

地区电网调度自动化设计技术规程

Specifications for the design of dispatch automation in district power networks

DL/T 5002—2005

前 言

本标准是根据国家发展和改革委员会《国家发展改革委办公厅关于印发 2005 年行业标准项目计划的通知》(发改办工业[2005] 739 号)的安排修订的。本标准是指导我国地区电网调度自动化设计的技术标准。十多年来 DL 5002—1991 在我国地区电网调度自动化设计工作中起到了主要的指导作用。本标准中规定的地区电网调度自动化设计的内容,以及功能和性能指标原则上适用于所有地区电网。由于我国地区电网为数众多,情况不尽相同,本标准规定的有些功能和要求,在某些地区电网尚不具备实施条件,或者暂无需求。为此,在具体工程的设计中,可根据实际情况取舍和配置。

本标准与 DL 5002—1991 相比,除对原规程部分条文作了补充和调整外,主要修订内容为:

——对原规程的适用范围进行了补充,修改了一些较低的指标。

——增加了调度自动化调度端的应用功能内容,扩充了厂站端远动设计内容和远动设备功能。

本标准修订 DL 5002—1991 的相关部分。

本标准实施后代替 DL 5002—1991。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口。

本标准委托西北电力设计院负责解释。

本标准起草单位:西北电力设计院。

本标准主要起草人员:高希洪、崔玲、谢玉和、刘国华。

目 次

前言	607
1 范围	607
2 规范性引用文件	607
3 总则	608
4 调度端部分	608
4.1 系统总体结构	608
4.2 总体功能	608
4.3 技术要求	608
4.4 硬件设备选型和配置原则	609
4.5 软件要求	609
4.6 电源和机房要求	610

5 厂站端部分	610
5.1 有人值班厂站的远动信息	610
5.2 无人值班厂站的远动信息	610
5.3 远动系统	610
5.4 信息传输和通道	611
5.5 其他	611
条文说明	612

1 范 围

本标准规定了地区电网调度自动化系统设计应遵循的原则。

本标准适用于地区电网调度自动化系统规划设计和可行性研究、地区电网调度自动化工程、地区电网集控站和地区电网调度中心(以下称地调)管辖范围内新建小型水、火电厂和变电站工程设计。地区电网中的改(扩)建发电、变电工程设计可参照本标准使用。

2 规范性引用文件

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

GB/T 9813 微型计算机通用规范

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 18700.1 远动设备和系统 第 6 部分:与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议第 503 篇:TASE.2 服务和协议(idt IEC 60870-6-503;1997)

GB/T 18700.2 远动设备和系统 第 6 部分:与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议第 802 篇:TASE.2 对象模型(idt IEC 60870-6-802;1997)

GB/T 18700.3 远动设备及系统 第 6-702 部分:与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议在端系统中提供 TASE.2 应用服务的功能协议子集(idt IEC 60870-6-702;1998)

GB/Z 18700.4 远动设备及系统 第 6-602 部分:与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议 TASE 传输协议子集(idt IEC 60870-6-602;2001)

GB 50174 电子计算机机房设计规范

DL/T 630 交流采样远动终端技术条件

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第 5-101 部分: 传输规约基本远动任务配套标准 (idt IEC 60870-5-101: 2002)
DL/T 634.5104 远动设备及系统 第 5-104 部分: 传输规约采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问 (idt IEC 60870-5-104: 2002)

DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规程
DL/T 5103 35kV~110kV 无人值班变电所设计规程
DL/T 5202 电能计量系统设计技术规程

3 总 则

- 3.0.1** 为了实现地区电网调度管理现代化的目标, 体现电力市场运行需要, 统一设计技术标准和执行国家有关政策, 特制定本标准。
- 3.0.2** 地区电网调度自动化系统已成为目前电力生产、电力调度的主要技术手段。地区电网调度自动化系统包括调度自动化系统调度端, 发电厂和变电站远动系统 (以下称为“厂站端”) 两部分, 本标准作为调度自动化调度端和厂站端系统的设计依据, 地区电网集控站和其他部分的设计应在执行相应的设计规程前提下, 可参照本标准执行。
- 3.0.3** 地区电网调度自动化设计应以经审查的地区电网 (一次) 系统规划设计为依据。并在系统调度管理体制和调度管理范围划分原则明确的前提下进行。
- 3.0.4** 地区电网调度自动化设计的设计水平原则上宜与地区电网 (一次) 系统的水平年一致。
- 3.0.5** 经审查的地区电网调度自动化系统规划设计可作为进行地区电网调度自动化工程可行性研究、调度自动化工程设计和发电、变电工程中调度自动化项目初步设计的依据。
- 3.0.6** 地区电网调度自动化设计应与电力系统统一调度分级管理体制相适应并实行分层控制。信息直调直采、直采直送。
- 3.0.7** 地区电网调度自动化设计应在分析电力系统特点、运行需要和通信条件的基础上提出调度自动化的功能要求、技术指标、远动信息内容和信息传输方案, 提出计算机和调度人机联系设备的功能和配置, 以及远动系统的设置。
- 3.0.8** 地区电网调度自动化调度端设计, 应根据经审查的地区电网调度自动化系统规划和可行性研究, 确定各类设备的型式和规范, 编制初步设计、施工图设计文件, 并配合完成设计联络、验收等工程技术服务。
- 3.0.9** 地区电网调度自动化厂站端工程设计应根据经审查的地区电网调度自动化系统规划设计, 核实调度关系、远动采集的信息内容, 落实设备的规范、型号及信息传输通道, 并编制订货图、原理接线图和安装接线图。
- 3.0.10** 地区电网调度自动化系统应满足电网运行要求, 立足于国内。
- 3.0.11** 地区电网调度自动化设计, 除应执行本标准的规定外, 尚应符合现行国家和行业颁发的有关规范和规程的规定。

4 调度端部分

4.1 系统总体结构

- 4.1.1** 调度自动化系统调度端应采用基于冗余的开放式分

布应用环境, 整个软硬件体系结构应满足冗余性和模块化要求。

4.1.2 调度自动化系统使用的操作系统、数据库等软件宜采用商业化稳定运行的最新版本。调度自动化系统应用软件的设计应采用模块化设计, 宜满足国际国内有关标准。使用标准的软件编程接口, 提高应用软件与硬件系统的独立性。

4.2 总体功能

- 4.2.1** 地区电网调度自动化应根据调度职责范围实现以下总体功能:

- 1 计算机通信。
- 2 数据采集及监控 (SCADA)。
- 3 网络拓扑。
- 4 状态估计。
- 5 负荷预测。
- 6 调度员潮流。
- 7 电压无功优化控制。

- 4.2.2** 地区电网调度自动化宜根据调度职责范围及实际需要实现以下功能:

- 1 短路电流计算。
- 2 消弧线圈补偿度计算。
- 3 静态安全分析。
- 4 外部网络静态等值。
- 5 网损计算。
- 6 调度员培训仿真 (DTS)。

- 4.2.3** 地区电网调度自动化功能的实施可分阶段进行。应首先实现与安全运行、经济效益有密切关系的基本功能。对某些因基础设备自动化条件不具备的功能可暂缓或分期实现。

- 4.2.4** 各类地调根据不同的应用水平, 完善遥控和遥调的功能, 并可逐步实现电网分析功能和 DTS 功能。

- 4.2.5** 各类地调的数据网络方式信息采集和与其他计算机系统的连接中, 应充分考虑网络安全问题, 设置必要的安全防护措施。

- 4.2.6** 集控站具备对所辖厂站数据采集及监控和基本防误操作功能, 以及信息汇总向地调发送的功能。

4.3 技术要求

- 4.3.1** 调度端与厂站端远动系统的通信应设置专用远动通道, 远动规约应符合 DL/T 634.5101、DL/T 634.5104 等有关标准。在地调范围内宜采用一种颁布的国标远动规约。若地调范围内有其他远动规约时, 可采用规约转换或其他方式解决。

- 4.3.2** 不同调度中心调度自动化系统之间和同一调度中心调度自动化系统与其他计算机应用系统之间的通信宜采用网络通信方式。通信规约应符合 GB/T 18700.1、GB/T 18700.2、GB/T 18700.3、GB/T 18700.4 的规定。

