

水力发电厂计算机监控系统 设计 规 范

Specification for design of computer supervision
and control systems in hydraulic power plants

DL / T 5065 — 2009

代替 DL/T 5065 — 1996

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	2
3 主要术语、定义与缩略语	3
4 总则	9
5 系统结构与配置	10
5.1 系统结构	10
5.2 电厂级的配置与设备选择	10
5.3 网络的配置与设备选择	11
5.4 现地控制单元的配置与设备选择	12
6 监控系统的功能	15
6.1 数据采集	15
6.2 数据处理	16
6.3 控制与调节	18

6.4 数据通信	19
6.5 时钟同步	20
6.6 运行管理与指导功能	20
6.7 系统自诊断与自恢复	20
6.8 人机联系	21
6.9 培训仿真	22
6.10 系统维护及软件开发	22
7 软件的技术要求	23
8 二次接线	24
9 电源	25
10 电缆与光缆	27
11 接地与防雷	29
12 场地与环境	30
13 电磁兼容抗扰度	31
14 安全防护	36
附录 A (资料性附录) 计算机监控系统的输入输出量	38
条文说明	49

前 言

根据《国家发改委办公厅关于印发 2005 年行业标准项目计划的通知》(发改办工业[2005] 739 号),中国水电顾问集团公司对 DL/T 5065—1996《水力发电厂计算机监控系统设计规范》组织修订。

DL/T 5065—1996“4 梯级水电厂及水电厂群的计算机集中监控系统”的相关内容已在新颁的 DL/T 5345—2006《梯级水电厂集中监控工程设计规范》中体现和充实,故本标准修订后不再包含梯级水电厂集中监控的内容。

此外,与 DL/T 5065—1996 相比,修订后的规范内容还作了如下主要修订:

- 按照 DL/T 600—2001《电力行业标准编写基本规定》的要求,新增了“2 规范性引用文件”和“3 主要术语、定义与缩略语”两章。
- 将原“2 类型与结构”改为“5 系统结构与配置”,并作了修改与补充。
- 将原“3 大型水电厂的计算机监控系统”的内容分成几部分,分别移到了新增的“6 功能”、“7 软件的技术要求”、“8 二次接线”,并作了修改与补充。
- 将原“5 场地技术及其他”的内容分成了几部分,分别移到了新增的“9 电源”、“10 电缆与光缆”、“11 接地与防雷”、“12 场地与环境”,并作了修改与补充。
- 新增了“13 电磁兼容抗扰度”,规定了水电厂计算机监控系统的电磁兼容抗扰度试验中应遵循的指标。
- 新增了“14 安全防护”,反映了国家职能部门对计算机监控系统安全防护的基本要求。

——新增了“附录 A（资料性附录）计算机监控系统的输入输出量”，详列了监控系统采集和控制的量。

本标准的附录 A 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业水电规划设计标准化技术委员会归口并负责解释。

本标准起草单位：中国水电顾问集团北京勘测设计研究院、水电水利规划设计总院。

本标准主要起草人：姜树德、刘国阳、雷旭、王润玲、梁见诚。

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（北京市宣武区白广路二条一号，100761）。

1 范 围

本标准规定了水力发电厂（以下简称水电厂）计算机监控系统设计中应遵循的原则。

本规范适用于大中型水电厂计算机监控系统的设计，也可供设计小型水电厂时参考。

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 2312 信息交换用汉字编码字符集·基本集

GB/T 2887 电子计算机场地通用规范

GB/T 6650 计算机机房用活动地板技术条件

GB/T 17626 电磁兼容试验和测量技术

GB 50217 电力工程电缆设计规范

DL/T 5132 水力发电厂二次接线设计规范

SDJ 278 水利水电工程设计防火规范

3 主要术语、定义与缩略语

下列术语和符号适用于本标准。

3.0.1

计算机监控系统 computer supervision and control systems
利用计算机对生产过程进行实时监视和控制的系统。

3.0.2

电厂控制级 plant control level

简称电厂级，计算机监控系统中负责全厂集中监控的全厂控制级，其设备通常布置在中控室和计算机室。

3.0.3

现地控制级 local control level

计算机监控系统中负责对机组、开关站、公用设备和厂用电等设备实施监控的控制级，其设备通常布置在被监控设备的近旁。

3.0.4

现地控制单元 local control unit, LCU

负责对机组、开关站、公用设备和厂用电等设备实施监控的设备，简称 LCU。

3.0.5

分层分布的监控系统 hierarchical distributed supervision and control system

结构采用分布式、功能安排采用分层分布式的监控系统。

3.0.6

主计算机 main computer, or data server

也称数据服务器，承担监控系统系统的后台工作、计算量较大的工作的计算机，负责自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、实时数据库、数据统计处理、专家系统等功能。

3.0.7

历史数据库服务器 historic data server

用于历史数据存储和查询的服务器。如果不独立设置，则由主计算机完成其功能。

3.0.8

操作员工作站 operator workstation

全厂集中监视和控制的人机接口，用于监控画面和输入操作员指令等工作。

3.0.9

工程师工作站 engineer workstation

用于程序开发、调试和系统维护管理的计算机。

3.0.10

通信工作站 communication workstation

实现与上级调度中心控制系统、管理信息系统（MIS）和其他智能电子设备的信息交换的计算机，有时也称网关机（gateway）。

3.0.11

培训工作站 training workstation

用于培训操作员的计算机。

3.0.12

语音报警工作站 voice alarm workstation

启动电话语音报警和手机短信发送的计算机，可将事故情况通知有关人员。

3.0.13

GPS 接收和授时装置 GPS clock reception and distribution device

接收 GPS 卫星时钟信号，并将统一的时钟信号发送到监控系统及各有关智能电子设备的装置。

3.0.14

人机接口 human-machine interface, HMI 或 human-computer

interface, HCI

实现计算机监控系统与运行维护人员之间联系的功能系统。

3.0.15**状态 status**

描述元件或设备逻辑状态的信息，取值为“0”或“1”。

3.0.16**开关量 digital variable 或 binary variable**

用状态代表的变量。

3.0.17**模拟量 analog variable**

连续变化量，在计算机中它被数字化并用标量表示。

3.0.18**组合式变送器 multi-section transducer**

为实现一种或多种功能而具有两个或两个以上测量线路的变送器。

3.0.19**分布式 I/O distributed I/O**

由 I/O 模块和具有通信功能的数据处理模块构成，符合一定的通信协议，可放在现地控制单元本体以外一定的距离处，以通信方式实现与现地控制单元本体的信息交换。有时也称为远程 I/O。

3.0.20**事件 event**

系统或设备状态的离散变化。

3.0.21**分辨率 resolution**

被测量可能被识别的最小值。事件的分辨率是事件发生时间间隔的可识别的最小值。

3.0.22

事件顺序记录 sequence of events, SOE

重要事件及其发生时刻和先后顺序的记录,有较高的分辨率。

3.0.23

事件日志 event log

事件顺序记录以外的事件及其发生时刻的记录,分辨率较事件顺序记录低。

3.0.24

响应时间 response time

在规定的负载条件下,从一个信号出现在输入设备上开始,到相应的处理后的信号出现在输出设备上可供使用所需的时间。

3.0.25

闭环控制 closed loop control

基于被控设备或被控系统的反馈信号的自动控制方式。例如,电厂的监控系统监视电厂的实际总出力,相应地调节各机组的调速器来改变电厂的总出力以满足电力系统的需求。与之相对的是开环控制(open loop control),指无反馈信号的控制方式。

3.0.26

电磁兼容性 Electromagnetic Compatibility, EMC

设备或系统在其电磁环境中能正常工作,且不对该环境中任何事物构成不能承受的电磁干扰的能力。

3.0.27

现场总线 fieldbus

与工业控制或仪表设备(例如,但不限于,变送器、执行器和现地控制器)通信的数字式、串行、多点数据总线。

3.0.28

故障安全 fail safe

防止一个元件的故障成为致命故障的设计特性。

3.0.29

系统软件 system software

用于帮助计算机系统和相关的程序操作和维护的软件，例如操作系统、汇编程序和实用程序。

3.0.30

支持软件 **support software**

辅助其他软件开发或维护的软件，例如编译程序、装入程序和其他实用程序。

3.0.31

应用软件 **application software**

用于实现用户的特定需要而非计算机本身需要的软件，例如 AGC、AVC、开停机过程控制软件。

3.0.32

黑启动 **black start**

在没有正常交流厂用电的条件下启动电厂运行。

3.0.33

不间断电源 **uninterruptible power systems, UPS**

变流器、切换开关和蓄电池的组合，构成一个能够在交流输入电源故障时保证连续供电的电源系统。

3.0.34

智能电子设备 **intelligent electronic device, IED**

包含一个或多个微处理器，能处理数据、从外界接收数据或向外界发送数据的装置。

3.0.35

直流采样 **DC sampling**

变送器将互感器输出的二次电压和电流变换为 4mA ~ 20mA、0~5V 等与电压、电流、功率、功率因数等参数成比例的直流信号，然后输入监控系统的采集模件的采样方式。

3.0.36

交流采样 **AC sampling**

互感器输出的二次电压和电流直接输入监控系统的采集模件

的采样方式。监控系统所需的电压、电流、功率、功率因数等参数由采集模件计算得出，通过通信接口实现数据传送。采集模件可以是与现地控制单元配套的专用模件，也可以是通用的组合式变送器。

4 总 则

4.0.1 水电厂计算机监控系统（以下简称监控系统）的设计应安全适用、技术先进、经济合理。监控系统的结构、技术性能和指标应与水电厂的规模及其在电力系统中的地位和当前监控系统的发展水平相适应。

4.0.2 监控系统的设计应遵循如下原则：

- 1 提高水电厂的安全生产水平。
- 2 保证供电质量。
- 3 提高水电厂的经济效益和管理水平。
- 4 提高水电厂的自动化水平，为实现“无人值班”（少人值守）提供保证。

5 系统结构与配置

5.1 系统结构

5.1.1 监控系统应采用分层分布结构，分别设置：

- 1 电厂控制级（简称电厂级）。
- 2 现地控制级。

5.1.2 分层分布的监控系统可采用全厂单级网，连接电厂级和现地控制级的所有设备；也可根据电厂的规模和复杂程度分设信息网和控制网。信息网连接负责报警、打印等功能的设备；控制网连接负责实时监控的设备，采用主计算机等设备实现两级网之间的数据交换。

5.2 电厂级的配置与设备选择

5.2.1 监控系统的电厂级应根据水电厂的装机容量及水电厂在系统中的重要性等综合因素设置以下设备的全部或其中一部分：

- 1 网络通信设备和通信介质。
- 2 主计算机（数据服务器）。
- 3 操作员工作站。
- 4 工程师工作站。
- 5 通信工作站。
- 6 培训工作站。
- 7 历史数据存储器。
- 8 语音报警工作站。
- 9 GPS 接收和授时装置。
- 10 模拟屏。
- 11 电源装置。

12 外围设备。

5.2.2 电厂级设备的数量可参照表 5.2.2 配置。当机组少于 4 台和/或总装机容量接近所列值的下限时，设备数量按表 5.2.2 的下限配置。

根据具体情况，可不设其中的某些设备，其功能由其他设备承担。

总装机容量大于 1200MW 的水电厂，可增加历史数据库服务器、WEB 数据服务器和信息发布系统等设备。

表 5.2.2 电厂级主要设备配置建议

电厂级设备 总装机容量 MW	主计算机 (数据服务器)	操作员工作站 (每台带 2 台显示器)	工程师工作站	通信工作站	培训工作站	语音报警工作站	打印机		模拟屏	GPS 接收和授时装置
							黑白	彩色		
50~300	1~2	2	0~1	1~2	0	1	1~2	1	0~1	1
300~1200	2	2	1	2	0~1	1	2~3	1~2	0~1	1~2
>1200	2~3	2~3	1	2~3	1	1	2~3	1~2	0~1	2

5.2.3 大型水电厂的主计算机宜采用 UNIX 服务器；中型水电厂的主计算机宜采用工作站或服务器；操作员工作站和电厂级的其他计算机可采用微机；接入调度系统的通信工作站的配置应符合调度部门的要求。

5.3 网络的配置与设备选择

5.3.1 网络的选择可按分类的不同在下列方案中选择。

- 1 按物理拓扑结构分类，可选择星形网、环形网或总线形网。
- 2 按访问控制协议分类，可选择令牌网或以太网。
- 3 按使用的介质分类，可选择双绞线网或光纤网。

4 按传输速率分类,可选择 10Mb/s、100Mb/s (快速以太网)或 1000Mb/s 以太网 (千兆位以太网)。

5 按端口间数据传送的方式分类,可选择共享式以太网或交换式以太网。

大型水电厂应采用交换式以太网。

5.3.2 连接中控室和计算机室设备的介质宜采用双绞线,从现地控制单元连接到电厂级设备的介质宜采用光纤。

5.3.3 选择网络交换机时应考虑如下因素:

1 可扩展性。交换机应配置与网络介质匹配的用户端口,并留有扩展余地;端口数量与带宽应合理配合,以避免饱和与拥塞。

2 可靠性。交换机应支持冗余配置,包括电源的冗余配置。具有容错功能,设备故障、链路故障情况下能够进行冗余切换。大型水电厂的冗余网络的自愈时间或双网之间的切换时间应不大于 0.5s。

3 实时性。网络设备的端口延迟,即从交换机接收到数据包到开始向目的端口发送数据包之间的时间间隔,应尽可能短。

4 可管理性。交换机应具备远程管理功能,实现整个网络的统一管理,并且能够实现故障自动报警。

5 安全性。交换机应支持端口的分级安全设定、端口与 MAC 地址的绑定、对空闲端口的关闭等。

5.3.4 监控系统应采用冗余网络。

5.4 现地控制单元的配置与设备选择

5.4.1 现地控制单元按监控对象设置:

