- 1) 油隔绝阀关闭: 油系统隔绝阀在打开后又任何时刻被关闭。
- 2) 燃料油压力低: 所有油系统隔绝阀门打开时燃料油压力低。
- 3) 所有油系统阀门关闭: 任何一个油阀在打开后又被关闭。
- 4) 运行人员跳闸: 运行人员在主控制台上按下油系统隔绝阀“关闭”开关。
- 5) MFT: 任何时刻 MFT 的继电器动作。
- 6) 所有燃料油泵跳闸。

当发生 OFT 时, 自动进行下列操作:

- 1) 燃料油隔绝阀迅速关闭;
- 2) 各油枪油阀关闭并退出点火枪;。
- 3) 输出光字牌报警, 并在 CRT 显示和打印;
- 4) 燃料油回油阀打开。

c) 磨煤机跳闸 (适用直吹式制粉系统)

磨煤机及其相关的设备跳闸, 对每台磨煤机来讲, 将退出与该磨煤机对应的煤粉燃烧器。某一磨煤机跳闸不应影响其它运行的磨煤机及点火枪。下列任一条件满足时, 均应使磨煤机及其相关设备跳闸:

- 1) MFT;
- 2) 主操作台上运行人员跳闸指令;
- 3) 启动程序失败;
- 4) 从磨煤机至煤粉燃烧器的管道堵塞;

- 5) 相应的给煤机跳闸;
  - 6) 一次风量低;
  - 7) 二次风量低;
  - 8) 不带点火枪的燃烧器组火焰丧失;
  - 9) 点火枪火焰丧失: 磨煤机启动程序阶段, 点火能量失去, 或投入炉膛的煤粉燃料低于要求;
  - 10) 磨煤机辅助系统, 如润滑油、密封风等丧失;
- 当发生磨煤机跳闸时, 应自动进行下列操作:
- 1) 停运给煤机;
  - 2) 给煤机应切除自动方式;
  - 3) 停运磨煤机;
  - 4) 关闭冷、热风挡板;
  - 5) 投运惰性气体保护系统;
  - 6) 至光字牌报警并在 CRT 上显示和打印。磨煤机跳闸应提示运行人员引起跳闸的原因;
- d) 给粉机、排粉机跳闸 (适用中间储仓式制粉系统)
- 发生下列工况时, 均应使给粉机、排粉机跳闸:
- 1) MFT;
  - 2) 运行人员的跳闸指令;
  - 3) 启动程序失败;
  - 4) 一次风量低;
  - 5) 二次风量受阻;
  - 6) 点火枪火焰丧失: 给粉机启动程序阶段, 点火能量失去, 或投入炉膛的煤粉燃烧低于要求;

### D3.3 现场设备

一般 FSSS 应有下列现场设备:

#### D3.3.1 用于煤粉燃烧器、油枪和点火枪的火焰检测器。

一套完整的火焰检测系统, 并能辨别出煤和油燃烧的火焰。应采用有识别能力的火焰检测器监视每一个油火焰及煤火焰。

火焰检测器应正确监视各种火焰状态, 不发出错误信息。燃烧器火焰检测回路的灵敏度应能对低光度有足够的响应, 检测器所安装的位置应能使其相邻的、对角的、炉膛反射的, 或相邻主火焰的背景干扰处于最小。

检测器应含有自检系统, 以确保不会提供一个虚假的“有火焰”信号。

每个燃烧器的火焰检测器应以 4mA~20mA 信号输出, 以表示一个火焰的强度。

所有从火焰检测器至系统机柜的带接插件的预制电缆。

#### D3.3.2 二台火焰检测器的冷却风机, 每台容量为 100%。

就地控制箱用于冷却风机的监控, 以满足每只火焰检测器冷却风流量和压力的要求。风机跳闸、风机状态和冷却风压力低均应有报警和跳闸接点并提供集控室的远方指示、启动和联锁控制。

#### D3.3.3 二位式仪表, 如压力开关、温度开关、流量开关和行程开关等。

#### D3.3.4 带行程开关和二位式电磁阀的燃油快关阀和回油阀。