- 4.3.3** 通过网络方式通信时应按照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求采取安全隔离措施。

- 4.3.4** 数据采集、处理和控制的类型。

- 1 遥测量: 模拟量、脉冲量、数字量。
- 2 遥信量: 状态信号。
- 3 遥控命令: 数字量、脉冲量。

- 4 遥调命令：模拟量、脉冲量、数字量。
- 5 时钟对时信号。
- 6 计算量。
- 7 统计量。
- 8 人工输入量。

4.3.5 调度端应具备有毫秒级分辨率的内部日历时钟，并能接收 GPS 标准时钟的对时命令。

4.3.6 调度自动化系统时间与标准时间的误差应不大于 1ms。

4.3.7 技术指标。

- 1 遥测量：
 - 1) 遥测综合误差应不大于 $\pm 1.0\%$ （额定值）。
 - 2) 越死区传送整定最小值不小于 0.25% （额定值）。
- 2 遥信量：
 - 1) 正确率不小于 99.9% 。
 - 2) 事件顺序记录站间分辨率不大于 10ms。
- 3 遥控正确率 100% 。
- 4 遥调正确率不小于 99.9% 。

4.3.8 实时性指标：

1 遥测超越死区传输到主站时间，或循环传送方式下，重要遥测量更新时间 4s。

2 遥信变位传送到主站时间不大于 3s。

3 遥控、遥调命令传送时间不大于 4s。

4 工作站画面调用响应时间：

1) 85% 的画面 $\leq 2s$ 。

2) 其余画面 $\leq 3s$ 。

5 工作站画面实时数据刷新周期为 5s~10s（可调）。

6 实时数据画面在模拟屏（电子型）整幅调出响应时间：

1) 85% 的画面 $\leq 5s$ 。

2) 其余画面 $\leq 10s$ 。

7 打印报表输出周期可按需要整定。

8 主备用机自动切换到基本监控功能恢复时间不大于 30s。

9 模拟屏数据刷新周期为 6s~12s。

10 网络拓扑单次计算时间 $\leq 10s$ 。

11 状态估计单次计算时间 $\leq 15s$ 。

12 无功功率优化计算时间 $\leq 10s$ 。

13 调度员潮流计算误差 $\leq 1.5\%$ 。

14 调度员潮流单次潮流计算时间 $\leq 5s$ 。

注：以上 10~14 五项为电网计算规模不大于 500 个计算节点条件下的指标。

4.3.9 可靠性指标：

1 单机系统年可用率不小于 96% 。

2 双机系统年可用率不小于 99.9% 。

4.4 硬件设备选型和配置原则

4.4.1 地区电网调度自动化系统硬件包括以下类型：

- 1 计算机系统，包括：服务器、工作站、前置处理设备。
- 2 局域网交换机和外存储器、网络安全设备等。
- 3 输入输出设备。

4 标准时钟设备。

5 调度设备，包括：机电型或电子型模拟屏、调度台、显示器。

6 通道接口。

7 专用交流不间断电源。

4.4.2 地区电网调度自动化硬件配置原则：

1 应能完成调度自动化功能并满足系统技术要求。

2 新建计算机系统应具有较好的可扩展性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比。

4.4.3 根据设计水平年调度自动化的功能并考虑运行 10 年发展的需要，应按以下条件，确定计算机系统的规模：

1 数据采集与监控对象的容量。

2 远动系统类型及数量。

3 上级及相邻地调调度自动化系统之间数据交换的类型和数量。

4 外部设备的类型及数量。

5 通道数量及传送速率。

6 计算机中央处理器负荷率及其估算条件。

4.4.4 主要服务器和工作站中央处理器平均负荷率在电网正常运行时任意 30min 内宜小于 20% ，在电网事故情况下，10s 内宜小于 50% 。

4.4.5 正常情况下局域网负载率宜小于 10% 。

4.4.6 计算机应配置与上级及相邻调度自动化系统计算机进行数据通信设备。

4.4.7 应配置用于系统维护、程序开发的程序员终端和打印机。

4.4.8 根据远动系统和信息传输方式对通道的技术要求，配置必要的通道接口，并提出对通道数量、质量的要求。

4.4.9 调度设备。

1 调度设备技术指标及功能应满足调度自动化的总体要求。调度设备包括以下内容：

1) 人机工作站。

2) 打印和记录设备。

3) 调度控制台。

4) 机电型或电子型模拟屏。

2 人机工作站应具有安全保密措施，其安全等级不少于 3 级。

3 人机工作站的显示器宜选用不小于 51cm（19 英寸），分辨率不小于 1280×1024 的彩色显示器。对调度员工作站可选用双头或三头彩色显示器。

4 可根据调度管辖范围大小配置 2 席或 3 席调度台，及 2~3 套调度员人机工作站。

5 机电型模拟屏采用不下位操作。机电型和电子型模拟屏宜采用与人机工作站显示器合用的键盘完成操作。

6 机电型模拟屏控制器与计算机接口宜采用串行方式，电子型模拟屏宜采用局域网方式与计算机系统连接。

7 宜配置 2~3 台用于运行记录和事件记录的打印机。

4.5 软件要求

4.5.1 计算机系统应配备系统软件、支持软件和必要的应用软件。

4.5.2 所选操作系统应为具有开放性、高可靠性和安全、

成熟的产品；应具有适合电网特点的、维护性和可扩展性好的实时数据库和历史数据库系统，以及方便、实用的图像和报表软件。

4.5.3 调度端应用软件应采用符合国际标准的支撑平台。

4.5.4 计算机系统软件、支持软件应具有安全可靠的防护措施。

4.5.5 应配置技术成熟符合国家标准模块化结构的应用软件，可结合地区电网调度自动化的实际需要遵照 4.2 的要求进行配置。

4.5.6 应选用成熟的应用软件包，各类应用软件可根据需要逐步扩充。

4.5.7 调度端计算机系统应具有良好的在线调试、维护功能。

4.6 电源和机房要求

4.6.1 交流供电电源必须可靠。应有两路来自不同电源点的供电线路供电，电源质量应符合设备要求，电压波动宜小于±10%。

4.6.2 为保证供电的可靠和质量，计算机系统应采用交流不间断电源供电，交流外供电电源失电后维持供电宜为 2h。

4.6.3 计算机机房的温度、湿度、接地和静电防护应符合 GB 50174 有关规定。

4.6.4 机房内应有新鲜空气补给设备和防噪声措施。

4.6.5 机房应防尘。

4.6.6 计算机系统内应有良好的工作接地。如果同大楼合用接地装置，接地电阻宜小于 0.5Ω。

4.6.7 根据设备的要求还应有防雷击和防过电压的措施。

4.6.8 机房内应有符合国家有关规定的防水、防火和灭火设施。

4.6.9 机房内照明应符合有关规定并应具有事故照明设施。

5 厂站端部分

5.1 有人值班厂站的远动信息

5.1.1 间接调度的 220kV 及以上电压等级输变电部分遥测、通信、遥控、遥调信息内容，可参照 DL/T 5003。

5.1.2 发电厂、变电站应向直调的地调传送下列遥测量：

- 1 发电机、厂用高压变压器和启动/备用变压器有功功率、无功功率、电流。
- 2 调相机组总无功功率。
- 3 110kV 输电线路的有功功率和无功功率（或电流）。
- 4 35kV 输电线路的电流和有功功率。
- 5 旁路断路器的测量内容与同级电压线路相同。
- 6 变压器各侧有功功率和无功功率（或电流）。
- 7 母联、分段、分支断路器电流。
- 8 10kV~110kV 系统电压监视点电压。
- 9 发电厂母线频率。
- 10 电能测量遵照 DL/T 5202 执行。

注：地调主站端应用软件需要，可测三相电压。

5.1.3 根据调度的需要和设备的可能，发电厂、变电站可向直接调度的地调传送下列遥测量的一部分：

- 1 梯级水电厂上下游水位及必要的水文、水情量。

- 2 10kV 线路的电流。

- 3 35kV 及以上电压等级用户直配线路有功功率、无功功率及变压器油温。

- 4 发电机、厂用高压变压器和启动/备用变压器有功能量/无功能量。

- 5 发电厂、变电站变压器各侧有功能量/无功能量。

- 6 35kV、110kV 线路有功能量/无功能量。

5.1.4 发电厂、变电站应向直接调度的地调传送下列遥信量：

- 1 断路器位置信号。
- 2 厂站事故总信号。
- 3 110kV 线路及旁路主要保护和重合闸动作信号。
- 4 35kV~110kV 母线保护动作信号。
- 5 反映电网运行状态的隔离开关、接地刀闸位置信号和变压器中性点接地信号。
- 6 发电机、变压器、调相机主保护动作信号。
- 7 有载调压变压器抽头位置信号。