1 每台机组各设置一个现地控制单元,采用发电机变压器单元接线时,主变压器由机组的现地控制单元监控;采用其他方式的接线时,主变压器可由开关站现地控制单元监控。机组快速闸门启闭机应由机组现地控制单元监控。如果机组进水口至厂房的电缆敷设长度小于 600m,机组快速闸门启闭机的控制设备与机组

现地控制单元之间宜采用硬接线连接；如果机组进水口至厂房的电缆敷设长度大于 600m，则宜在快速闸门现地设置分布式 I/O。

2 根据电压等级和出线数量的多少，开关站设置一个或两个现地控制单元。

3 厂内的厂用电和公用设备可设置一个现地控制单元。大型水电厂，尤其是装机容量超过 1200MW 的水电厂，可分别设置厂用电和公用设备的现地控制单元，其数量也可根据厂用电和公用设备布置的具体情况增加。

4 坝区设备设置一个现地控制单元。

5 抽水蓄能电站的机组变频启动器和背靠背启动可与开关站或公用设备合用一个现地控制单元，或单独设置一个现地控制单元。

6 抽水蓄能电站的上水库和下水库设备分别设置一个简化配置的现地控制单元，或设置附属于就近的现地控制单元的分布式 I/O。

7 中控室和计算机室如果设在远离主副厂房和开关站的办公楼内，可在其中设置一个现地控制单元或分布式 I/O。

5.4.2 坝区和开关站等处的厂用电和公用设备等，宜由就近的现地控制单元进行监控。

5.4.3 现地控制单元的基本组成可在下列型式中选取：

- 1 通用可编程控制器。
- 2 专用控制器。
- 3 通用可编程控制器加工业微机。
- 4 专用控制器加工业微机。

5.4.4 现地控制单元应配置液晶显示器作为人机接口，宜配置少量的仪表、指示灯、控制开关和按钮，例如机组的电流表、电压表、功率表、同步装置和同步表，断路器的操作开关、事故停机按钮、机组进水阀或快速闸门关闭按钮等。现地控制单元应配置适当的串行通信接口和/或网络接口，以实现与被监控设备的数据

通信并便于与便携式调试设备连接。

5.4.5 单机容量为 100MW 及以上的机组的现地控制单元、负责变频启动器和背靠背启动的现地控制单元及电压等级为 220kV 及以上的开关站的现地控制单元的 CPU，应双重化冗余配置。

5.4.6 现地控制单元发出的停机命令、事故闸门或进出水口闸阀的关闭命令、断路器和隔离开关的分合命令，现地控制单元接收的断路器和隔离开关的位置等重要信号应采用硬接线传送。

5.4.7 现地控制单元和被监控的各种智能电子设备之间可采用串行通信、现场总线、分布式 I/O 和其他数字通信技术传送设备的状态和报警的详细信息。

5.4.8 机组现地控制单元柜中宜配置用于水力机械事故保护的简化的独立继电器接线或可编程控制器（PLC）。发生重要的水机事故或现地控制单元冗余系统全部故障或工作电源全部失去时，水力机械事故停机的独立继电器接线或可编程控制器应能执行完整的停机过程控制。

水力机械事故停机的简化的独立继电器接线或可编程控制器的电源应与现地控制单元的相独立；其输入信号也应与现地控制单元的相独立。事故停机的简化的独立继电器接线或可编程控制器的功能应力求简单，应仅在发生重要的水力机械事故，包括过速、轴承瓦温过高、事故低油压、按下事故停机按钮、按下紧急落快速门或关闭进水阀门按钮等情况下启动。

6 监控系统的功能

6.1 数据采集

6.1.1 监控系统应具有通过硬布线和数据通信方式采集模拟量、开关量和脉冲量的功能，具体内容参见附录 A。

6.1.2 监控系统应采集的模拟量为：

- 1 需经常监视的量。
- 2 需调节的量。
- 3 需记录、制表上报或存档备查的量。
- 4 完成监控系统功能所需要的其他量。

6.1.3 监控系统应采集下列电量：

- 1 机组、变压器、母线、线路、电抗器、电容器、变频启动器等设备的主要运行参数。
- 2 厂用电电源及母线的主要运行参数。
- 3 直流电源系统的主要运行参数。

6.1.4 监控系统应采集下列非电量：

- 1 机组的主要运行参数，如温度、振动、摆度、压力、流量等。
- 2 变压器、电抗器、电容器、变频启动器等的主要运行参数，如温度等。
- 3 机组附属设备及全厂公用系统设备的主要运行参数，如压力、液位、流量等。
- 4 上、下游水位。
- 5 可能运行在部分开启位置的闸门开度。

如果设置了机组在线监测装置，监控系统可不采集振动、摆度等模拟量，而是采集在线监测装置输出的越限报警触点信号。

6.1.5 监控系统应采集下列开关量：

- 1 机组的运行工况（停机、发电、调相、抽水等）。
- 2 机组进出水口闸、阀的位置信号和闸、阀、启闭机的故障、事故信号。
- 3 6kV 及以上电压等级断路器、隔离开关、接地开关的位置信号。
- 4 0.4kV 厂用电进线和联络空气断路器的位置信号。
- 5 近区及厂区送电线路断路器的位置信号。
- 6 主变压器有载调压开关分接头位置信号。
- 7 交直流电源系统的运行工况。
- 8 机组附属设备及全厂公用系统设备的运行工况。
- 9 主辅机电设备的事故、故障信号。
- 10 主要保护及自动装置的动作信号。
- 11 火灾报警的总报警信号。
- 12 火灾报警、通风空调、工业电视等系统的报警信号。
- 13 监控系统的故障信号。

6.1.6 监控系统应能通过数据通信采集来自关口点和上级调度中心规定点的电能量。不属于上述点的电能量，可采用脉冲量采集或通过数据通信方式采集。

6.2 数 据 处 理

6.2.1 监控系统应能对采集到的数据进行处理并生成实时数据库，实现对水电厂各主要设备的工况和参数的巡回检测、记录、计算、越限报警、复限提示和显示、打印等功能。监控系统应建立历史数据库，并能将必要的运行参数和状态存入历史数据库。

6.2.2 监控系统的模拟量处理功能应包括断线检测、信号抗干扰、数字滤波、数据合理性检查、工程单位变换、越复限检查，并根据要求产生报警信号，记录变量在各时段按不同时间分辨率的变化曲线。监控系统还应能对重要的模拟量（如机组轴瓦的温

度)实现变化梯度的计算、记录和报警。

6.2.3 开关量的数据处理功能应包括光电隔离、防抖动处理、硬件及软件滤波、数据合理性检查等,并根据要求产生报警和报告。对不列入事件顺序记录的开关量应进行事件日志记录,包括事件的名称、发生时间(年、月、日、时、分、秒、毫秒)、性质。

6.2.4 监控系统应具有事件顺序记录功能。这项功能包括记录各个重要事件的名称、动作顺序、发生时间(年、月、日、时、分、秒、毫秒)、性质,并根据要求产生报警和报告。监控系统应对以下量进行顺序记录:

- 1 发电机电压及以上电压等级断路器的位置信号。
- 2 分析电力系统、电厂主要电气设备事故需要的继电保护及安全自动装置的动作信号。
- 3 水机保护动作信号。

6.2.5 脉冲量电能量的数据处理功能应能实现分时段和分方向累加,并根据要求形成报表。

6.2.6 监控系统可具有事故追忆(即对事件发生前后的运行情况进行记录)的功能。启动事故追忆的事件主要为各类电气事故。进行事故追忆的量主要有:

- 1 110kV 及以上电压等级的各段母线频率和三相电压。
- 2 110kV 及以上电压等级出线的三相电流、有功功率和无功功率。
- 3 大型发电机的三相电压、三相电流、有功功率和无功功率。

事故追忆范围为事故前 1min 到事故后 2min 的上述各模拟量。启动事故追忆的事件、事故追忆的量、事故前后追忆的时间长度和记录间隔均可由用户设定和修改。

6.2.7 监控系统应能实现下列计算功能:

- 1 峰谷负荷时的发电量分时累计。
- 2 全厂总有功功率、总无功功率、厂用电总有功功率、全厂厂用电率。

3 全厂机组效率、耗水率。

6.3 控制与调节

6.3.1 监控系统应能实现如下方式的控制调节，并能在相关方式之间进行切换：

- 1 上级调度中心控制调节。
- 2 监控系统电厂级控制调节。
- 3 现地控制级控制调节。

三种控制调节方式的优先权自下而上，事故停机不受上述三种方式选择的约束。

6.3.2 监控系统应根据预定的决策原则和电厂运行人员输入的指令（或上级调度中心输入的指令）实现机组工况的自动转换，断路器和隔离开关开断、关合，变压器有载调节开关操作和电气接线自动顺序倒闸等。监控系统内应有符合“五防”要求的逻辑闭锁条件，在通过监控系统手动或自动倒闸操作时，保证设备和人身的安全。

在机组工况转换自动操作过程中，监控系统应显示各主要阶段依次推进的过程。过程受阻时应显示原因，并将机组转换到安全工况。

监控系统可根据需要，实现机组辅助设备和全厂公用设备的远方集中操作。

6.3.3 监控系统应具有实现机组自动同步和手动同步的功能及实现高压开关站断路器的手动同步和自动捕捉同步的功能。

6.3.4 监控系统应能实现机组的事故停机和紧急关闭进出水口闸、阀的功能。

6.3.5 监控系统应能实现机组有功功率和无功功率的调节，并应在屏幕上显示调节过程。

6.3.6 监控系统应根据上级调度中心下达的有功功率给定值或给定的负荷曲线，考虑调频和备用容量的需要，在躲过振动、

空化区等各项限制条件下，以节水多发为目标，按厂内自动发电控制或有功功率联合调节的准则确定最优机组台数、组合及负荷分配。如监控系统采用开环运行，应通过屏幕显示器将结果通知运行人员；如监控系统闭环运行，则应通过机组现地控制单元将控制调节信号自动作用于开停机装置及调速器。监控系统应能将任一机组投入或退出联合调节。

6.3.7 监控系统应根据上级调度中心下达的本厂高压母线的电压或全厂无功功率的给定值曲线，按厂内自动电压控制或机组无功功率联合调节的准则给出每台机组的无功功率调节信号。如监控系统采用开环运行，应通过屏幕显示器将结果通知运行人员；如监控系统采用闭环运行，则应通过机组现地控制单元将控制调节信号自动作用于自动励磁调节装置。

6.3.8 监控系统可根据防洪、航运和工农业及生活用水等要求，实现泄洪闸的成组控制。

6.3.9 控制信号宜采用短脉冲方式，由各被控子系统进行自保持。监控系统应具备故障安全功能。

6.3.10 监控系统应能支持实现水电厂的黑启动功能。

6.4 数 据 通 信

6.4.1 监控系统应能与上级调度中心自动化系统进行数据通信，实现调度自动化系统要求的“四遥”功能。

6.4.2 监控系统宜能以现场总线或其他数字通信方式实现与微机调速器、微机励磁调节器、微机继电保护装置、微机组附属设备控制装置、微机全厂公用设备控制装置及其他智能电子装置的数据通信。

6.4.3 在采取硬、软件安全措施的前提下，监控系统宜能实现与电厂管理信息系统（MIS）、水情自动测报系统等的数据通信。

6.5 时钟同步

6.5.1 监控系统内应采用统一时钟,宜选用 GPS 接收和授时装置的信号对电厂级各工作站及各现地控制单元等有关设备进行时钟校正。

6.5.2 GPS 接收和授时装置宜包含 GPS 接收机和守时钟,以避免卫星失锁造成的时间误差。

6.5.3 监控系统宜采用一钟多个授时口的方式以满足系统和智能电子设备的寻时要求。

6.5.4 授时方式应灵活方便,采用硬对时、软对时或软硬对时组合方式。在卫星时钟故障的情况下,应由电厂主计算机的时钟维持系统正常运行。

6.5.5 监控系统宜向电厂的继电保护、调速系统、励磁系统等被监控设备提供统一的时钟信号。

6.6 运行管理与指导功能

6.6.1 监控系统应能实现自动统计主设备的运行时间及事故、故障次数,机组的工况转换次数,机组附属设备及全厂公用系统设备的运行时间和动作次数,继电保护装置或自动装置的动作次数等。

6.6.2 监控系统应具有正常操作指导、事故处理指导及其他必要的运行管理指导功能。

6.7 系统自诊断与自恢复

6.7.1 监控系统应具备硬、软件在线自诊断能力,发现异常时应自动定位并报警。

6.7.2 监控系统应具备自恢复功能,即当监控系统出现程序死锁或失控时,能自动恢复到原来正常运行状态。对于冗余配置的设备,监控系统应能自动切换到备用设备运行。

6.8 人 机 联 系

6.8.1 监控系统应配置方便实用的人机接口设备。其中屏幕显示器和打印机应支持汉字功能，汉字应满足 GB 2312 中一级汉字库的要求。

6.8.2 运行和维护人员通过人机接口设备应能实现下列操作：

- 1 发出工况转换、有功和无功负荷增减及断路器和隔离开关开断、关合等操作命令。
- 2 设置和修改各项给定值和限值。
- 3 报警点的退出与恢复。
- 4 监控系统的维护。

6.8.3 监控系统应根据系统管理员、维护人员、运行人员的责任分别给予不同的操作权限。

6.8.4 监控系统应自动或根据运行人员的命令，通过屏幕显示器实时显示厂内主要系统的运行状态、主要设备的操作流程、事故和故障报警信号及有关参数和画面。事故报警信号画面应有最高优先权，可覆盖正在显示的其他画面。

主要画面包括：

- 1 电厂的主接线图。
- 2 机组附属设备运行状态图。
- 3 全厂公用设备运行状态图。
- 4 机组工况转换动态流程图。
- 5 监控系统设备运行状态图。
- 6 各类曲线。
- 7 各类棒图。
- 8 运行、操作记录统计表。
- 9 事故、故障统计表。
- 10 用于自动控制的非电量整定值表。
- 11 各类运行报表。