5.1.5 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向直调的地调传送下列遥信量的一部分：

- 1 发电机由发电转调相运行方式的状态信号。
- 2 自动调节装置运行状态信号（如中小型水电厂发电机功率成组调节装置等）。
- 3 影响系统安全运行的越限信号（如过电压、过负荷，这些信号也可在调度端整定）。
- 4 35kV、10kV 线路及旁路主要保护动作信号。
- 5 线路保护装置运行故障信号。

5.1.6 根据调度需要和设备可能，地调可向直接控制的发电厂、变电站传送下列遥控、遥调命令：

- 1 220kV 及以下电压等级断路器的分合。
- 2 成组控制装置的投切。
- 3 无功补偿装置断路器的投切（包括电容器组、电抗器等）。
- 4 有载调压变压器抽头位置调整。
- 5 成组控制装置整定值调节。

5.2 无人值班厂站的远动信息

无人值班厂站的信息按照 DL/T 5103 执行。

5.3 远动系统

5.3.1 远动系统应满足远动信息采集和传递要求。应选用通过鉴定的性能良好、运行可靠的定型产品。

5.3.2 一个厂站宜采用一套远动系统，远动系统包含远动终端单元（RTU）和在变电站（包括开关站、直流换流站）计算机监控系统、发电厂升压站计算机监控系统中的远动工作站、采集控制单元等设备。远动系统应符合 GB/T 9813 和 GB/T 13729 有关标准的规定。

5.3.3 远动系统根据需要可与多个调度端进行数据通信，但同一被控设备在同一时刻不允许执行两个调度端的遥控、遥调命令。

5.3.4 选用的远动系统的规约应满足调度端自动化系统的要求。

5.3.5 按厂站传送远动信息的需要和发展,以实用原则确定远动系统的档次、功能和容量,具备与调度端实现网络通信的能力。

5.3.6 远动系统的容量宜按发电厂、变电站的发展需要确定。运行时间宜考虑 10 年。

5.3.7 远动系统宜采用分布式结构,具备与厂站局域网网络连接的能力,可作为厂站自动化的采集单元,适应厂站自动化需要。

5.3.8 远动系统主要技术指标:

- 1 A/D 转换不小于 12 位。
- 2 模拟量输入: $4\text{mA} \sim 20\text{mA}$; $0 \sim \pm 20\text{mA}$; $\pm 5\text{V}$ 。
- 3 当采用交流采样输入时,应符合 DL/T 630 规定的要求,交流采样输入: 100V (57.7V), 1A (5A)。
- 4 遥信输入: 无源触点方式。
- 5 事件顺序记录分辨率不大于 2ms 。
- 6 电能量脉冲累计容量不小于 2^{16} 。
- 7 模拟量输出: $0\text{V} \sim 10\text{V}$; $4\text{mA} \sim 20\text{mA}$ 。
- 8 遥控输出: 无源触点方式,触点容量为直流 220V 、 5A 或 110V 、 10A (接入执行回路), 110V 、 5A 或 24V 、 1A (接入重动继电器)。
- 9 可接收时钟对时信号。
- 10 IED (智能电子设备) 接口不小于 4 个。
- 11 局域网接口。
- 12 远动通道信噪比在 17dB , 误码率为 10^{-4} 时,远动系统应能正常工作。
- 13 数字接口通信速率为 $1200\text{bit/s} \sim 9600\text{bit/s}$ 。
- 14 远动信息的海明距离不小于 4。
- 15 远动终端的平均故障间隔时间宜不低于 25000h 。

5.3.9 调制解调器技术指标:

- 1 速率为 600bit/s 、 1200bit/s 。
- 2 双工通道。
- 3 频谱符合国家标准。

5.3.10 交流采样精度宜为 0.2 级。

5.3.11 遥测变送器的精度宜为 0.2~0.5 级。模拟量输出宜采用恒流输出。

5.3.12 远动系统应具有防雷击、防过电压能力和良好的电

磁兼容性,其信号输入应有可靠的电气隔离,其绝缘水平应符合国家有关标准。

5.3.13 远动系统与遥测变送器和通信设备之间的电缆宜采用多芯双绞屏蔽电缆。

5.3.14 远动系统和遥测变送器屏应可靠保护接地。

5.3.15 远动系统和遥测变送器屏安装地点应考虑对环境的要求和运行上的方便。

5.4 信息传输和通道

5.4.1 调度端与远动系统通信采用网络、专线方式。

1 地调对直接调度管辖的厂站应建立直达通道采集信息;对非直接调度管辖的厂站,如需要信息,可通过转发方式获得。

2 远动通道应在通信设计中统一组织。调度端与厂站端远动系统的通信宜设置 2 路独立的专线主备远动通道,当数据网络到达时,可采用网络和专线相结合的方式,以网络方式为主、专线方式为辅。

5.4.2 调度数据网络技术要求如下:

- 1 传送速率为 $n \times 2\text{M}$ 。
- 2 调度数据网宜采用统一的技术制式,全网统一的接口标准。

5.4.3 专线通信通道技术要求如下:

- 1 传送速率可选用 600bit/s 、 1200bit/s ,全双工通道,误码率在信噪比为 17dB 时不大于 10^{-5} 。
- 2 数字接口通信速率为 $2400\text{bit/s} \sim 9600\text{bit/s}$ 。
- 3 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口。
- 4 统一接口标准。

5.5 其 他

5.5.1 远动设备应配备两路独立电源,也可配备不间断电源,配备的不间断电源时间不小于 1h。

5.5.2 远动设备应配备相应的调试仪表。其配置标准按远动专用仪器仪表的配置标准执行。

5.5.3 在工程设计中应考虑远动系统必要的备品备件和调度端的接口设备。

目次

1 范围	612
2 规范性引用文件	612
3 总则	612
4 调度端部分	612
5 厂站端部分	614

1 范围

此部分明确了本标准的适用范围。本标准根据地区电网的调度任务,对地区电网调度自动化功能要求、信息采集和监控内容及设备配置等要求作了具体规定,作为地区调度中心及其所辖厂站调度自动化设计的技术标准。由于地区电网量大面广,其运行特点和调度管理任务与大区电力系统和省电力系统有所不同,其调度自动化具体功能、信息采集内容和设备配置要求都有所区别。这些情况在本标准中都得到反映。

2 规范性引用文件

此部分引用的文件均适用于本标准,具有同等的作用。

3 总则

3.0.1~3.0.2 说明了本标准的作用和编制目的。地区电网调度自动化的主要任务是安全监控。与之相适应,本规程分调度端和厂站端两部分,这两部分相互联系,在技术上密切相关,设计中应注意互相配合,协调一致。

3.0.3~3.0.5 明确开展地区电网调度自动化设计的所需条件。地区电网一次系统规划设计明确了电网的规模、网络地理分布、主接线、典型运行方式、电气计算结论及负荷性质等,为分析电网特点提供了条件,以便于比较准确地确定调度自动化系统功能及远动信息采集内容。地区电网调度自动化设计必须在一次系统规划和调度管理范围划分原则明确的前提下进行。一般根据一次电网规划设计年限编制相应的地区电网调度自动化系统规划设计,经审定后作为地区电网调度中心及其所辖的厂站调度自动化设计的依据。

有关调度管理体制的资料(包括调度管理范围和职能划分、调度所的设置及所址等),一般由电网主管部门提供。远期调度管理体制生产部门一时提不出,也可由设计部门提出原则性意见,由电网主管部门确认后作为设计依据。

3.0.6 地区电网调度自动化是为地区电网调度管理服务的,因此调度自动化系统设计应与调度管理体制相一致。在实现电网分层控制时各级调度间应组成信息交换网,信息一般采用直调直采,直采直送的方式。

3.0.7~3.0.11 明确了地区电网调度自动化系统设计、调度中心工程和发电工程中调度自动化设计的内容划分。地区电网调度自动化系统设计应从电网特点、运行需要和通道条件及各级调度中心、各厂站间的相互协调出发,提出调度自动化功能要求,提出技术指标要求,在满足电力二次系统防护规定的前提下提出计算机和调度人机联系系统配置与设备选型意见,远动信息内容和信息传输网络组织,明确远动系统配置和性能要求等,完成远动系统、计算机和调度人机联系系统设计。调度中心工程和发电工程中调度自动化设计应以电网调度自动化系统规划设计为依据,并结合工程具体情况进行核实,做出具体工程设计。应避免工程设计不符合总体要求情况的出现,当二者出现矛盾时,需在工程设计文件中进行必要的说明供有关部门审批。

4 调度端部分

4.1 系统总体结构

对地区电网调度自动化系统的硬件及软件体系结构提出了要求。在设计和实施过程中,应做到系统的硬件和软件的相对独立性,以便于系统硬件设备的升级及功能的扩充。调度自动化系统的软件应尽量采用符合国际标准和国家标准软件,以利于地区电网调度中心各技术支持系统间的信息交换和各系统联网运行时,减少信息转换的投资,有利于实现资源共享。

4.2 总体功能

4.2.1~4.2.2 列出地区电网调度自动化系统的功能。

地区电网调度自动化系统收集、处理电网运行实时信息,通过人机工作站和模拟屏(机电型和电子型)把电网运行状况集中而有选择的显示出来进行监控。运行人员可借此统观全局,集中全力指挥全网安全、经济和优质运行。调度自动化系统安全监控功能的实现,可以提高电网安全运行水平,提高处理事故能力,减少停电损失。各类地调在建设调度自动化系统时,应使其具有数据采集和监视、控制(SCADA)的功能,并在具体实施过程中应根据调度职责范围、调度自动化现状、基础设备自动化条件,按照由低至高、由易到难的原则逐步配置适用的网络分析应用软件。

4.2.3 地区电网应根据各自的实际情况,实现的调度自动化功能应与所辖电网一次设备的现状和调度运行水平相一致,除SCADA外的各功能逐步完善,避免盲目追求大而全,提前投资造成资金的浪费。

4.2.4 各类地调应该逐步实现遥控和遥调功能,有条件时

可建设无人值班遥控变电站。但遥控、遥调功能实现取决于调度需要、良好的一次设备、完善的厂站端远动系统和通道等因素。各类地调应本着稳妥可靠的方针,经过试点逐步实现遥控、遥调功能。对于大型地调,可根据调度运行的需要配置调度员培训仿真系统。

4.2.5 各类地调调度自动化系统建设中应严格遵守、执行国家和电力行业关于计算机网络安全的规定。在满足电网调度自动化计算机系统网络安全的前提下,实现相关系统的信息共享。

4.2.6 一些地调根据调度管理的需要下设若干集控站,每个集控站管理若干厂站。在这种情况下,地调实现对集控站监控,部分远动信息经集控站直接采集后转发地调调度自动化系统。要求集控站的设备具有主站 SCADA 功能和计算机网络通信等功能(或远方终端功能)。

4.3 技术要求

4.3.1 当新建地区电网调度自动化系统时,应择优选用在地调范围内符合有关标准的统一远动规约。如能做到在省(网)调范围内的地调有统一远动规约则更有利于信息交换网的建立。当地调范围内有其他远动规约时,可利用规约转换或设置多规约处理前置机方式加以解决。

4.3.2~4.3.3 明确了各类地调与相邻地调和省调调度自动化系统间的信息交换采用计算机网络通信方式实现,网络安全方面的防护措施根据国家标准和电力行业的有关规定去执行。

4.3.4~4.3.7 主要参照部颁有关地区电网调度自动化技术文件及其他有关资料列出了调度自动化系统应达到的系统性技术要求和指标。

对其中某些技术要求和指标简要说明如下:

1 在第 4.3.4 条中列出地区电网调度自动化系统应该具备采集、处理和各个类型的数据。

2 第 4.3.5 条为了保证省网和地区电网事件记录时间参数的一致性,地调设置月历时钟是必要的。

3 第 4.3.7 条中对 1)、2) 加以说明。

远动系统遥测误差是指变送器(或交流采样)、远动设备、远动信道、调度端各个环节误差的综合。根据调度管理的需要和设备水平规定为 $\pm 1.0\%$ (额定值)。

事件顺序记录主要用于记录电网中重要断路器和继电保护动作信号。站间分辨率的含义是在不同厂站两个相继发生事件其先后相差时间大于或等于分辨率时,调度端记录的两个事件前后顺序不应颠倒。此指标过低不利于事故分析,太高实现起来困难。根据国内运行经验和调度分析事故要求现制定本指标。

4.3.8 实时性指标共 14 项,现对其中 1、2、4、8 条加以说明。

1、2 遥测和遥信传送时间是指厂站端远动系统采集到一次系统发生变化信息,到主站端数据库反映出来的整个时间。考虑到远动系统具有遥信优先传送能力,遥测量 64 个,通道速率为 600bit/s 时所能达到的系统指标。

4 画面调用响应时间是指按下调用键至整体画面显示完成的时间,此指标是调度自动化系统的主要指标之一。

8 双机切换到基本功能恢复时间是指双机切换发出指示至 CRT 画面数据重新开始更新的时间。

4.4 硬件设备选型和配置原则

4.4.1~4.4.2 明确了计算机系统硬件内容、配置原则。

一般情况下计算机系统的硬件包括:数据库服务器、应用服务器、通信服务器、人机工作站等。由于计算机技术发展很快,本规程不可能对调度自动化系统的计算机型号、内外存储器容量和其他一些主要技术指标作定量的规定。在设计中可根据计算机发展情况和本规程的选型原则合理地选择计算机系统。

在机型选择上,优先选用中档服务器和工作站,也可根据实际情况选用微机系列服务器和工作站,同一省网地调计算机机型系列应尽量统一。目前计算机品牌和种类较多,应尽量选用运行稳定的在市场上占主导地位的机型。

机电型模拟屏指的是镶嵌式模拟屏,电子型模拟屏指的是大屏幕显示系统。主要用于模拟电力系统电气接线、显示运行状况、参数等。

4.4.3 本条明确了计算机系统在设计中一般考虑投运后至少使用 10 年,并提供了确定计算机系统规模的条件。其中 1~5 条应根据调度职责范围和系统功能要求确定。第 6 条计算机中央处理器的负荷率是表明计算机系统荷载程度的一个重要指标。为确保在电网发生重大事故时计算机系统能实时正确反映事故状况,这就要求计算机中央处理器的负荷率符合第 4.4.4 条的规定。中央处理器的估算条件是指在电网事故时,合理确定在规定时间内发生遥信变位、遥测越死区的数量和工况越限,事件处理的类型与数量及事故、事件打印、显示的种类和数量等,以供系统集成厂家在系统设计时考虑计算机系统规模,并可在系统验收时作为验收中央处理器负荷率的依据之一。

4.4.4~4.4.5 中央处理器负荷率和局域网负载率指标应是各地调设计水平年电网规模下,调度自动化系统正常运行的指标和电网发生中等事故下的指标。

4.4.6~4.4.8 各类地调应根据各自的实际情况配置各类接口和用于维护和再开发的工作站。此类设备的配置中应考虑以适用为原则,逐步完善,避免造成资金的浪费。

4.4.9 调度设备

1 明确了调度设备的内容和总体要求。调度设备是人机联系的工具,是调度自动化系统的窗口,而各系统集成厂家提供的人机联系设施各具特色,应根据调度管理需要和调度自动化系统总体功能要求合理选择。

2 为了保证系统正常工作必须有一个完善的管理手段,对各个调度控制台及各类人员赋予不同使用范围及使用权限。一般根据业务需要至少应有 3 个等级,如:

- 1) 操作员级:可对计算机系统进行的全部操作。
- 2) 调度员级:可对电网进行的全部操作。
- 3) 其他授权运行管理人员级:只能调看画面,修改相关表格。

3~4、6~7 这几条提出了调度设备配置的基本要求。

5 说明为方便调度操作人员使用系统,应将调取画面、遥控操作、调度模拟屏不下位操作、音响报警解除等操作台用一个键盘。

4.5 软件要求

软件可分为系统软件、支持软件和应用软件。在新建调度自动化系统时,应由系统集成厂家配齐必要系统软件和支持软件。系统应有良好的数据库系统和数据采集、监控程序。应用软件项目可根据需要逐步扩充。各类软件应满足安全性