- 12 各类维护管理报表。
- 13 操作票及操作处理指导。
- 14 事故处理指导。

6.8.5 监控系统应在电厂发生事故、故障时，用准确、清晰的语音向有关人员发出报警，也可采用警铃/蜂鸣器进行事故、故障报警。

6.8.6 监控系统应在电厂发生事故、故障时，按一定的等级设置向固定电话或移动电话自动发出语音或文字报警信息。

6.8.7 监控系统可具有用电话查询生产信息及事故、故障报警信息的功能。

6.8.8 监控系统应自动或按运行人员的召唤打印各主要设备的各类操作、事故和故障记录及有关参数、曲线、棒图、报表和文档。

6.9 培 训 仿 真

6.9.1 监控系统应具有运行人员操作培训功能，该功能由培训工作站实现。

6.9.2 监控系统可具有仿真培训功能，该功能由培训工作站实现。培训工作站应设置与操作员工作站相同的人机界面，还宜设置能够对电厂监控对象仿真的硬件和软件，其输入/输出控制逻辑和响应时间应与实际生产过程相同。

6.10 系统维护及软件开发

6.10.1 监控系统应具有系统维护功能，主要有用户管理、系统清理、备份处理、系统升级等功能。

6.10.2 在采取硬、软件安全措施的前提下，监控系统可具有远程诊断维护功能，厂家维护人员可从远方对监控系统进行诊断。

6.10.3 监控系统应能允许得到授权的人员实现应用软件、显示画面和数据库等的编辑、调试、装入、卸除和修改等软件开发功能。

7 软件的技术要求

7.0.1 监控系统应配备能够完成全部功能的软件系统，包括系统软件（主要是操作系统）、支持软件和应用软件。

7.0.2 监控系统应采用具有良好实时性、开放性、可扩充性和高可靠性等技术性能指标的符合开放系统互联标准的操作系统。

7.0.3 监控系统应配备有效的、操作方便灵活的开发环境和必要的支持软件，支持软件至少应包括：

- 1 应用程序开发工具软件。
- 2 交互式数据库编辑工具软件。
- 3 交互式画面编辑工具软件。
- 4 交互式报表编辑工具软件。
- 5 通信软件，应适用于工业控制的标准协议。
- 6 诊断软件，包括在线周期性诊断、请求诊断、离线诊断。

7.0.4 应用软件应采用模块化结构，能扩展或修改。系统硬件升级时，软件应能方便地移植。

7.0.5 应用软件至少应包括：

- 1 数据采集软件。
- 2 数据处理软件。
- 3 数据库软件。
- 4 数据库接口软件。
- 5 控制和调节软件。
- 6 人机接口软件。
- 7 报警记录显示和打印软件。
- 8 电话语音报警和查询软件。
- 9 系统时钟管理软件。
- 10 系统服务管理软件。
- 11 网络管理软件。

8 二 次 接 线

8.0.1 应将监控系统与电厂的其他控制、保护系统、电测量和电能计量设备作为一个完整的系统,统一协调地进行二次接线设计。

8.0.2 开关量输入应以无源触点方式接入现地控制单元。各开关量应直接取自事件的原始触点,如断路器和隔离开关的辅助触点等。

对于发电机电压及更高电压的开关设备,应同时输入常开辅助触点和常闭辅助触点信号。

各开关量输入模件的公共点应在装置内连接在一起。

8.0.3 现地控制单元的开关量输出宜通过中间继电器适配后以无源触点方式引出,中间继电器的输出回路应采取消弧措施。

8.0.4 温度量宜用热电阻以三线制接入现地控制单元的专用模件或经温度巡检装置接入。

8.0.5 电气量宜采用交流采样接入,其他模拟量应采用变送器接入。交流采样装置和变送器(包括组合式变送器)的精度应为0.5级或更优。变送器的输出值宜为4mA~20mA,最大负载能力应能达到500Ω。电量变送器的响应时间应不大于400ms。

8.0.6 现地控制单元的模拟量输出值宜为4mA~20mA。

9 电 源

9.0.1 监控系统电厂级设备供电可采用以下方式:

配置两组冗余的、互为热备用的不间断电源(UPS), 蓄电池作为直流输入电源, 交流输入来自厂用交流电源。具体实施方案有两种:

1 备用冗余方式。两组相同的不间断电源的容量都可单独供给全部负荷, 正常运行时, 一组工作, 一组备用。当工作的不间断电源故障时, 备用的不间断电源接续供电。

2 并联冗余方式。两组相同的不间断电源的容量都可单独供给全部负荷, 正常运行时, 两组不间断电源并联供电。当一组不间断电源故障时, 另一组不间断电源向全部负荷供电。

蓄电池可以是不间断电源自备的, 随不间断电源供货, 内置或外置; 也可采用电厂的蓄电池。

不论采用以上哪种方案, 正常情况下不间断电源均由厂用交流电源供电, 交流电源消失时, 由蓄电池供给逆变器。当两台不间断电源的整流和逆变部分都发生故障但交流电源完好时, 交流电源经过旁路开关直接供给负荷。

不间断电源如果采用自备蓄电池, 则应设置蓄电池状态的监视装置, 当蓄电池故障或容量不足时, 由其发出报警信号。

宜采用两组并联冗余的逆变电源、以电厂的蓄电池作为直流电源的方式。

9.0.2 不间断电源采用自备蓄电池作为直流电源的时, 蓄电池的放电时间应不小于 1h。

9.0.3 监控系统的现地控制单元应采用两路供电, 宜一路取自厂用电的交流电源, 一路取自电厂的直流电源。

9.0.4 容量为 100MW 及以上的机组的现地控制单元和电压为

220kV 及以上的开关站的现地控制单元的电源模块宜双重化配置。

9.0.5 电厂内不应设专为自动化元件供电的电源系统。变送器 etc 自动化元件宜采用现地控制单元的内部电源供电。

10 电 缆 与 光 缆

10.0.1 电缆的选择和敷设应符合 GB 50217 和 DL/T 5132 的要求。

10.0.2 所有电缆芯线的截面面积宜大于或等于 0.75mm^2 。

10.0.3 传送开关量应采用总屏蔽电缆，屏蔽层应在现地控制单元侧一点接地。

10.0.4 传送模拟量应采用对绞分屏蔽加总屏蔽电缆，屏蔽层应在现地控制单元侧一点接地。对绞的两条芯线应是同一信号的往返导体。

用于通信的屏蔽电缆的屏蔽层应在现地控制单元侧一点接地。

测温电阻采用三线制接线时，应采用三绞分屏蔽加总屏蔽电缆，绞合的三条芯线应是连接同一测温电阻的三根导体。

传输模拟量的长距离电缆的截面面积，应按变送器输出的负荷能力、现地控制单元模入模件的输入阻抗及电缆长度计算校核。

10.0.5 同一电缆的各芯线应传输电平等级相同或相近的信号。

10.0.6 开关量输入、模拟量输入和输出的信号电缆敷设时应尽量远离电力电缆和母线，减少二者平行敷设的长度，二者之间的最小距离应符合表 10.0.6 的规定。以上电缆敷设时还应远离高频电流的入地点，如避雷器和避雷针的接地点、电容式电压互感器和耦合电容器的接地点等。

表 10.0.6 计算机信号电缆与电力电缆（含母线）之间的最小距离

		mm					
平行敷设的长度 电力电缆 电压与工作电流	≤10m	≤25m	≤100m	≤200m	≤500m	≥500m	
	≥125V 或 ≥10A	10	10	50	100	200	1200

表 10.0.6 (续)

平行敷设的长度 电力电缆 电压与工作电流	≤10m	≤25m	≤100m	≤200m	≤500m	≥500m
≥250V 或 ≥50A	10	50	150	200	450	1200
≥400V 或 ≥100A	50	100	200	450	600	1200
≥500V 或 ≥200A	100	200	300	600	900	1200
≥3000V 或 ≥800A	200	300	600	900	1200	1200
注：“电力电缆电压与工作电流”栏内电压是各回路中的最高电压，电流是各回路中同时通过的电流之和。						

10.0.7 计算机开关量输入和输出、模拟量输入和输出信号电缆应单独敷设在电缆桥架的最下一层，不宜与其他电缆混合敷设。如果必须与其他控制电缆混合敷设时，可设金属隔板与控制电缆分开。

10.0.8 电缆和光缆应为阻燃型，宜采用铠装、护套或其他预防机械损伤和虫鼠害的措施。

11 接 地 与 防 雷

11.0.1 监控系统的逻辑地和模拟地采用共地方式还是浮空方式，应按照设备的技术要求确定。

11.0.2 监控系统应利用电厂的主接地网接地，不设计算机系统专用接地网。

11.0.3 监控系统的各盘柜内应设与柜体绝缘、截面积不小于 100mm^2 的接地铜排，盘柜内应与接地网相连的各种功能地（工作地）应采用截面面积不小于 4mm^2 的多股铜导线连接到上述铜排。

在盘柜外，沿着盘柜布置方向敷设截面 100mm^2 的专用铜排，将该铜排首末端连接成环，形成等电位接地网。等电位接地网应经由至少 4 根截面不小于 50mm^2 的多股铜导线接入电厂的主接地网。

各盘柜内的接地铜排应经由截面不小于 50mm^2 的铜排分别引至等电位接地网。

如果监控系统盘柜近旁设置有继电保护盘柜，则二者应共用合为一体的等电位接地网。监控系统的各盘柜的保护地（即安全地或机壳地），应当与电厂的主接地网可靠连接。

公共接地铜排可与近旁的继电保护盘柜的公共接地铜排合用。

11.0.4 监控系统应在可能遭受雷电侵入的部分设置防雷保护元件。防雷保护元件按三级防雷网络设置，最后一级应将浪涌过电压限制在设备能安全承受的范围内。

12 场地与环境

12.0.1 计算机室应符合 GB/T 2887 的规定，应避免强电磁场（如高电压、大电流的母线或电缆的周边）、强振动源和强噪音源的干扰。

12.0.2 计算机室应靠近中控室布置。

12.0.3 计算机室应保持室温为 $18^{\circ}\text{C}\sim 25^{\circ}\text{C}$ ；温度变化率应小于 5K/h ，不结露；相对湿度应为 $45\%\sim 65\%$ 。

12.0.4 计算机室及其辅助用房的面积依设备的具体情况而定，应保证工作人员有足够的活动空间。净高不小于 3m ，宜为 3.5m 左右。

12.0.5 计算机室的地面采用活动地板时，应符合 GB/T 6650 的要求。防静电活动地板应可靠接地，地板以下空间高度不小于 30cm 。

12.0.6 计算机室的建筑应采取防尘、防潮、防噪声等措施，并按 SDJ 278 的规定进行防火设计。

12.0.7 中央控制室应保持室温为 $25^{\circ}\text{C}\sim 27^{\circ}\text{C}$ ，其他场地与环境技术条件与计算机室相同。

12.0.8 现地控制单元的环境温度应保持为 $0^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，施工期间应对其采取防尘措施。

13 电磁兼容抗扰度

13.0.1 监控系统的抗扰度宜满足表 13.0.1-1~表 13.0.1-5 的要求。

表 13.0.1-1 外壳端口抗扰度规范

试验	环境现象	基础标准	发电厂和中压变电所		高压变电所		说 明
			等级	试验值	等级	试验值	
1.1	工频磁场	GB/T 17626.8	2	3A/m, 连续	2	3A/m	仅适用于 CRT 监视器
			5	100A/m, 连续 1000A/m, 1s	5	100A/m, 连续 1000 A/m, 1s	仅适用于包含霍尔元件、磁场传感器等对磁场敏感的装置的设备
1.2	射频电磁场辐射 80MHz~300MHz	GB/T 17626.3	3	10V/m	3	10V/m	这个等级正常情况下允许在离设备 1m 到 2m 处使用便携式辐射设备
1.3	静电放电	GB/T 17626.2	3	6kV, 接触放电 8kV, 空气放电	3	6kV, 接触放电 8kV, 空气放电	

表 13.0.1-2 信号端口抗扰度规范

试验	环境现象	基础标准	连 接										说 明
			现地		现场		至高压设备		通信				
			等级	试验值	等级	试验值	等级	试验值	等级	试验值			
2.1	网频电压		—	—	4	30V, 连续 300V, 1s	4	30V, 连续 300V, 1s	4	30V, 连续 300V, 1s	—	对于平衡线路和短距离 数据总线, 见 IEC 61000- 4-5 或 GB/T 17626. 5 的 表 A.1	
2.2	浪涌 1.2/50 μ s 线对地 线对线	GB/T 17626.5	2 1	1kV 0.5kV	3 2	2kV 1kV	4 3	4kV 2kV	4 3	4kV 2kV			
2.3	阻尼振荡波 共模 差模	GB/T 17626.12	—	—	2	1kV 0.5kV	3	2.5kV 1kV	3	2.5kV 1kV	试验在 1MHz 下进行 (覆盖 GIS 的更高频率正 在考虑中)		
2.4	电快速瞬 变脉冲群	GB/T 17626.4	3	1kV	4	2kV	×	4kV	×	4kV	4kV 时采用的脉冲重复 率为 2.5kHz		
2.5	射频场感应 的传导骚扰	GB/T 17626.6	3	10V	3	10V	3	10V	3	10V	10V=140dB(μ V)		

注: ×是一个开放等级, 可在产品规范中确定。

注: × 是一个开放等级, 可在产品规范中确定。

表 13.0.1-3 低压交流电源输入和低压交流电源输出端口抗扰度规范

试验	环 境 现 象	基 础 标 准	设备安装位置				说 明
			发电厂和 中压变电所		高压变电所		
			等级	试验值	等级	试验值	
3.1	电压暂降	GB/T 17626.11	—	ΔU 30%，1 个周期； ΔU 60%，50 个周期			不适用于交流电源输出端 □
3.2	电压中断		—	ΔU 100%，5 个周期； ΔU 100%，50 个周期			
3.3	浪涌 1.2/50 μ s 线对地 线对线	GB/T 17626.5	3 2	2kV 1kV	4 3	4kV 2kV	—
3.4	电快速瞬变脉冲群	GB/T 17626.4	3	2kV	4	4kV	—
3.5	阻尼振荡波 共模 差模	GB/T 17626.12	2	1kV 0.5kV	3	2.5kV 1kV	试验在 1MHz 下进行（覆盖 GIS 的更高频率正在考虑中）
3.6	射频场感应的传导骚扰	GB/T 17626.6	3	10V	3	10V	10V=140dB(μ V)

表 13.0.1-4 低压直流电源输入和低压直流电源输出端口抗扰度规范

试验	环 境 现 象	基 础 标 准	设备安装位置			说 明
			发电厂和中压变电所		高压变电所	
			等级	试验值	等级 试验值	
4.1	电压暂降		—	$\Delta U 30\%, 0.1s; \Delta U 60\%, 0.1s$		不适用于直流电源输出端口
4.2	电压中断		—	$\Delta U 100\%, 0.05s$		
4.3	直流电源纹波	GB/T 17626.17	3	$10\% U_n$		
4.4	网频电压		3	10V, 连续 100V, 1s	4 30V, 连续 300V, 1s	—
4.5	浪涌 1.2/50 μs 线对地 线对线	GB/T 17626.5	3 2	2kV 1kV	3 2kV 2 1kV	—
4.6	电快速瞬变脉冲群	GB/T 17626.4	3	2kV	4 4kV	—
4.7	阻尼振荡波 共模 差模	GB/T 17626.12	2	1kV 0.5kV	3 2.5kV 1kV	试验在 1MHz 下进行 (覆盖 GIS 的更高频率正在考虑中)
4.8	射频场感应的传导骚扰	GB/T 17626.6	3	10V	3 10V	10V=140dB(μV)

表 13.0.1-5 功能接地端口抗扰度规范

试验	环 境 现 象	基础标准	设备安装位置				说 明
			发电厂和中压变电所		高压变电所		
			等级	试验值	等级	试验值	
			3	2kV	4	4kV	
5.1	电快速瞬变脉冲群	GB/T 17626.4	3	10V	3	10V	适用于与安全接地分开的专用的功能接地 10V=140dB(μV)
5.2	射频场感应的传导骚扰	GB/T 17626.6	3		3		

14 安 全 防 护

14.0.1 监控系统与非控制区（安全区Ⅱ）设备之间应采用具有访问控制功能的设备、防火墙或者相当功能的设施，实现逻辑隔离，见图 14.0.1。

14.0.2 监控系统与 MIS 系统等管理信息大区设备之间应采取接近于物理隔离强度的隔离措施。如以网络方式连接，则应设置电力专用横向单向安全隔离装置，见图 14.0.1。

14.0.3 监控系统与电力调度数据网之间应配置纵向加密认证装置或纵向加密认证网关进行安全防护，见图 14.01。

14.0.4 同一套 GPS 接收和授时装置不应采用网络方式为不同安全大区的设备提供授时服务。

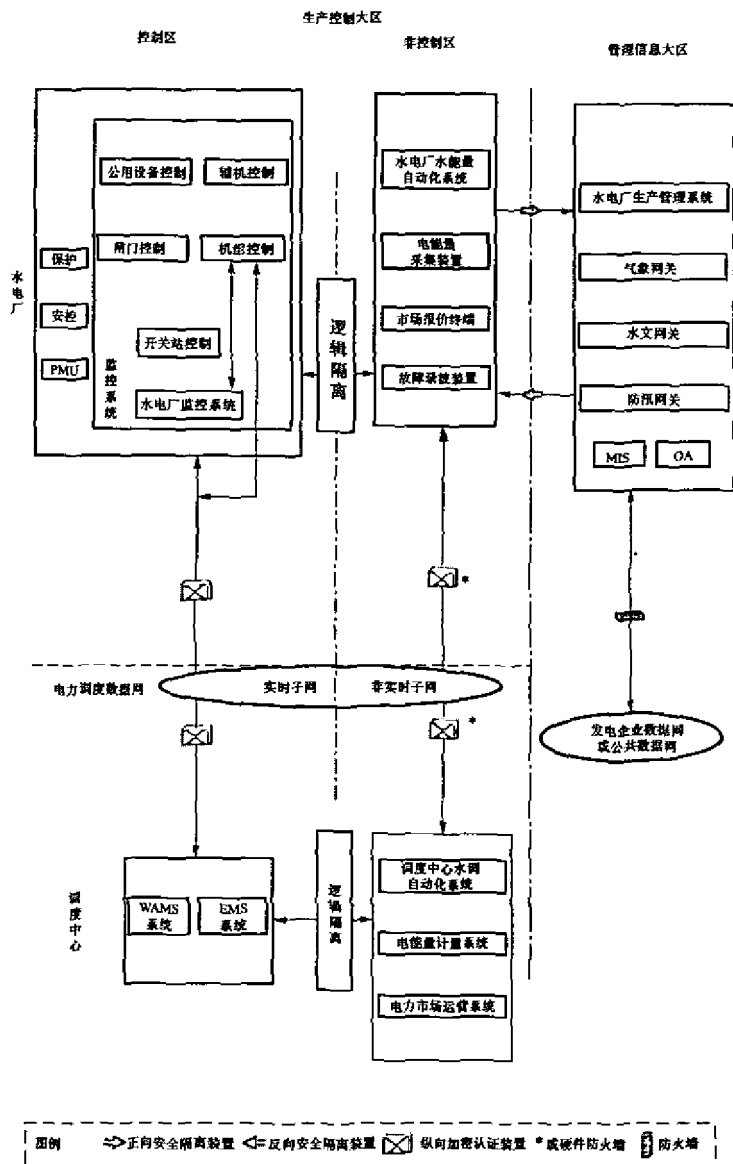


图 14.0.1 水电厂二次系统安全部署示意图

附录 A

(资料性附录)

计算机监控系统的输入输出量

A.1 符号说明

A.1.1 电气量采用的符号如下：

- 1 I —单相电流；
- 2 I_A, I_B, I_C —三相电流；
- 3 U —一个线电压；
- 4 U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} —三个线电压；
- 5 U_{A0}, U_{B0}, U_{C0} —三个相电压；
- 6 U_0 —零序电压；
- 7 f —频率；
- 8 P —有功功率；
- 9 Q —无功功率；
- 10 \underline{P} —双向有功功率；
- 11 \underline{Q} —双向无功功率；
- 12 U_X —线路侧线电压；
- 13 W —有功电能；
- 14 W_Q —无功电能；
- 15 \underline{W} —双向有功电能；
- 16 \underline{W}_Q —双向无功电能；
- 17 U_f —转子电压；
- 18 I_f —转子电流。

A.1.2 信息传送方式采用的符号如下：

- 1 H 表示硬接线方式。对开关量表示以无源触点方式接入或

接出；对模拟量表示以 4mA~20mA 信号接入或接出，或经交流采样模件接入；测温电阻（RTD）直接连接到温度采样模件。

2 C 表示数字通信方式，开关量以数字通信方式接入或接出；电气量从电流互感器、电压互感器输入就近的组合式变送器，组合式变送器以数字通信方式接入现地控制单元；给定值以数字通信方式接出；RTD 连接到温度巡检装置，巡检装置用数字通信方式接入。

A.2 机组现地控制单元的输入输出量

表 A.1~表 A.5 列出了机组现地控制单元的输入输出量。

表 A.1 机组现地控制单元的开入量

序号	设 备	开 入 量	事件顺序记录	信号传输方式
1	机组	运行工况（发电、抽水、调相、停机等）	—	H
2	机组进出水口闸门和启闭机，进水阀及其操作设备	启闭位置，事故、故障信号	—	H
3	发电机断路器或发电机变压器组断路器	跳合闸位置	√	H
4	发电机电压回路（包括中性点）的所有隔离开关和接地开关	分合位置	—	H
5	发电机断路器或发电机变压器组断路器、发电机电压回路（包括中性点）的所有隔离开关和接地开关	本体异常（气体密度下降、弹簧未储能、油泵或空压机故障、工作电源故障等）	—	H
6	主变压器有载调压开关分接头	位置	—	H
7	发电机	各种电气事故和异常	√	H, C
8	机组及其辅助设备（包括调速、励磁、保护、冷却、润滑、制动等设备）	各种电气和机械故障	—	H, C
9	主变压器	各种电气事故和异常（包括瓦斯保护动作）	√	H, C

表 A.1 (续)

序号	设 备	开 入 量	事件顺序记录	信号传输方式
10	主变压器及其辅助设备 (包括冷却设备等)	各种机械故障	—	H, C
11	控制回路	电源故障	—	H
12	保护及自动装置	投退状态及自身故障	—	C
13		工作人员输入的开机令、停机令和其他工况转换命令, 以及完成上述命令的顺序控制过程所需的相关设备状态	—	H, C

表 A.2 机组现地控制单元的电气模入量

序号	设 备	模 入 量	电能计量	信号传输方式	模拟屏
1	母线发电机	$I_A, I_B, I_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_0, P, Q, f$	W, W_Q	H, C	P, Q
2	扩大单元 机组	$I_A, I_B, I_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_0, P, Q, f$	W, W_Q		P, Q
3	发电机- 变压器- 线路组	$I_A, I_B, I_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_0, P, Q, f$	W, W_Q		P, Q
4		高压侧 U_X	—		—
5	发电机- 双绕组 变压器组	$I_A, I_B, I_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_0, P, Q, f$	W, W_Q		P, Q
6		高压侧 —	—		—
7	发电机- 三绕组 变压器 (或自耦) 组	发电 机侧 $I_A, I_B, I_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_0, P, Q, f$	W, W_Q		P, Q
8		中压侧 I, P, Q	W, W_Q		P, Q
9		高压侧 I, P, Q	W, W_Q		P, Q
10		公共 绕组 I	—		—
11	发电机励磁系统	U_f, I_f	—	H	—
注 1: 对于有可能进相运行的机组, 序号 1、2、3、5、7、8、9 的 Q 和 W_Q 应分别改为 \underline{Q} 和 \underline{W}_Q 。 注 2: 对于抽水蓄能电站, 序号 1、2、3、5、7、8、9 的 P 、 Q 、 W 和 W_Q 应分别改为 \underline{P} 、 \underline{Q} 、 \underline{W} 和 \underline{W}_Q 。					

表 A.3 机组现地控制单元的非电模入量

序号	设 备	模 入 量	信号传输方式	备 注
1	发电机/水轮机	各轴承的每个轴瓦、各轴承油槽内的油、轴承油外循环系统的油和水、空气冷却器的冷风和热风、定子绕组和铁心的温度	H, C	
2	主变压器	油面温度和绕组温度		
3	励磁变压器	绕组温度		
4	发电机/水轮机	过机流量	H	
5	发电机/水轮机	轴承支架的振动、大轴的摆度	H	
6	发电机/水轮机	各冷却水管、油管的流量	H	可选项。一般情况下用示流信号器即可
7	发电机/水轮机	回油箱、压油罐、各轴承油槽的油位	H	可选项。一般情况下用液位信号器即可
8	发电机/水轮机	各冷却水管、压油装置的液压	H	可选项。一般情况下用压力信号器即可
9	水轮机	接力器行程	H	可选项。一般情况下用主令信号器即可

表 A.4 机组现地控制单元的开出量

序号	设 备	开 出 量	信号传输方式
1	机组进出水口闸、阀	开闭操作, 包括开机、停机和 其他工况转换的顺序控制过程 中的开闭操作	H
2	发电机断路器或发电机 变压器组断路器	跳合操作, 包括开机、停机和 其他工况转换的顺序控制过程 中的跳合操作	
3	发电机电压回路的所有 隔离开关 (包括中性点开 关)	分合操作, 包括开机、停机和 其他工况转换的顺序控制过程 中的分合操作	

表 A.4 (续)

序号	设 备	开 出 量	信号传输方式
4	主变压器中性点开关	分合操作	
5	机组及其辅助设备 (包括调速、励磁、继电保护、冷却、润滑、制动等设备)	开机、停机和工况转换的顺序控制过程中进行的设备投退、转速/有功功率的增减、电压/无功功率的增减、阀门开闭、开关分合等操作及工况 (表示机组处于发电、抽水、调相、停止等状态) 信号	H, C
6	主变压器及其辅助设备 (包括冷却设备等)	开机、停机和工况转换的顺序控制过程中进行的设备投退、阀门开闭、开关分合等操作及工况 (表示机组处于运行或停止等状态) 信号	H, C

表 A.5 机组现地控制单元的模出量

序号	设 备	模 出 量	信号传输方式
1	调速器	有功功率给定值	H, C
2	励磁调节器	无功功率给定值	H, C

A.3 开关站现地控制单元的输入输出量

表 A.6~表 A.8 列出了开关站现地控制单元的输入输出量。

表 A.6 开关站现地控制单元的开入量

序号	设 备	开 入 量	事件顺序记录	信号传输方式
1	断路器	跳合闸位置	√	H
2	隔离开关和接地开关	分合位置	—	H
3	所有断路器、隔离开关和接地开关	本体异常 (气体密度下降、弹簧未储能、油泵或空压机故障、工作电源故障等)	—	H, C
4	线路及母线、电缆等	各种电气事故及异常	√	H, C

表 A.6 (续)

序号	设 备	开 入 量	事件顺序记录	信号传输方式
5	控制回路	电源故障	—	H
6	保护及自动装置	动作信号及自身故障	—	C
7		工作人员输入的开机令、停机令和其他工况转换命令, 以及完成上述命令的顺序控制过程所需的相关设备状态	—	H, C