要求,且在国内有合法的版权。目前对软件水平和对软件的具体要求很难有统一指标和要求,这有待今后逐步补充。

4.6 电源和机房要求

本节明确了调度自动化系统正常运行时,对环境的基本要求,机房环境设计,包括空调、电源、照明、接地、防水、防火及灭火等应遵照相应的设计技术规程。

5 厂站端部分

这部分是根据地区电网调度自动化总体功能要求,总结了地区电网调度自动化实践经验拟定的。考虑到各地区电网对其调度自动化功能要求的差异,在条文中具有一定的灵活性。

5.1 有人值班厂站的远动信息

5.1.1 明确了属地调间接调度管辖的220kV及以上电压等级输变电部分的远动信息可参照DL/T 5003的有关部分。

5.1.2 列出了属地调调度管辖的厂站必须向地调传送的遥测信息内容。并对原规程中的远动信息做了增减,删去了电能量信息内容,有关电能量信息内容参见《电能量计量系统设计技术规程》。

1~2 主要用于掌握地区电网有(无)功率平衡情况和地区电网的负荷水平。

3~6 为了用于掌握电网潮流、各级电压网络和各县(区)负荷情况,为全网的安全监视提供条件,并可监视计划用电执行情况。

7~9 主要用于电网安全监视和考核。

5.1.3 列出了根据电网调度的实际需要在设备可能条件下,厂站可有选择的向地调传送的上行远动信息内容。

1 对水电厂加测上、下水位,以便向调度提供发电、防洪及下游用水的综合调度的条件。

2~3 主要掌握用户直供线路的用电情况。

4~6 此部分内容可根据地区调度中心的具体情况确定,如地区调度中心电能量计量系统还未建设,则对应的电能量数据应通过本系统传送至调度中心。如地区调度中心已建设有电能量计量系统,则可征询调度中心意见确定是否由电能量计量系统获得相关电能量数据。

5.1.4 列出了属地调调度管辖的厂站必须向地调传送的上行遥信信息内容。

1 用于掌握电网内断路器的运行情况 & 电网实时接线情况。

2 用于提高判断事故的速度和准确性。

3~4 为分析事故和处理事故提供条件。

5 反映电网运行状态的隔离开关主要有双母线和旁路母线隔离开关,一倍半和角形接线中反映主设备运行或退出的隔离开关,以及反映变压器中性点接地方式的隔离开关。这类信号往往影响高级应用软件的计算。

6 变压器一般指与发电机配套的升压变压器和电网中起枢纽作用的降压变压器。调相机为无功补偿装置。传送这些信息是为了帮助调度端了解这些设备的运行情况。

7 掌握设备可调情况。

5.1.5 列出了根据电网调度的实际需要在设备可能条件下,地调可有选择的向厂站传送的下行遥控、遥调命令。

1~2 只要厂站二次回路能提供信号触点就应向地调传送。

3 调度运行需要这些信号。

4 若出线较多时,可考虑将每条线路主保护动作信号并接后传送到调度端。

5.1.6 对于有人值班的厂站,遥控遥调的主要目的是提高地区电网安全运行。对电网安全运行需要而又具备可控条件的设备,可按遥控遥调方式进行设计。这类设备一般在地区电网调度自动化设计中统一考虑。

5.2 无人值班厂站的远动信息

此部分按照有关设计规程执行。

5.3 远动系统

5.3.1 远动系统的选择应考虑其设备功能、容量及具体的技术指标,能满足调度自动化系统的要求,并为工厂生产的定型产品。定型产品是指已经部一级鉴定,并由工厂定型批量生产的获得电力系统入网许可证的产品。未经鉴定过的产品或新研制的产品可在个别工程中试运行,但不作为正式产品普遍推广使用。

无论采用何种方式实现远动功能,都必须满足调度自动化系统的功能要求,即调度端所需的远动信息应不经过监控系统计算机处理而直接从底层的采集单元送入远动终端单元(RTU)或远动工作站,通过远动终端单元(RTU)或远动工作站传送到调度端;调度端下达的遥控、遥调命令也不经计算机监控系统的处理而直接对设备进行操作,在信息的采集和处理方面,不能因为后台监控系统故障影响到远动系统的功能。

5.3.2~5.3.3 明确了远动系统的配置要考虑节约投资和简化二次接线。属一个调度中心调度的厂站向直接调度的调度中心发送远动信息并接受其控制命令。非直接调度中心所需远动信息可通过转送方式取得。设备分属两个或两个以上调度中心调度的厂站,一般由存在主要运行关系的调度中心直接采集远动信息,其余调度中心所需信息可通过前一个调度中心转发。如果根据信息流向合理性和传送时间要求,必要时厂站端远动信息可直接向多个调度中心发送,但同一被控设备在同一时刻不允许执行两个调度中心的遥控、遥调命令,以便保证运行安全并明确调度操作责任。

5.3.4 为确保远动系统与调度端通信,工程设计中应注意解决通信规约问题,优先采用符合国家标准的规约。

5.3.5~5.3.7 明确了远动系统的选型原则。在确定容量时要适当考虑发展需要。在保证调度监控需要的前提下,可以适当兼顾厂站当地电气监测功能。

5.3.8 远动系统主要技术指标是综合考虑了地区调度自动化系统需要和目前设备生产水平。

1 遥测精度不包括变送器误差,为系统综合误差。一般要求远动系统遥测精度为0.2级,也可采用0.5级。目前生产的远动系统基本上都可以达到这个要求。

2 远动系统模拟量输入一般采用4mA~20mA、0mA~±20mA,也可采用±5V。设计中在确定设备规范时应注意与变送器输出一致。

3 交流采样应满足电压互感器和电流互感器和采样精度要求。

4 通信输入要求为无源触点。为了工程施工和运行管理的方便,一般需装设通信转接端子。通信转接端子视不同工程情况可安排在远动设备、变送器屏中,也可单独设置通信转接屏。远动系统提供的通信电源目前有 DC24V,也有 DC48V,建议采用 DC48V 以上以提高抗干扰的能力。

5 事件顺序记录分辨率这里提出不大于 2ms,目前国内生产的远动系统基本上都可以达到这个要求。

6 电能量累计容量一般按 24h 累计值需要考虑,按二次侧每千瓦·小时 1800 个脉冲计,需要^{2[6]}。

7 在工程设计中模拟量输出应与厂站自动调节系统协调,避免造成接口困难。

8 遥控输出采用无源触点方式,触点容量应考虑可直接接入断路器控制回路,因此触点容量不宜过小,一般为直流 220V、5A 或 110V、10A。遥控输出也可经重动继电器接入断路器控制回路,这时触点容量视重动继电器参数可选用直流 110V、5A 或 24V、1A。所有重动继电器宜统一装在遥控执行屏上。

9 远动系统可单独配置时钟,也可采用厂站已有的时钟实现定时,以提高全网 SOE 精度。时钟可采用 GPS 时钟,也可采用其他时钟系统。不具备 GPS 定时能力的远动系统,仍可采用调度端定时。

10 IED 接口主要用于与电能表、继电保护设备等间的信息传输。

11 地区电网枢纽变电站为实现远动信息网络传输,远动系统应具备标准局域网接口,支持 TCP/IP 协议。

12 要求远动系统在通道质量比较差的情况下也能正常工作。

13 为了保证远动系统具有一定的纠错检错能力,以保证信息传输的可靠性和准确性,远动信息编码海明距离应不小于 4。

14 对远动终端平均故障间隔时间的要求,不仅出于减少维修工作量,更重要的是出于调度自动化系统协调工作的需要。鉴于国产元器件质量和工艺水平,本规程暂按不小于 25000h 考虑。

5.3.9 提出专线通道的要求。

5.3.10~5.3.11 根据系统综合准确度的要求,交流采样的准确度等级一般要求 0.2 级;遥测变送器的准确度等级一般要求 0.2~0.5 级。为保证遥测的准确度和稳定度,要求遥