表 A.7 开关站现地控制单元的电气模入量

序号	设 备		模入量	电能计量	信号传输方式	模拟屏
1	双绕组变压器	高压侧	I, P, Q	W, W_Q	H, C	P
2		低压侧	—	W, W_Q		—
3	三绕组(自耦)变压器	高压侧	I, P, Q	W, W_Q		P
4		中压侧	I, P, Q	W, W_Q		P
5		低压侧	I, P, Q	W, W_Q		P
6		公共绕组(自耦变压器)	I	—		—
7	三绕组(自耦)联络变压器	高压侧	$I, \underline{P}, \underline{Q}$	$\underline{W}, \underline{W}_Q$		\underline{P}
8		中压侧	$I, \underline{P}, \underline{Q}$	$\underline{W}, \underline{W}_Q$		\underline{P}
9		低压侧	I, P, Q	W, W_Q		\underline{P}
10		公共绕组(自耦变压器)	I	—		—
11	10kV~66kV 线路	单侧电源线路	I, P	W, W_Q		P
12		双侧电源线路	I, \underline{P}	$\underline{W}, \underline{W}_Q$		\underline{P}
13	110kV~220kV 线路	单侧电源线路	I_A, I_B, I_C, P, Q	W, W_Q		P
14		双侧电源线路	$I_A, I_B, I_C, \underline{P}, \underline{Q}$	$\underline{W}, \underline{W}_Q$		\underline{P}

表 A.7 (续)

序号	设 备		模入量	电能 计 量	信号传 输 方 式	模拟屏
15	330kV~ 500kV 线路	单侧电源线路	I_A, I_B, I_C, P, Q	W, W_Q	H, C	P
16		双侧电源线路	$I_A, I_B, I_C, \underline{P}, \underline{Q}$ U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}	$\underline{W}, \underline{W}_Q$		\underline{P}
17	旁路断路器					
18	10kV~ 66kV 母线	母联、分段 断路器	I	—	H	I
19		内桥断路器	I	—		I
20		外桥断路器	I, \underline{P}	—		\underline{P}
21		母线电压	$U, \langle f \rangle$	—		$U, \langle f \rangle$
22		母线绝缘监测	U_{A0}, U_{B0}, U_{C0}	—		—
23		消弧线圈	I	—		I
24	旁路断路器					
25	110kV~ 220kV 母线	母联、分段 断路器	I_A, I_B, I_C	—	H, C	I
26		内桥断路器	I_A, I_B, I_C	—		I
27		外桥断路器	$I_A, I_B, I_C, \underline{P}, \underline{Q}$	—		\underline{P}
28		角形接线的 每个断路器	I_A, I_B, I_C	—		I
		一个半接线各串 的每个断路器	I	—		I
29		母线电压(三相)	$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA},$ f	—		$U, \langle f \rangle$
30		母线电压(单相)	U, f	—		$U, \langle f \rangle$
31	旁路断路器					
32	330kV~ 500kV 母线	母联、分段 断路器	I_A, I_B, I_C	—	H, C	I
33		内桥断路器	I_A, I_B, I_C	—		I

表 A.7 (续)

序号	设 备	模入量	电能 计量	信号传 输方式	模拟屏
34	外桥断路器	$I_A, I_B, I_C, \underline{P}, \underline{Q}$	—	H, C	P
35	角形接线的每个 断路器	I_A, I_B, I_C	—		I
36	330kV~ 500kV 母线 一个半接线各串 的每个断路器或 角形接线的每个 断路器	I	—		I
37	母线电压(三相)	$U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, f$	—		U, f
38	母线电压(单相)	U, f	—		U, f
39	330kV~500kV 并联电抗器组	I_A, I_B, I_C	W_Q		I

表 A.8 开关站现地控制单元的开出量

序号	设 备	开 出 量	信号传输方式
1	断路器	跳合操作	H
2	隔离开关	分合操作	
3	变压器冷却器	设备投退、阀门开闭、 开关分合等操作	
4	主变压器中性点开关	分合操作	

A.4 厂用电和公用设备现地控制单元的输入输出量

表 A.9~A.12 列出了厂用电和公用设备现地控制单元的输入输出量。

表 A.9 厂用电和公用设备现地控制单元的开入量

序号	设 备	开 入 量	事件顺 序记录	信号传 输方式
1	0.4kV 进线及联络断路器	跳合闸位置	—	H
2	6kV 及 6kV 以上电压的断 路器和隔离开关	分合位置	√	H

表 A.9 (续)

序号	设 备	开 入 量	事件顺序记录	信号传输方式
3	断路器	本体异常 (气体密度下降、真空度异常、弹簧未储能、工作电源故障等)	—	H
4	厂用电设备 (厂用电变压器、开关柜、电缆)	各种事故和异常	√	H, C
5	保护及自动装置	投退状态及自身故障	—	H, C
7		工作人员输入的断路器和隔离开关跳合命令	—	H, C
8	公用设备 (直流、油、气、水、通风、空调等)	各种事故和异常	—	H, C
9	排水廊道	水位信号	—	H
10	火灾自动报警系统、工业电视系统等	各自事故总信号 各自的故障总信号		H

表 A.10 厂用电和公用设备现地控制单元的电气模入量

序号	设 备		电 源 侧	信号传输方式	
1	厂用电高压电源	单分支工作电源	I, P, W	H, C	
2		双分支工作电源	I 段		I, P, W
3			II 段		
4		厂用电工作母线			U
5		厂区供电线路			I, W
6	厂用电低压电源	单分支工作电源	I, W		
7		双分支工作电源	I 段		I, W
			II 段		
8		母线分段断路器			I
9		厂用电工作母线			U
10		动力照明变压器			I, W
11		低压直馈线			I, W
12	直流系统	直流母线	\underline{U}	H, C	

表 A.11 厂用电和公用设备现地控制单元的非电模入量

序号	设备	模入量	信号传输方式	备 注
1	厂用变压器	铁心温度和绕组温度	H, C	
2	集水井	水位	H	可选项。一般情况下用水位信号器即可
3	尾水区	水位		

表 A.12 厂用电和公用设备现地控制单元的开出量

序号	设 备	开 出 量	信号传输方式
1	断路器	跳合操作	H
2	隔离开关	分合操作	
3	油、气、水、通风、空调设备	设备投退、阀门开闭、开关分合等操作	H, C

A.5 坝区现地控制单元的输入输出量

表 A.13 和表 A.14 列出了厂用电和公用设备现地控制单元的输入输出量。

表 A.13 坝区现地控制单元的开入量

设 备	开 入 量	信号传输方式
泄洪闸门和启闭机	开闭位置, 事故、故障信号	H, C

表 A.14 坝区现地控制单元的模入量

序号	设 备	模 入 量	信号传输方式
1	泄洪闸门	开度	H, C
2	水库	水位	H
3	水库	水温 (仅抽水蓄能电站有)	
4	拦污栅	前后差压	

水力发电厂计算机监控系统 设计 规 范

条 文 说 明

目 次

1	范围	51
3	主要术语、定义与缩略语	52
4	总则	55
5	系统结构与配置	56
5.1	系统结构	56
5.2	电厂级的配置与设备选择	56
5.3	网络的配置与设备选择	57
5.4	现地控制单元的配置与设备选择	58
6	监控系统的功能	60
6.1	数据采集	60
6.2	数据处理	61
6.3	控制与调节	62
6.4	数据通信	64
6.5	时钟同步	65
6.6	运行管理与指导功能	65
6.7	系统自诊断与自恢复	65
6.8	人机联系	66
6.9	培训仿真	67
6.10	系统维护及软件开发	67
7	软件的技术要求	68
8	二次接线	69
9	电源	71
10	电缆与光缆	74
11	接地与防雷	77
12	场地与环境	79
13	电磁兼容抗扰度	80
14	安全防护	81

1 范 围

本章为根据 DL 600—2001 新增。本规范的 1996 年版（简称 1996 年版）中，相应的内容在“1 总则”中。

本规范对大中型水电厂和小型水电厂的划分遵循 DL 5180—2003 的定义，见表 1。

表 1 水利枢纽工程的分等指标

工 程 等 别	工 程 规 模	装 机 容 量 MW
一	大（1）型	>1200
二	大（2）型	1200~300
三	中 型	300~50
四	小（1）型	50~10
五	小（2）型	<10

本规范对小型水电厂计算机监控系统设计仅有参考意义。小型水电厂应避免采用与电站规模不相称的高档设备和冗余配置。

3 主要术语、定义与缩略语

本章是根据 DL/T 600—2001 的要求新增的。

3.0.4 在采用计算机监控技术的早期，曾借用电网调度远程终端 RTU (Remote Terminal Unit) 的名称代表现地控制单元。自 1991 年全国水电厂 LCU 学术会议之后，国内将名称统一为现地控制单元，简称 LCU。

3.0.5 美国 IEEE 下属的分布式计算技术委员会对分布式处理系统的定义是：“分布式处理系统是这样一种系统，其中含多个相连的处理资源，它们能够在全系统范围内的控制作用下，对某一问题进行合作，最少依赖集中的过程、数据或硬件。”

分布式处理系统采用局域网实现系统内的信息交换，从通信的角度看系统，系统的各设备无主次之分。但从承担的功能来看，必然有负责全厂监控的（负荷优化分配、人机联系等）电厂级设备，有负责机组、开关站监控的现地控制级设备。所以，“水电厂采用的分布处理通常是与分层控制结合在一起的，因而实质上是分层分布处理控制系统。”（见王定一著《水电厂计算机控制》）

3.0.16 在 IEC60050-351 中，数字量 (digital variable) 的定义是：可在一组不连续值中取值的量；而二进制量，即开关量 (binary variable) 的定义是：可在两个不连续值（通常为 0 和 1）中取值的量。由此可见，开关量是数字量的特例，开关量的英文取 binary variable 更确切。但用 digital variable 表示开关量在国内外已成惯例，所以条文中两种英文名称均予列出。

3.0.18 参见 GB 13850。组合式变送器的覆盖面很广，有功功率/无功功率变送器、三相电流变送器等都属于组合式变送器。本规范涉及的组合式变送器还包括这样一类变送器：它们从电流互感器、电压互感器输入电流、电压信号，输出则包括通过串行通信

输出多种电量信号（各相电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、视在功率、频率、线电压、电能量等），以及可编程的模拟量输出信号。这类变送器又被称为综合电量变送器（multipurpose transducer）。兼有数字显示仪表功能的综合电量变送器，也称智能电力监测仪（intelligent meter）或综合电力监控仪，实际上是一种智能电子设备。

不同品牌的组合式变送器的性能差别很大，例如有的品牌模拟量输出信号响应时间可短到 30ms；有的响应时间则长达 800ms。如果此信号用于实时控制，则应选用响应时间短的产品。

3.0.19 “分布式 I/O”和“远程 I/O”这两个名称有时会引起困惑。以下列举了部分厂家的产品对“分布式 I/O”和“远程 I/O”两个名称的定义。

（1）GE Fanuc 提供的四种各具特点的分布式 I/O 产品，其中应用较广泛的是 Genius I/O，通过 Genius 现场总线接入，其他几种分布式 I/O 也经各种现场总线接入。GE Fanuc 的官方网站将 Genius I/O 称为 Genius Distributed I/O，但在有些场合，例如在 Fanuc Robotics America 的官方网站，则称为 Genius Remote I/O。

（2）以 GE Fanuc 的可编程控制器为基础开发的 ALSTOM 的 C80-75 和 C80-35 控制器，未采用 Fanuc 原有的分布式 I/O。C80 控制器的现地控制器（Field controller）CE2000 的 I/O 经 F-8000 现场总线接入，这些 I/O 可作为集中式 I/O 安装在 LCU 屏内，也可作为远程 I/O 接到现地。

（3）西门子的 S7 系列可编程控制器的 ET 200M 系列分布式 I/O 经 Profibus-DP 现场总线接入。

（4）ABB 的 AC800M 的远程 I/O 可经 CEX 或 Profibus-DP 等现场总线接入。

（5）维奥公司的 SAT 250/SAT1703 系统的智能 I/O 经 AX 总线接入，可作为集中式 I/O 安装在 LCU 屏内，也可作为远程 I/O 接到现地。

对以上 5 种产品而言,“分布式 I/O”和“远程 I/O”两个名称并不具有区分不同产品类型的作用。

(6) 施耐德的 Quantum 系列可编程控制器的远程 I/O 和分布式 I/O 则是不同的产品,二者的主要特点见表 2。

表 2 远程 I/O 与分布式 I/O 的区别

项 目	远程 I/O	分布式 I/O
介质	同轴电缆	双绞线
不使用中继器的最大通信距离 (m)	4500	457
Modbus Plus 兼容	否	是
每个网络的最大子站数量	31	63
每个网络的开关量容量 (输入/输出)	31744/31744	7840/7840
每个网络的模拟量容量 (输入/输出)	1736/868	432/792

3.0.25 参见 IEC 62270。

3.0.27 参见 IEC 61158。

3.0.34 IEC/ISO 标准里没有“智能电子设备”的定义。所列的定义取自国际供电会议 (CIRED) 的 WG06 于 2003 年发布的最终报告。广义地讲,可编程控制器、采用微处理器的继电保护、调速器、励磁调节器、组合变送器等都可归为智能电子设备。

4 总 则

4.0.1 本条与 1996 年版的 1.0.5 条内容相当。

4.0.2 本条与 1996 年版的 1.0.4 条内容相当,增加了“为实现“无人值班”(少人值守)提供保证”。

5 系统结构与配置

5.1 系统结构

本章与 1996 年版的“2 类型与结构”相当。但 1996 年版的有些内容，例如监控系统的类型、监控系统的硬件组成等已经有定论或成为常识，所以不再列入。

5.1.1 处于监控系统最低层的是控制全厂公用设备（压缩空气系统、供排水系统、通风空调系统等）的现地控制子系统设备。考虑到这些控制设备通常相对独立于全厂监控系统，在大多数工程里另行设计和招标，所以不列入本规范。

5.1.2 本条为根据当前工程实际新增。

5.2 电厂级的配置与设备选择

5.2.1 1996 年版中，与本条相应的表述为 2.0.4 的“全计算机监控系统和以计算机为主的监控系统应采用双机，……以计算机为辅的监控系统采用单机。电厂级也可采用多台微机。”现根据当前工程实际进行了增补。

5.2.2 本条为新增，给不同装机容量的水电厂的设备配置提供了参考意见。

考虑到大屏幕显示器目前价格昂贵、维护费用高、实用价值不大，本规范不予推荐。

1996 年版的 3.1 节规定各种类型的监控系统都要设置模拟屏。对于模拟屏信息的来源规定：全计算机监控系统模拟屏的信息直接来自计算机系统；以计算机为主、常规设备为辅的监控系统的模拟屏信息来自生产过程。这个规定跟当时的设备水平相适应。

DL 5186—2004 对模拟屏的设置未作硬性规定，其 6.2.6 条第 2 款为：“如设置模拟屏，模拟屏作为辅助监控设备，对其要求仅需满足对全厂的宏观监控的需要。”第 3 款规定：“模拟屏与生产设备的联系可以全部通过计算机监控系统；也允许全部来自生产设备（不通过计算机监控系统），或采用部分来自计算机监控系统、部分直接来自生产设备的混合方式。”

考虑到现在大中型水电厂普遍以计算机为基础的监控系统，设备配置高度冗余，监控系统提供的信息相当可靠，所以不少新建水电厂不设模拟屏；即使设置，模拟屏的全部或大部分信息也是来自监控系统。如果设置模拟屏，可在屏上配置少量按钮，用于事故停机、机组进水阀或快速闸门关闭等操作。

5.2.3 本条为新增。一般认为，UNIX 服务器的稳定性和安全性较高，所以建议大型水电厂的主计算机宜采用；对中型水电厂的主计算机的选用规定较为宽泛；接入调度系统的通信工作站的配置涉及电力调度数据网的安全，应符合调度部门的要求。

5.3 网络的配置与设备选择

5.3.1 本条与 1996 年版的 2.0.4 条相当。1996 年版本的规定较粗略，当时以太网，尤其是交换式以太网没有在水电厂广泛应用。现在的规定则符合目前的技术发展水平和工程实际。

物理拓扑（physical topology）是面向网络的布线的，逻辑拓扑（logical topology）是面向数据传输的，二者常常不相同。例如 hub 连接的网络，物理拓扑是星形（因为 hub 是多端口的中继器），但逻辑拓扑是总线型（因为 hub 连接的网络属于同一个冲突域）。又如交换式环形以太网，宏观的物理拓扑是环形，实际上有逻辑断点，见图 1（b），逻辑拓扑是总线型。如果环形网的其他位置发生损坏造成开环，原逻辑断点将自动愈合。

交换式以太网的常用拓扑参见图 1。

5.3.2 本条为新增。中控室和计算机室的电磁干扰较弱，采用双

绞线，抗干扰能力已经足够。从 LCU 连接到电厂级设备的介质路由可能靠近强电磁干扰源，或者因户外敷设而有遭受雷击的危险，宜采用光纤。

5.3.3 本条为新增。1996 年版没有网络交换机的内容，因为当时交换机还没有广泛采用。

5.3.4 本条为新增，适用于大中型水电厂。小型水电厂不必采用冗余网络。

5.4 现地控制单元的配置与设备选择

5.4.1 本条与 1996 年版的 2.0.3 条内容相当，但本条内容更为具体，且补充了与抽水蓄能电站有关的内容。

5.4.2 本条为新增。此条旨在避免敷设过长的电缆或光缆。

5.4.3 本条从 1996 年版的 3.3.3 条修订而来。专用控制器指各供货商为电厂控制专门开发的控制器，也称智能现地控制器，如 ABB 的 ADVANT 系列、维奥公司的 AK1703 和 AM1703 以及南瑞集团的 SJ-600 系列、MB80 等，这类控制器除了具有通用的可编程控制器的所有功能外，还具有后者不具备的某些高级功能。

早期的现地控制单元设工业微机主要为了联网的方便。现在的现地控制单元设工业微机则主要为了获得灵活的人机界面。

5.4.4 本条内容与 1996 年版的 3.3.4 条相当，根据工程实际补入了“宜配置少量的仪表、指示灯、控制开关和按钮”。

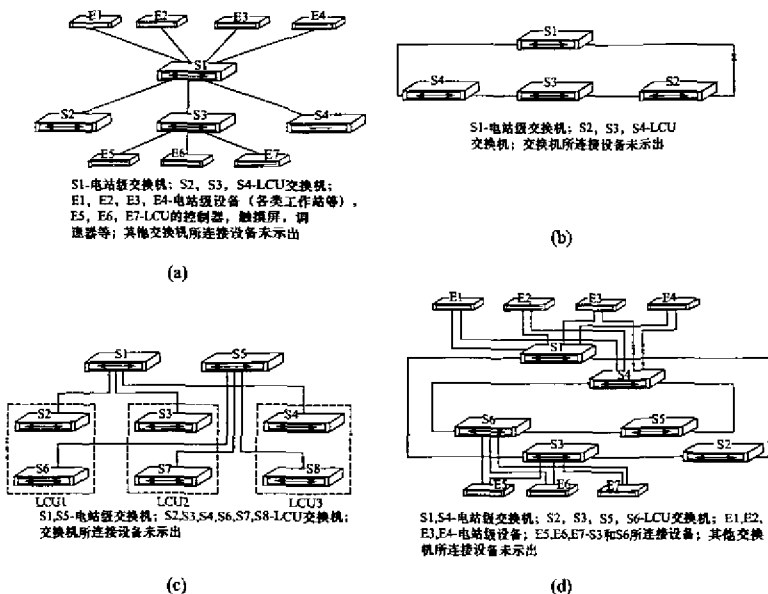
5.4.5 本条为新增。机组容量和电压等级的划定参考了“反措”的规定。

5.4.6 本条为根据工程实际新增。

5.4.7 本条为根据工程实际新增。采用串行通信、现场总线等只是一种可能的选择，而非唯一的方案。设计中应根据具体情况因地制宜地确定采用数据通信方式还是硬接线方式。

5.4.8 本条为根据 DL/T 5186—2004 新增。DL/T 5186—2004 的 6.5.8 条规定：“应考虑机组电气及水力机械保护直接（同时通知

现地控制单元)动作停机跳闸”。电气保护的直接动作由继电保护实现,水力机械保护则应按本条设置。



(a) 单星形网络; (b) 单环形网络; (c) 双星形网络; (d) 双环形网络

图 1 交换式以太网的常用拓扑

6 监控系统的功能

本章主要对 1996 年版的 3.2 节进行修改补充。

6.1 数 据 采 集

6.1.1 本条系新增。

“数据通信方式采集”在 1996 年版本中未提及，现根据当前的工程实际列入。BCD 码占位较多，现在很少采用，所以未列。

6.1.2 本条系 1996 年版第 3.2.2 条的修改条文，在应采集的模拟量中增加了“需调节的量”，因为监控系统应能完成调节功能。

6.1.3 本条系 1996 年版第 3.2.3 条的修改补充条文。

1996 年版 3.2.3 条只有“凡 SDJ 9-87《电测量仪表装置设计技术规程》”中规定应在中控室监视的参数，均应引入监控系统”等原则性的叙述，本条则列出了涉及的设备，并在附件 A 中作了详细规定。计算机监控系统采集的主要电量还可参见 DL/T 5137 的规定。DL/T 5137 中要求在中控室监视的电量应接入监控系统，只要求在现地监视的电量可根据工程具体情况、电厂的自动化水平确定是否接入监控系统。电量的采集可采用交流采样或经直流采样的方式。电量包括电流、电压、有功功率、无功功率、功率因数、频率、有功电能量和无功电能量等。

如设备需采集的电量较少，例如只有单相电流、单个线电压等，宜采用变直流采样。如设备需采集的电量较多，例如包括三相电流、三相线电压、有功功率、无功功率等，则宜采用交流采样。

大多数厂家的交流采样是通过组合式变送器间接实现的，只有少数厂家的 LCU 具有直接连接 CT 和 VT 的模件。

6.1.4 本条系 1996 年版第 3.2.4 条的修改补充条文。

确定监控系统应采集的非电量时，应考虑到常规非电量测量仪表的配置情况。两者的总和应满足水电厂自动化、机组及全厂水力机械辅助设备系统等有关设计规程。只在巡视、维修时才需监视的各种参数一般不引入监控系统。机组及全厂水力机械辅助设备系统中已由各种自动装置监视、控制的参数一般不引入监控系统。监控系统采集的非电量可参见 DL/T 5081、DL/T 5066 和本规范的附件 A。

最后一段为新增，目的在于避免振动、摆度变送器的重复设置。

计算机监控系统采集的非电量中机组的温度量占了很大的比例。对机组所有测温点的温度进行测量的意义不大。实际上，对有些部位的温度，运行人员只关心其是否越限，而具体的温度值并不很重要。因此，有一种做法是将部分测温点采用开关量方式监视，仅留一部分采用模拟量方式测量。还有一种做法是将多数温度量送入温度巡检装置，然后温度巡检装置以串行通信方式将温度值送入计算机监控系统，以降低成本。

6.1.5 本条系 1996 年版第 3.2.5 条的修改补充条文。

补充了机组进水口闸阀位置、火灾报警总信号等内容。

6.1.6 本条系新增。

在采用脉冲电能表的情况下，计算机监控系统需对脉冲量进行处理，目前很多工程已不采用脉冲电能表，而采用智能电能表，这时监控系统通过串行通信方式采集智能电能表的电能信号。

6.2 数 据 处 理

6.2.1 本条系 1996 年版第 3.2.1 条、第 3.2.18 条的修改补充条文。

计算机监控系统通过建立实时数据库，存储并不断更新来自 I/O 模件及通信接口的实时数据。计算机监控系统通过建立历史数据库，存储并定期更新需要保存的历史数据和运行报表数据。运行人员通过计算机监控系统的实时数据库和历史数据库实现运

行状态和运行参数的监视和查询。

6.2.2 本条系 1996 年版第 3.2.1 条的修改补充条文。该项功能宜在现地控制单元实现，以减少网络传输及厂级工作站处理的信息量。

梯度反映了变量的变化趋势。记录变量的变化曲线和变化梯度是为了及时发现故障征兆，防患于未然。

6.2.3 本条系新增。

本条明确了开关量数据处理的具体功能要求，该项功能宜在现地控制单元实现，以减少网络传输及厂级工作站处理的信息量。

6.2.4 本条系 1996 年版第 3.2.6 条的修改补充条文。

本条明确了事件顺序量数据处理的具体功能要求及应处理的主要量，对事件顺序量宜采用中断工作方式，循环扫描方式有时不能满足事件分辨率指标的要求。

有些保护设备的电气事故和异常只能用数字通信方式（IEC 60870-5-103）带时标送出，也能满足事件顺序记录的要求。

6.2.5 本条系新增。

关口点电能采集量需与电能计费系统协调，避免重复采集，以节省投资和保证电能数据的一致性。

6.2.6 本条系 1996 年版第 3.2.7 条的修改补充条文。

事故追忆功能与故障录波装置的功能存在一些重叠：故障录波在扰动前后的不同时段可以记录参量的波形和有效值，事故追忆则只能记录有效值。事故追忆是故障录波装置部分功能的冗余。本条用“可”，表明如果设置了故障录波装置，本功能并非必备。

6.2.7 本条系根据工程实际新增。

6.3 控制与调节

6.3.1 本条系 1996 年版第 3.2.20 条的修改补充条文。

6.3.2 本条系 1996 年版第 3.2.10 条、第 3.2.11 条的修改补充条文。

“五防”指：① 防止误分、误合断路器；② 防止带负荷拉、合隔离开关；③ 防止带电挂（合）接地线（开关）；④ 防止带接地线（开关）合断路器（隔离开关）；⑤ 防止误入带电间隔。具体见《防止电气误操作装置管理规定（试行）》能源安保〔1990〕1110号文附件。开关设备的自身应当实现符合以上要求的机械和电气闭锁，监控系统的软件闭锁为“五防”提供了冗余。

6.3.3 本条系新增。机组现地控制单元的同步装置负责本机组的同步，开关站现地控制单元的同步装置负责开关站各断路器的同步。

6.3.4 本条系新增。事故停机和进出水口闸、阀紧急关闭可由事故信号自动启动或由安装在机组现地控制单元或中控室的按钮启动。

6.3.5 本条系新增，为 6.3.6 和 6.3.7 两条的提要。

6.3.6 本条系 1996 年版第 3.2.8 条的修改补充条文。

根据前苏联学者的论述，某机组型式相同的电厂，自动经济运行可获得效益 2.8%，优化运行机组台数可获得效益 2.0%，实现机组最优组合可获得效益 0.5%，实现机组间负荷最优分配可获得效益 0.3%。因此，机组型式相同的电厂，自动经济运行的重点应放在优化运行机组台数上。

微机调速器已在水电厂获得广泛应用，计算机监控系统可采用模拟量输出或串行通信、现场总线向微机调速器发送有功功率的给定值。计算机监控系统也可向调速器发送增减开关量脉冲的方式实现二次闭环调节。

6.3.7 本条系 1996 年版第 3.2.9 条的修改补充条文。

监控系统宜可采用模拟量输出或串行通信、现场总线向微机励磁调节器发送无功功率或机端电压的给定值。计算机监控系统也可向励磁调节器发送开关量脉冲的方式实现二次闭环调节。

6.3.9 本条系新增。

由各被控子系统自保持可以防止监控系统崩溃时影响其他系

统正常运行。故障安全的定义见 3.0.28。在本规范中，故障安全指监控系统个别元件的失效不应导致全系统的瘫痪和全厂停电等严重后果。

6.3.10 本条系新增。

计算机监控系统应能通过监视电力系统和电厂的状态，在发生电力系统瓦解的事故时，自动启动机组，恢复厂用电，进而恢复全厂的正常运行，最终恢复电力系统运行。为此，必须配备紧急备用发电机（例如柴油发电机或小水电机组），或者使蓄电池系统具有配合黑启动的容量（例如具备启动推力轴承液压减载油泵的容量），电厂的液压系统也应能正常运行。黑启动的实现主要取决于机电主设备，计算机监控系统的作用是提高黑启动的自动化水平，缩短黑启动所需时间。