测变送器应有恒流或恒压输出。

5.3.12~5.3.13 远动系统的电磁兼容性一般包括串模干扰抑制比和共模干扰抑制比,其具体指标应符合远动系统国标规定。

远动系统应有防过电压措施,专线通道必须设置防雷保护器,其目的在于减少电磁干扰影响和防止雷击时感应过电压损坏远动终端部件。

5.3.14 目的在于保证人身和设备安全。

5.3.15 环境要求主要是指温度、湿度、洁净度要满足设备运行需要,并尽量缩短电缆长度。

5.4 信息传输和通道

5.4.1 明确远动信息传输方式采用电力调度数据网和专线方式。远动信息直采直送,提出各类厂站信息传输通道的要求。为了实时、准确、可靠地传送远动信息,一般情况下直调厂站的远动信息应直接传送,不宜采取转送方式,在电力调度自动化系统配置和通道组织中应注意通道优化。在电力系统通信设计和调度自动化设计中密切配合,以便落实。

5.4.2 提出计算机数据通信的要求。

5.4.3 提出对通道的要求和信道指标是根据调度自动化系统在近几年能达到的技术指标而拟定。为了保证远动系统正确传送和接收及调度自动化系统的正常工作,除了远动装置要有必要的纠错和检错能力(海明距离 ≥ 4)外,通道误码率也是一项重要指标。误码率过高会增加信息的拒收率,甚至造成误执行机会,影响信息的处理和反应速度。一般微波和光纤通信误码率较低,可以满足要求。电力线载波通道需要精心调整才能满足要求。

5.5 其他

5.5.1 为保证远动系统可靠供电,首先要提高厂站端远动系统交流和直流供电电源的可靠性。不停电电源维持供电时间主要满足厂站停电时,保证远动信息不丢失并具备一定的时间进行事故处理,因此不停电电源维持供电时间与通信设备要求一致,一般按不少于 1h 考虑。

电力系统调度自动化设计技术规程

Specifications for the design of dispatch automation in electric power systems

DL/T 5003—2005

前 言

本标准是依据国家发展和改革委员会《国家发展改革委办公厅关于印发 2005 年行业标准项目计划的通知》(发改办工业【2005】739 号)进行修订的。本标准是指导我国电力系统调度自动化设计的技术标准。1991 年以来 DL 5003—1991 在我国电力系统调度自动化设计工作中起到了主要的指导作用。本标准中规定的电力系统调度自动化设计的内容以及功能和性能指标原则上适用于我国所有电力系统。虽然全国联网已基本形成,但全国各地电力系统情况不尽相同,本标准规定的有些功能和要求,在某些电力系统尚不具备实施条件,或者暂无需求。为此,在具体工程的设计中,可根据实际情况取舍和配置。

本标准与 DL 5003—1991 相比,除对原标准部分条文作了修改、补充和调整外,还增加了以下内容:

——在总体功能方面除保留数据采集、监视和控制(SCADA)、自动发电控制(AGC)、经济调度(ED)和计算机通信外,增加了负荷预测、网络拓扑、状态估计、调度员潮流、静态安全分析、实用的调度员培训仿真系统等主要功能;

——在“信息采集”部分补充了核电站、静止无功补偿设备和直流换流站远动信息内容;

——新增部分应用软件的技术指标,修改了原标准中的部分技术指标,如屏显分辨率、主备机切换时间等。

本标准修订 DL 5003—1991 的相关部分。

本标准实施后代替 DL 5003—1991。

本标准的附录 A、附录 B 为规范性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业电力规划设计标准化技术委员会归口。

本标准委托西北电力设计院负责解释。

本标准起草单位:西北电力设计院。

本标准主要起草人员:高希洪、谢玉和、范家正、王中阳、张伟。

目 次

前言	616
1 范围	616
2 规范性引用文件	616
3 总则	617

4 调度端部分	617
4.1 系统总体结构和其他系统互联	617
4.2 总体功能	617
4.3 技术要求	617
4.4 硬件设备选型和配置要求	618
4.5 软件要求	619
5 厂站端部分	619
5.1 信息采集	619
5.2 远动系统	620
5.3 信息传输和通道	621
6 自动发电控制部分	621
6.1 控制目标及方式	621
6.2 调整容量和调整厂	621
6.3 自动发电控制信息	622
6.4 调度端控制系统	622
7 机房及其他	622
附录 A (规范性附录) 区域控制误差计算	622
附录 B (规范性附录) 自动发电控制调整容量计算	623
条文说明	624

1 范 围

本标准规定了电力系统调度自动化系统调度端和相关发电厂(包括水力发电厂、火力发电厂、核电站)、变电站(包括开关站和直流换流站)有关调度自动化部分的设计技术要求。

本标准适用于:

- 1.0.1 省级及以上电力系统调度自动化系统规划设计、可行性研究设计、初步设计。
- 1.0.2 省级及以上电力系统调度中心工程设计。
- 1.0.3 省级及以上电力系统调度中心直接调度管辖的新建、改建、扩建的水力发电厂、火力发电厂、核电站和变电站(包括开关站和直流换流站)工程设计中有关调度自动化部分设计。

2 规范性引用文件

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

本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

GB/T 2887 电子计算机场地通用规范

GB/T 9813 微型计算机通用规范

GB/T 13729 远动终端设备

GB/T 18700.1 远动设备和系统 第6部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议第503篇：TASE.2服务和协议 (idt IEC 60870-6-503; 1997)

GB/T 18700.2 远动设备和系统 第6部分：与ISO标准和ITU-T建立兼容的远动协议第802篇：TASE.2对象模型 (idt IEC 60870-6-802; 1997)

GB/T 18700.3 远动设备及系统 第6-702部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议在端系统中提供TASE.2应用服务的功能协议子集 (idt IEC 60870-6-702; 1998)

GB/T 18700.4 远动设备及系统 第6-602部分：与ISO标准和ITU-T建议兼容的远动协议TASE传输协议子集 (idt IEC 60870-6-602; 2001)

GB 50174 电子计算机机房设计规范

DL/T 630 交流采样远动终端技术条件

DL/T 634.5101 远动设备及系统 第5-101部分：传输规约基本远动任务配套标准 (idt IEC 60870-5-101; 2002)

DL/T 634.5104 远动设备及系统 第5-104部分：传输规约采用标准传输协议子集的IEC 60870-5-101网络访问 (idt IEC 60870-5-104; 2002)

DL/T 5202 电能计量系统设计技术规程

3 总 则

3.0.1 电力系统调度自动化作为电网运行的技术支持系统，已成为当前电力生产、电力调度的主要技术手段。调度自动化系统包括调度自动化系统调度端、发电厂、变电站（包括开关站和直流换流站）远动（以下称为厂站端）两部分。本标准仅作为调度自动化系统调度端和厂站端系统的设计依据，其他部分的设计在执行相应的设计标准前提下，可参照本标准执行。

3.0.2 电力系统调度自动化设计是一项系统工程，必须执行国家经济建设方针和各项技术经济政策。从电力系统特点和运行实际出发，采用符合可靠性、实用性和经济性要求的方案，为保证电力系统安全经济运行和电能质量提供条件。

3.0.3 电力系统调度自动化设计是电力系统设计的组成部分，应以电力系统（一次系统）设计为依据，并在系统调度管理体制和调度职责范围划分原则基本明确的条件下进行。

3.0.4 电力系统调度自动化应与电力系统的统一调度、分级管理的体制相适应，并实行分层分区控制，系统总体设计应采用适合中国国情的先进而成熟的技术，力求经济实用。

3.0.5 电力系统调度自动化设计应在分析电力系统特点、运行需要和通道条件的基础上，提出调度自动化系统总的功能要求、远动信息内容和信息传输网络要求。提出调度端计算机和人机联系系统、厂站端远动系统，以及自动发电控制系统等的设计。

3.0.6 调度中心工程设计的调度自动化部分应根据经审定

的电力系统调度自动化规划和可行性研究，确定各类设备的型式和规范以及系统实施方案配置图，编制初步设计、施工图设计文件，并配合完成设计联络、验收等工程技术服务。

3.0.7 发电、变电（包括开关站和直流换流站）工程设计的调度自动化部分应根据经审定的电力系统调度自动化系统设计，核实各种设备的调度关系、远动信息内容，落实设备型式和规范；在满足电力二次系统安全防护规定的前提下，落实信息传输通道，并编制订货图、原理接线图和安装接线图。对于确定进行自动发电控制的水、火电厂，还要根据电厂采用单机调整还是成组调整的不同情况，落实与厂内自动化系统的接口。