6.4 数 据 通 信

6.4.1 本条系 1996 年版第 3.2.17 条、第 3.2.20 条的修改补充条文。

计算机监控系统应可随时接受有关调度的命令信息，并向它们发送电厂实时工况、运行参数及有关信息。“四遥”的具体要求见 DL/T 5002 和 DL/T 5003。应避免在计算机监控系统数据通信之外另设独立的运动终端。

6.4.2 本条系 1996 年版第 3.2.20 条的修改补充条文。

调速、励磁调节、继电保护、机组附属设备控制、全厂公用系统设备控制、温度巡检、电能量计量及计费等功能，一般由独立的专功能装置完成。现在这些专功能装置基本上都已微机化。计算机监控系统与这些装置间已具备实现数据通信的条件，宜采用串行通信或现场总线进行数据交换。有些重要的地方还可采用硬接线的 I/O 作为备用。

6.4.3 本条系 1996 年版第 3.2.20 条的修改补充条文。

火灾自动报警系统、水情自动测报系统一般都独立于计算机

监控系统，单独设置，但这些系统采集处理的部分信息宜送入计算机监控系统，作为电厂的安全、经济运行提供依据。计算机监控系统宜将电厂的主要生产信息送入厂内办公自动化系统，供电厂生产管理部门及有关人员使用，计算机监控系统与厂内办公自动化系统间应有安全可靠的隔离措施，以免外部命令或数据进入计算机监控系统，给电厂的安全生产留下隐患。

未列出与工业电视监视系统、大坝安全监测系统 etc 系统的数据通信，监控系统与它们可交换信息很少，只需为之保留少量开入/开出即可。

6.5 时 钟 同 步

6.5.1 本条系新增。

计算机监控系统正常时宜通过卫星接收装置，采用 GPS 即全球定位系统（Global Positioning System）授时信号进行时钟校正。卫星接收装置的输出接口除应满足计算机监控系统的需要外，还应考虑到其他智能装置的需要。

6.6 运行管理与指导功能

6.6.1 本条系 1996 年版第 3.2.18 条的修改补充条文。

6.6.2 本条系 1996 年版第 3.2.18 条的修改补充条文。

事故处理指导是一项运行管理的高级功能，也是计算机监控系统与常规电气监控的一个很重要的区别，需要运行部门、设计单位认真研究并提出具体要求，通过计算机监控系统实现。

6.7 系统自诊断与自恢复

6.7.1 本条系 1996 年版第 3.2.19 条的修改补充条文。

在线自诊断的目的是及时发现故障以便尽快排除故障，恢复系统正常运行。自诊断包括软、硬件各方面，硬件自诊断应能指明故障模块。

6.7.2 本条系 1996 年版第 3.2.19 条的修改补充条文。

软件及硬件的监控定时器(看门狗)功能是一种基本的自恢复功能。短时掉电后自动恢复正常运行是另一种自恢复功能。对于冗余设备,自动切换到备用设备运行是一种自恢复功能。冗余设备的切换过程中,应保证监视和控制的连续性,即实现无扰动切换。

6.8 人 机 联 系

6.8.1 本条系 1996 年版第 3.2.13 条、第 3.2.16 条的修改补充条文。

人机联系功能主要通过电厂级操作员工作站、工程师工作站、由计算机监控系统驱动的模拟屏、现地控制单元等设备实现。操作员工作站是运行人员与监控系统联系的主要界面,由计算机监控系统驱动的模拟屏是运行人员实施监视的辅助界面,工程师工作站是专职维护人员与监控系统联系的主要界面,现地控制单元的显示屏是运行人员在某些特殊情况下使用的界面。

6.8.2 本条系 1996 年版第 3.2.14 条的修改补充条文。

运行人员通过各种人机接口设备实施操作应安全、可靠、简便。对直接与生产运行相关的功能,操作按键的次数不宜超过 3 次,应采用面向对象的操作方法。控制调节操作过程应有必要的可靠性校核及闭锁措施。

6.8.4 本条系 1996 年版第 3.2.15 条的修改补充条文。

运行人员主要通过屏幕显示器画面监视、查询生产过程状况,因此画面的内容应精练、清晰、直观,画面的调用应灵活可靠、快速响应,画面数据要实时刷新,画面的颜色及设计应按人机工程学考虑,为运行人员值班监视创造良好的条件。

6.8.5 本条系新增。

在采用计算机监控系统的情况下,事故、故障的报警除以不同的音响区分事故、故障外,还可以语音指出准确的事、故障部位和性质。

6.8.6 本条系新增。

在“无人值班”（少人值守）及无人值班电厂，为保证事故、故障能得到及时的处理，计算机监控系统必须具有这一功能。

6.8.7 本条系新增。

计算机监控系统具有这项功能有利于在远方确认事故、故障情况，了解电厂生产状况。

6.8.8 本条系 1996 年版第 3.2.16 条的修改补充条文。

计算机监控系统的自动打印功能包括各类操作的自动打印、事故和故障时的自动打印、定时制表打印。自动打印功能宜尽量少用，以免浪费纸张。

6.9 培 训 仿 真

6.9.1 本条系新增。

6.9.2 本条系新增。

仿真培训功能是比较高级的功能，不同的监控系统仿真培训功能的繁简差异很大，价格也相去甚远，应根据工程的具体情况选定。

6.10 系统维护及软件开发

6.10.1 本条系新增。

计算机监控系统应为电厂计算机监控系统维护人员提供软件工具和手段，使他们能对计算机监控系统进行检测和维护。用户管理功能包括点定义管理、系统配置变更等。采用 Windows 操作系统时，系统还应具有注册表维护功能。

6.10.2 本条系新增。

远程诊断维护功能有利于监控系统供应商对计算机监控系统出现疑难问题时进行会诊，也有利于尽快解决问题恢复正常运行。为保证计算机监控系统的安全运行，远程诊断维护功能应慎用，并能灵活地投入和退出。

6.10.3 本条系新增。

7 软件的技术要求

本章为 1996 年版的 3.4 节修订而成。

7.0.1 与 1996 年版的 3.4.1 条相同。

系统软件、支持软件和应用软件的定义见 3.0.29~3.0.31。除此之外，实用软件和中间件等术语也经常出现在各种资料中。现将 GB/T 11457—2006 中它们的定义列举如下，供参考。可看出，实用软件和中间件的概念与支持软件的概念有交集。

“实用软件 (utility software)：计算机程序或例行程序，其设计目的是为其他应用软件、操作系统或系统用户提供他们所要求的某些通用支持功能。”

“中间件 (middleware)：一种类型的软件模块，它处在系统软件和应用软件之间，依赖系统软件的支持，又为应用软件提供支持，以方便应用软件的开发。”

7.0.2 本条从 1996 年版的 3.4.2 条修订补充而来。UNIX 和 Windows NT (Windows NT 的 5.0 版称为 Windows2000) 都符合本条的要求，可作为水电厂计算机监控系统的操作系统和软件平台。UNIX 多用于工作站，不易受黑客攻击或遭病毒侵害；Windows NT 多用于 PC 机或工业一体化机，支持软件和软件工具非常丰富，但需防范黑客和病毒问题。此外，还可采用 Linux 操作系统，或构成 UNIX 和 Windows NT 跨平台系统。

UNIX 和 Windows NT 各有优缺点，随着时间的推移，二者都在某种程度上取对方的长处，补自己之不足。

7.0.3 本条为新增，列举了水电厂监控系统常用的支持软件。

7.0.4 本条从 1996 年版的 3.4.4 条修订补充而来。

7.0.5 本条为新增，列举了实现水电厂监控系统的功能所必须的应用软件。

8 二次接线

8.0.1 本条即 1996 年版的 3.5.1 条。

8.0.2 本条从 1996 年版的 3.5.2 条修订补充而来。原规定为“各开关量应尽可能直接取自事件的原始触点”，现条文将“尽可能”删去。

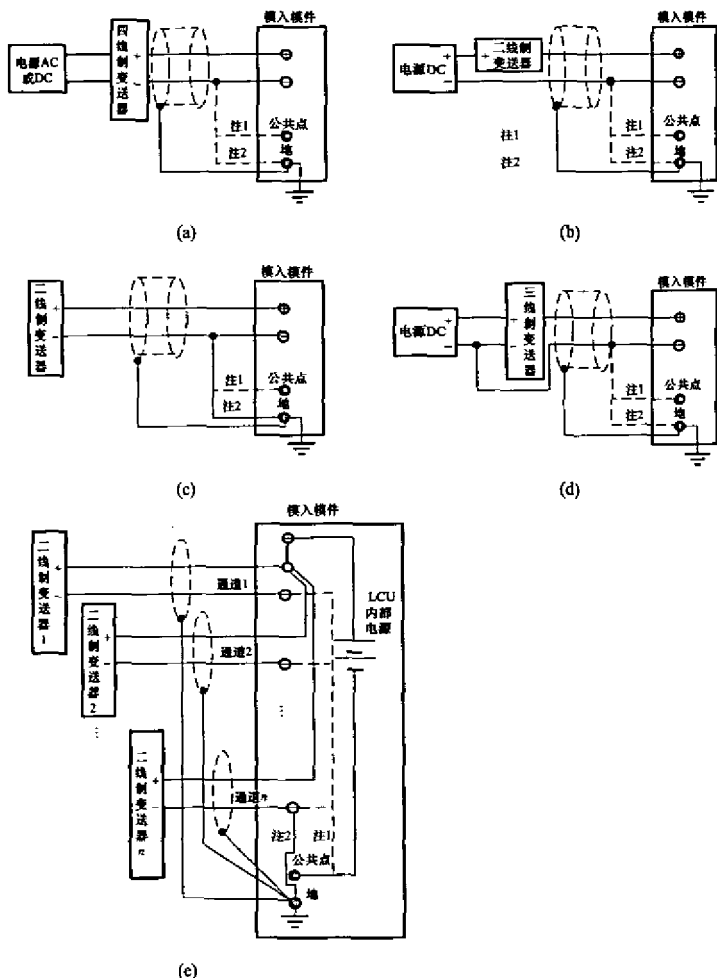
8.0.3 本条从 1996 年版的 3.5.7 条修订补充而来。如果容量足够，开关量输出模件的触点也可直接接到被控回路中去。但为了统一接线，通常还是经外部中间继电器适配和隔离后引出。

8.0.4 本条从 1996 年版的 3.5.3 条修订补充而来。原条文中还有“热电偶”，考虑到国内水电厂极少应用，现条文将其删去。利用测温电阻（RTD）采集温度量有二线制、三线制和四线制几种方式。二线制不能补偿引线的电阻，三线制和四线制都能补偿引线的电阻，但后者成本略高。三线制已能够满足水电厂的监控要求，所以应用最广。

8.0.5 本条从 1996 年版的 3.5.4 条修订补充而来。“电气量宜采用交流采样接入”的提法是考虑到了目前的工程实际新增的。此外，根据 GB/T 13850—1998，“电压输出变送器不推荐使用”，删去了“ $0\sim\pm 5V$ ”。根据上述标准还增加了对变送器响应时间的要求。

$4mA\sim 20mA$ 的变送器有二线制、三线制、四线制的区别，详见图 2。模入模件则有各路输入互相独立的（ n 路输入有 $2n$ 个端子）和各路输入有公共点的（ n 路输入有 $n+1$ 个端子）两类。图 2（d）、（e）中模入模件的 n 路输入有 $n+1$ 个端子。

8.0.6 本条从 1996 年版的 3.5.7 条修订补充而来，删去了“ $0\sim\pm 5V$ ”。



(a) 模入接线举例 (四线制变压器); (b) 模入接线举例 (二线制变压器, 外部电源供电);
(c) 模入接线举例 (二线制变压器, 模入模块供电); (d) 模入接线举例
(三线制变压器); (e) 由模入模块供电的多路模入接线示例

注 1: 如果信号源 (变压器) 是浮空的, 应将其负极接到模入模块的公共点, 以限制共模电压。

注 2: 如果由于干扰而持续出现错误测值, 那么还应将信号源的负极接到模入模块的地端子。

图 2 模入接线

9 电 源

9.0.1 1996 年版的 5.2.1 条对不间断电源只有一般性的规定，现条文根据近年来的工程实际做了补充。

水电厂监控系统的不间断电源都为在线式，即正常运行方式下，由交流输入→整流器→逆变器连续地向负载供电。当交流输入超出不间断电源的预定允差时，不间断电源进入储能供电运行方式，即由蓄电池→逆变器组合供电。如果交流输入恢复到不间断电源的设计允差之内，则恢复正常运行方式。见图 3。

按照 GB/T 7206 的规定，不间断电源可设计成具有独立的蓄电池充电器。由电厂蓄电池供电的不间断电源可归为此类。为了区别于自备蓄电池的不间断电源，此类不间断电源常被称为逆变电源。它的优点在于电厂蓄电池可得到正常的维护，可靠性较高，详见图 3。如果不采用逆变电源方案，图中就去掉电厂蓄电池的充电设备。

不间断电源如果采用自备蓄电池，蓄电池的维护容易被忽视，所以应设置自备蓄电池状态的监视装置。

备用冗余供电方式的优点是，它对不间断电源单机的锁相同步跟踪控制技术要求不高（仅在两台不间断电源进行切换瞬间有所要求），热备份冗余供电系统构成简单。缺点则表现为：其中长期空载运行的一台不间断电源的配套蓄电池寿命会缩短；由于一台带全载，另一台空载，造成平均无故障时间下降；要求单机具有带“阶跃性负载”的能力来保障主机出故障后能将全部负载立即加到空载运行的从机上，由于从机长期处于空载运行状态，一旦出现切换过程，负载量将由 0 突变至全部负载，内部电路及元器件由于大电流的冲击，易造成损坏，使不间断电源的不安全运行稳定性增高。并联冗余方式可以避免以上缺点，所以推荐采用。并联冗余方式下，不间断电源的切换顺序应是：

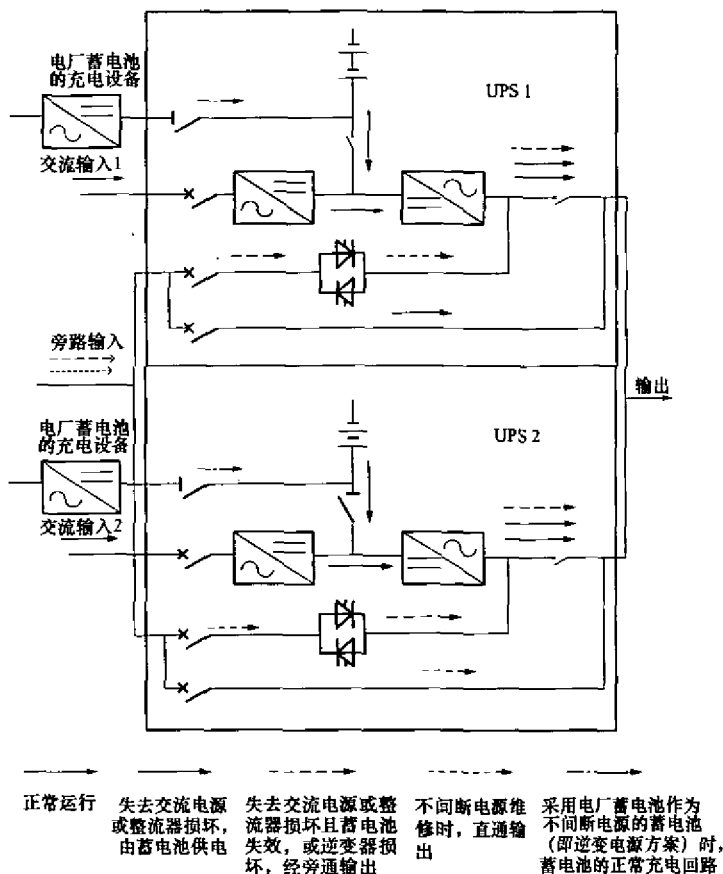


图 3 冗余不间断电源的工作方式

(1) 正常运行，两台不间断电源的交流输入正常，分别经整流和逆变后输出，二者各负担约 50% 的负荷。

(2) 一台不间断电源如果失去交流电源或整流器损坏，则切换到蓄电池供电，经逆变输出，仍与另一台完好的不间断电源并

联运行，二者各负担约 50% 的负荷。

(3) 一台不间断电源如果失去交流电源或整流器损坏且蓄电池失效或逆变器损坏，则退出故障的不间断电源，由另一台完好的不间断电源承担 100% 的负荷。

(4) 此台不间断电源如果失去交流电源或整流器损坏，则切换到蓄电池供电，经逆变输出。

(5) 此台不间断电源如果失去交流电源或整流器损坏且蓄电池失效，或逆变器损坏，则退出不间断电源的故障部分，经由旁路输出。

(6) 两台不间断电源都维修时，经由直通输出。

9.0.2 1996 年版 5.2.3 条规定：“交流电源消失时，不间断电源系统应能维持监控系统正常工作 30min 以上。”根据 DL 5044—2004，“与电力系统连接的发电厂厂用交流电源事故停电时间按 1h 计算。”本条将蓄电池放电时间改为 1h。

9.0.3 1996 年版 5.2.2 条规定：“现地控制单元应采用不间断电源或逆变单元供电。”实践证明，采用自备蓄电池的不间断电源供电时，由于蓄电池容易因缺乏维护而日久失效，所以此方案已经不用。

有些电厂设了全厂集中的控制用不间断电源或逆变电源，对这种做法的评价很不一致。有一种观点认为，不间断电源或逆变电源的输出是高可靠性的交流电源；另一种观点则认为，不间断电源或逆变电源使环节增多，未必比带有各自投的厂用电来得可靠。

9.0.4 这项规定参考了“反措”对继电保护双重化规定的划界标准。

10 电 缆 与 光 缆

10.0.1 电缆的选择和敷设应符合 GB 50217—1994 的要求。

GB 50217—1994 规定：

“计算机监测系统信号回路控制电缆的屏蔽选择，应符合下列规定：

(1) 开关量信号，可用总屏蔽。

(2) 高电平模拟信号，宜用对绞线芯总屏蔽，必要时也可用对绞线芯分屏蔽。

(3) 低电平模拟信号或脉冲量信号，宜用对绞线芯分屏蔽，必要时也可用对绞线芯分屏蔽复合总屏蔽。

电缆金属屏蔽的接地方式，应符合下列规定：

(1) 计算机监控系统的模拟信号回路控制电缆屏蔽层，不得构成两点或多点接地，宜用集中式一点接地。

(2) 除(1)项等需要一点接地情况外的控制电缆屏蔽层，当电磁感应的干扰较大，宜采用两点接地；静电感应的干扰较大，可用一点接地。双重屏蔽或复合式总屏蔽，宜对内、外屏蔽分用一点、两点接地。

CECS81:96 的 3.0.1 规定 4mA~20mA 的模入/模出信号应采用对绞铜网屏蔽计算机用电缆，但未明确是分屏蔽还是总屏蔽抑或分屏蔽加总屏蔽。但在同一标准的第 4 章的插图里，凡是对绞多芯电缆，都采用了分屏蔽加总屏蔽。

10.0.2 各类变送器输出 4mA~20mA 信号时，其负载能力不小于 500Ω ，而 LCU 模入模件的输入阻抗一般不大于 250Ω ，这意味着电缆允许电阻至少为 250Ω 。而芯线截面面积为 0.75mm^2 时，长度若为 2000m，则电缆的电阻为 100Ω 。坝后式和河床式水电厂的设备分布范围较小，模拟信号的传输达不到这个长度，所以电

缆的电阻一般是不会成为问题的。而引水式电厂，从前池到厂房的距离有可能超过 10，如电缆的截面面积太小则会带来问题。一般讲，截面面积 2.5mm^2 的电缆允许传输模拟量距离为 15km（按 $8\Omega/\text{km}$ ），截面面积 4mm^2 的电缆允许传输模拟量距离为 25km（按 $5\Omega/\text{km}$ ）。

10.0.3 DL/T 5132—2001 规定：“连接于弱电端子及远动装置用的截面不应小于 0.5mm^2 ”。本条的规定比上述规定更偏于安全。

10.0.4 关于电缆屏蔽层的两种接地方式，现引 GB 50062—1992 的编制单位东北电力设计院对该规范中电缆屏蔽层两点接地的规定所做的解释如下，供参考：

“电缆屏蔽层的接地有两种接地方式，即两点接地和一点接地。从防止暂态过电压看，屏蔽层采用两点接地为好。两点接地使电磁感应在屏蔽层上产生一个感应纵向电流，该电流产生一个与主干扰相反的二次场，抵消主干扰场的作用，使干扰电压降低。但是，两点接地存在两个问题：其一，当接地网上出现短路电流或雷击电流时，由于电缆屏蔽层两点的电位不同，使屏蔽层内流过电流，可能烧毁屏蔽层。其二，当屏蔽层内流过电流时，对每个芯线将产生干扰信号。

对继电保护和自动装置来说，由于其输入和输出均有一端在开关场的高压或超高压环境中，电磁感应干扰是主要矛盾，且电缆芯所在回路为强电回路，因而屏蔽层电流产生的干扰信号影响较小，故继电保护和自动装置规程规定屏蔽层宜在两端接地；对于热工专业电缆，电磁感应干扰比较而言矛盾不突出，而两点接地产生的屏蔽层电流对芯线产生干扰有可能使装置误动，故宜采用一点接地。

所以，继电保护和自动装置规定的两点接地与热工规定的一点接地不矛盾。”

DL/T 5132—2001 主张两点接地，但弱电信号电缆的屏蔽层还是应一点接地：“二滩水电厂中所有的屏蔽控制电缆中，除用于

10mA~20mA 及测温电阻回路的电缆是一端接地外,所有其余屏蔽电缆均为两端接地。”

CECS81: 96 主张电缆的屏蔽层应一点接地。

参见 GB 50217—1994 的规定:“下列情况的回路,相互间不宜合用同一根控制电缆:

(1) 弱电信号、控制回路与强电信号、控制回路。

(2) 低电平信号与高电平信号回路。

(3) 交流断路器分项操作的各项弱电控制回路。”

10.0.5 表 10.0.5 摘自 CECS 81: 96。

10.0.6 GB 50217—1994 的条文说明认为:“从防火意义看,从高压电缆由上而下或由下而上顺序,并无本质差别。”但信号和控制电缆敷设在电缆桥架的最下一层,可避开电力电缆散发的热量,是比较合理的方式。

10.0.7 电缆和光缆遭受机械损伤和虫鼠害的事件时有发生,有必要采取防护措施。

11 接地与防雷

11.0.1 监控系统的“地”分为保护地（安全地）和工作地（功能地）。

（1）保护地（安全地）即机壳地，指正常运行时不应带电的金属部分，包括盘柜外壳、机箱外壳等。这些部分与大地（即电厂的接地网）之间必须形成良好的导电连接，以防止电源漏电和静电积累对人员造成的危害。

（2）工作地（功能地）是电子电路正常工作所要求的接地，包括逻辑地和屏蔽地等。其中逻辑地可能浮空，也可能连到接地网。屏蔽地必须连到接地网，见图 4。

11.0.2 以往有的厂家要求埋设一个独立接地体用于计算机监控系统，但实现起来难度很大，必要性也未能充分论证，现在已没有厂家提出类似要求。

11.0.3 图 4 表示了 11.0.3 叙述的接地方式。

11.0.4 参见 IEC 62305（Protection Against Lightning）。其基本理念是将需要保护的空間划分为不同的防雷区（LPZ），以规定各部分空間不同的雷电电磁脉冲的严重程度，并指明在各交界处等电位连接的位置。

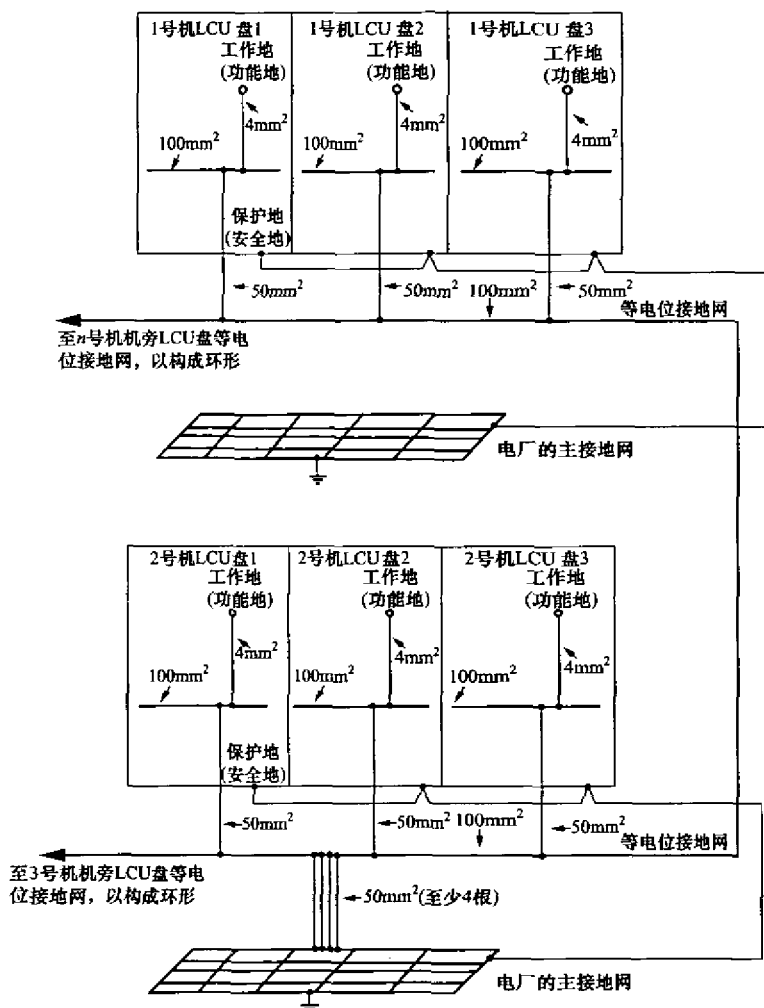


图4 监控系统机组现地控制单元接地方式示例
 (交流地、安全地和屏蔽地控制接到地网, 逻辑地和模拟地有可能浮空)

12 场 地 与 环 境

12.0.1 本条保留了 1996 年版 5.1.1 条的主要内容。

12.0.2 本条保留了 1996 年版 5.1.2 条的主要内容。

12.0.3 本条保留了 1996 年版 5.1.3 条的主要内容。事实上，监控设备对环境的要求比本条的规定宽松得多。例如 Sun 公司的工作站运行时对环境温度的要求是 $5^{\circ}\text{C}\sim 40^{\circ}\text{C}$ ，湿度是 $20\%\sim 80\%$ 。如果采用磁带机，则最高允许运行温度为 35°C 。更好的运行环境有利于延长设备寿命，改善运行人员的工作条件。

12.0.4 1996 年版 5.1.4 条规定计算机室“净高宜为 $2.8\sim 3.2\text{m}$ ”，现参考 DL/T 5186—2004 的规定作了修改。

12.0.5 1996 年版 5.1.7 条规定“计算机室地面应采用防静电材料。”实际上，许多电站的中控室和计算机室地面并未采用防静电材料，运行中也未出现任何问题，所以本条对此不再做强制性规定。

12.0.6 本条为 1996 年版 5.1.5 条的补充。

12.0.7 参见 12.0.3 的条文说明。

12.0.8 本条保留了 1996 年版 5.1.9 条的内容。

13 电磁兼容抗扰度

本章的内容摘自：

IEC TS 61000-6-5 Electromagnetic compatibility (EMC) — Part 6-5: Generic standards — Immunity for power station and substation environments [电磁兼容性 (EMC) — 第 6-5 部分：通用标准——发电厂和变电所环境的抗扰度]。

14 安 全 防 护

本章系根据国家电力监管委员会令 2004 年 12 月 20 日的 5 号令《电力二次系统安全防护规定》增补。