3.0.8 电力系统调度自动化设计，除应执行本标准的规定外，尚应符合现行国家和行业颁发的有关规范和规程的规定。

4 调度端部分

4.1 系统总体结构和与其他系统互联

4.1.1 调度自动化系统调度端应采用基于冗余的开放式分布应用环境，整个软硬件体系结构应满足冗余性和模块化要求。

4.1.2 对使用的操作系统、数据库、中间件等软件，宜采用商业化稳定运行的最新版本。调度自动化系统应用软件的设计应采用模块化设计，宜满足国际国内有关标准。使用标准的软件编程接口，提高应用软件与硬件系统的独立性。

4.1.3 调度自动化系统调度端应考虑与其他系统互联的软硬件接口，与其他系统的互联应遵照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求执行。

4.2 总体功能

4.2.1 省级及以上调度自动化系统应实现以下总体功能：

- 1 计算机通信。
- 2 数据采集、监视和控制。
- 3 自动发电控制。
- 4 经济调度。
- 5 网络拓扑。
- 6 状态估计。
- 7 调度员潮流。
- 8 负荷预测。
- 9 静态安全分析。
- 10 实用的调度员培训仿真。

4.2.2 省级及以上调度自动化系统可根据调度职责范围，结合实际应用需要，实现以下扩展功能：

- 1 自动电压控制。
- 2 安全约束调度。
- 3 最优潮流。
- 4 短路电流计算。
- 5 动态安全分析。
- 6 其他应用功能。

4.3 技术要求

4.3.1 调度自动化系统调度端应具有接收多种远动规约的

能力;与厂站端的通信方式宜采用问答式。调度端采用网络通信方式时,通信规约宜采用 GB/T 18700.1、GB/T 18700.2、GB/T 18700.3、GB/T 18700.4 和 DL/T 634.5104;调度端与厂站端的专线通信方式,通信规约宜采用 DL/T 634.5101。

4.3.2 不同调度中心调度自动化系统之间和同一调度中心调度自动化系统与其他计算机应用系统之间的通信宜采用网络方式;调度端与厂站端的通信宜采用网络和专线相结合的方式,以网络方式为主、专线方式为辅,当数据网络不能到达时,应设置两路独立的专线远动通道。

4.3.3 调度自动化系统的数据通信应按照国家有关电力二次系统安全防护规定的要求采取安全隔离措施。

4.3.4 数据采集、处理和控制类型有:

- 1 遥测量:模拟量、脉冲量、数字量。
- 2 遥信量:状态信号。
- 3 遥控命令:数字量、脉冲量。
- 4 遥调命令:模拟量、脉冲量、数字量。
- 5 时钟对时信号。
- 6 计算量。
- 7 人工输入量。

4.3.5 调度自动化系统时间与标准时间的误差应不大于 1ms。

4.3.6 遥测量指标如下:

- 1 遥测综合误差应不大于 $\pm 1.0\%$ (额定值)。
- 2 越死区传送整定最小值不小于 0.25% (额定值)。

4.3.7 遥信量指标如下:

- 1 正确动作率不小于 99.9%。
- 2 事件顺序记录站间分辨率应小于 10ms。

4.3.8 当进行遥控时,调度自动化系统应先确认当前设备的位置信号或状态信号,当设备位置状态发生变化且未被调度端确认时,遥控命令应予以可靠闭锁。遥控正确率要求达到 100%,遥调正确率要求不小于 99.9%。

4.3.9 实时性指标如下:

- 1 遥测传送时间不大于 4s。
- 2 遥信变化传送时间不大于 3s。
- 3 遥控、遥调命令传送时间不大于 4s。
- 4 自动发电控制命令发送周期为 4s~16s。
- 5 经济功率分配计算周期为 5min~15min。
- 6 画面调用响应时间:85% 的画面不大于 2s,其他画面不大于 3s。
- 7 画面实时数据刷新周期为 5s~10s。
- 8 模拟屏数据刷新周期为 6s~12s。
- 9 大屏幕投影数据刷新周期为 8s~12s。
- 10 双机自动切换到基本监控功能恢复时间不大于 20s。

4.3.10 系统年可用率不小于 99.9%。

4.3.11 应用软件运行指标要求如下:

- 1 网络拓扑单次计算时间 $\leq 10s$
- 2 状态估计单次计算时间 $\leq 15s$
- 3 调度员潮流计算误差 $\leq 2.5\%$
- 4 调度员潮流单次执行时间 $\leq 5s$

注:以上 1、2、4 三项为电网计算规模不大于 1000 个计算节点

条件下的指标。

4.4 硬件设备选型和配置要求

4.4.1 调度自动化系统硬件选型和配置原则

1 调度自动化系统硬件主要包括以下设备类型:

1) 服务器、工作站、时钟系统、前置系统、网络和安全设备。

2) 外存储器。

3) 输入输出设备。

4) 专用不间断电源。

2 调度自动化系统硬件设置原则:

1) 调度自动化系统硬件配置应遵循冗余化配置原则,整个系统宜采用双重化网络结构,承担主要功能的服务器宜采用双机或多机集群方式互为热备用,主要功能的服务器每套宜配置 2 个及以上中央处理单元。

2) 承担主要功能的服务器和网络设备的数据处理和计算能力应与调度自动化系统的功能以及调度中心管辖范围的电网规模相适应。

3) 计算机系统配置应在满足调度自动化系统功能和技术要求的前提下,力求技术先进、成熟,并做到制式统一,资源共享。

4) 新建计算机系统应选用成熟的主机系统和配套设备,并应具有良好的可扩性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比。

3 根据设计水平年调度自动化系统的功能,并考虑运行 10 年内发展的需要,应按以下条件确定计算机系统的规模:

1) 数据采集与监控对象的容量。

2) 远动系统类型及数量。

3) 与其他调度自动化系统、厂站监控计算机系统之间数据交换的类型及数量。

4) 外部设备的类型及数量。

5) 通道数量及传送速率。

4 计算机中央处理单元负荷率的估算条件和具体要求。
计算机中央处理单元平均负荷率在电力系统正常情况下,任意 30min 内,应小于 20%。在电力系统事故状态下,10s 内,应小于 50%。

5 正常情况下局域网运行负载率宜小于 10%。

6 在确定计算机内、外存容量时,应考虑在满足设计水平年要求的基础上留有一定的备用容量,以利于系统的扩充。

7 计算机系统应配置调度数据网络通信设备,能与有关的调度自动化系统进行数据通信。

8 计算机系统应配置工频频差、时差测量部件和能与标准时间进行对时的标准时钟。

9 应配置适当数量用于设备维修、程序开发和离线计算的程序员终端和打印机。

10 根据远动系统和信息传送方式对通道的要求,配置必要的通信接口。

4.4.2 人机联系系统

1 人机联系系统包括以下设备:

1) 彩色屏幕显示设备。

- 2) 打印和记录设备。
- 3) 电力系统调度模拟屏及控制器。
- 4) 大屏幕显示系统及控制器。

2 人机联系系统是调度自动化系统的重要组成部分,其技术指标及功能应满足调度自动化系统的总体要求。

3 人机联系系统控制台宜设置合用键盘以实现人机对话和模拟屏、大屏幕显示系统不下位操作。

4 人机联系系统应具有定义控制台不同安全等级的功能,其等级应不少于4个。

5 人机联系系统应具有自调、自诊断功能,操作方法应简单、灵活。

6 彩色屏幕显示设备应包括彩色显示器、键盘和其他光标控制器。

7 调度员用的彩色屏幕显示器的屏幕尺寸宜不小于51cm (19in),分辨率不小于1280×1024。

8 人机联系系统应有汉字显示和打印的功能,汉字应符合国家二级汉字库标准。

9 人机联系系统应根据运行需要配置阻燃型镶嵌式调度模拟屏(或大屏幕显示系统),配置不少于2套人机工作站,2~4席调度台,4~6台彩色显示器及相应的键盘和光标控制器。

10 应配置用于运行记录、事件记录的打印机和硬拷贝机,其总数不少于3台。

11 调度模拟屏控制器与计算机接口宜采用串行方式。

12 大屏幕显示系统与调度自动化系统接口宜采用网络方式。

4.5 软件要求

4.5.1 在购置计算机系统时应配备必要的计算机系统软件,对系统软件不应作任何变动。

4.5.2 应根据需要配备各类支持软件。

4.5.3 计算机系统软件、支持软件应具有安全可靠的防护措施。

4.5.4 应配置适合电力系统特点的稳定的、响应速度快、可维护性和可扩展性好的实时数据库管理系统。

4.5.5 应配备商用历史数据库及其管理系统。

4.5.6 具有电网应用软件功能的系统,应建立相应的稳定的、响应速度快、可扩展性和使用方便的应用数据库。

4.5.7 应用软件应采用符合国际标准的支撑平台,宜将调度自动化系统及各种应用的调度端计算机系统融合在统一的应用环境下。

4.5.8 计算机系统配置各类软件接口应符合有关的标准。

4.5.9 调度自动化系统应配置技术成熟的模块化应用软件,可结合调度中心和所辖电网的实际需要遵照4.2的要求进行配置。

4.5.10 自动发电控制的软件应包括区域控制误差(ACE)计算(具体计算公式参见附录A)与滤波处理、区域控制,以及CPS1、CPS2和A1、A2等考核功能。

4.5.11 应用软件可根据需要逐步扩充,宜选用成熟的软件包。

4.5.12 应具有对各类应用软件进行调试、维护数据库的功能。

4.5.13 计算机的数据通信规约应符合国内、国际标准,在同一网调范围内通信规约应统一。

5 厂站端部分

5.1 信息采集

5.1.1 信息采集应按照直调直采、直采直送原则设计。

5.1.2 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥测量:

1 单机容量为100MW及以上发电厂的发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功功率和无功功率。

2 发电厂、变电站的变压器各侧有功功率和无功功率。

3 220kV及以上电压等级的线路有功功率和无功功率。

4 110kV线路宜测有功功率和电流。个别线路必要时可测有功功率和无功功率。

5 母联和分段断路器宜只测电流,必要时测有功功率和无功功率。

6 旁路断路器的测量内容与同等级电压线路相同。

7 双向传输功率的线路、变压器以及可能转为调相运行的发电机的双向有功功率和无功功率。

8 系统频率监视点频率和可能解列运行点的电网频率。

9 水电厂上、下游(池)水位。

10 220kV及以上电压等级的各段母线电压。

5.1.3 根据调度需要和设备可能,发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥测量:

1 50MW及以上、100MW以下的发电机有功功率、无功功率。

2 大型火力发电厂厂用总有功功率、总无功功率。

3 220kV及以上电压等级的联络变压器各侧电流。

4 运行中可能过负荷的自耦变压器公共绕组电流。

5 由调度中心监视的220kV以下的中枢点母线电压。

6 电磁环网并列点开口相角差。

7 330kV及以上电压等级长距离输电线路末端电压。

8 为监视系统稳定需要的功角或发电机机端电压。

9 容量为50MW及以上发电机、厂用高压变压器和启动备用变压器有功/无功电能。对于可能转为调相运行的机组,测双向有功、无功电能。

10 发电厂、变电站的变压器各侧有功、无功电能。

11 火电厂和大型水电厂厂用总有功、无功电能。

12 220kV及以上电压等级线路,跨大区、跨省联络线和计量分界点的线路测双向有功、无功电能。

5.1.4 无功补偿装置应向调度中心传送下列遥测量:

1 单机容量为50Mvar及以上的同步调相机,有可能进相、滞相运行的发电机/电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的双方向无功功率。

2 220kV及以上线路并联电抗器组的无功功率。

3 设置串联补偿装置的220kV及以上线路的电流、电压。

4 220kV电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组总回路的双向无功功率和主变压器低压侧的母线电压。

5.1.5 无功补偿装置可向调度中心传送下列遥测量:

1 单机容量为50Mvar及以上的同步调相机,有可能

进相、滞相运行的发电机/电动机或其他无功补偿装置的进相及滞相运行时的电流、电压。

2 220kV 及以上线路并联电抗器组的电流、电压。

3 220kV 电压等级及以上变电站主变压器低压侧的并联电抗器、电容器组的分组单相电流。

5.1.6 电能量测量应按照 DL/T 5202 的相关要求执行。

5.1.7 发电厂、变电站应向有关调度传送下列遥信量：

1 线路、母联、旁路和分段断路器的位置信号。

2 发电机、变压器和无功补偿装置的断路器位置信号。

3 发电厂、变电站的事故总信号。

4 反映电力系统运行状态的各级电压等级的隔离开关位置信号。

5 可能转为调相运行的发电机组和抽水蓄能机组的运行状态信号。

6 核电厂核岛运行状态信号。

7 电力系统自动调节装置运行状态信号（如水电厂机组调节装置、火电厂机炉协调控制装置等）。

8 有载调压变压器抽头位置信号。

5.1.8 根据调度需要和设备可能，发电厂、变电站可向有关调度选送下列遥信量：

1 反映电力系统运行状态的各级电压等级的接地刀闸位置信号。

2 发电机、变压器以及无功补偿装置的主要保护动作信号。

3 220kV 及以上电压等级的线路主要保护和重合闸动作信号。

4 220kV 及以上电压等级的母线保护动作信号。

5 220kV 及以上电压等级的 3/2 接线，当 2 个断路器之间配有短引线保护时，其短引线保护动作信号。

6 与小容量机组连接的 220kV 及以上电压等级的长距离输电线路过电压保护动作信号。

7 220kV 及以上电压等级的断路器失灵保护动作信号。

8 调度范围内的通信设备运行状况信号。

9 影响电力系统安全运行的越限信号（如过电压和过负荷，这些信号也可在调度端整定）。

10 参与自动发电控制的发电机组热力系统重要事故信号。

5.1.9 调度中心根据需要可向发电厂、变电站传送下列遥控或遥调命令：

1 断路器的分合。

2 无功补偿装置的投切。

3 发电厂功率调节装置远方投切。

4 有载调压变压器抽头的调节。

5 水轮发电机的启动/停止和调节。

6 火电机组功率调节。

5.1.10 直流换流站应向有关调度传送下列遥测量：

1 每极直流电流、接地极引线电流、每极母线直流电压、中性线母线电压、每极有功功率、整流站点火角（ α ）/逆变站熄弧角（ γ ）。

2 交流滤波器各分组无功功率和母线电压。

3 换流变压器分接头位置。

5.1.11 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调

度选送下列遥测量：

1 每极直流谐波电流和谐波电压、接地极谐波电流、接地极的“安培·小时（年）数”以及临时接地极电流。

2 交流滤波器各分组无功功率。

3 换流变压器阀侧电流、电压；换流变压器交流侧电流、电压、频率、有功功率和无功功率，换流变压器油温、绕组温度。

5.1.12 直流换流站应向有关调度传送下列遥信量：

1 反映直流系统运行状态的控制信号。

2 直流换流站直流断路器位置信号、反映直流换流站运行方式的隔离开关和接地刀闸位置信号。

3 直流系统的重要保护动作信号，主要包括：换流阀主保护动作信号、极主保护动作信号、双极主保护动作信号等。

5.1.13 直流换流站根据调度需要和设备可能，可向有关调度选送下列遥信量：

1 反映直流运行模式的控制信号。

2 换流阀的主要告警信号。

5.1.14 调度中心根据需要，可向直流换流站传送下列遥控或遥调命令：

1 主控站/从控站选择命令。

2 主导极选择命令。

3 直流断路器的闭合/分开命令。

4 （双）极启动/停止命令。

5 直流换流站控制模式的选择命令（双极功率、极同步电流、单极功率控制）。

6 直流换流站运行模式的选择命令〔（双）极正常/降压运行、功率方向正常/反转〕。

7 （双）极电流/功率阶跃上升、下降、停止命令。

8 自动功率曲线的功率和时间设置命令。

5.1.15 直流换流站参与自动发电控制需远传调度中心的信息包括：直流当前输送功率，直流输送的最大、最小功率，直流功率的调整速率，点火角/熄弧角。

5.1.16 直流换流站和核电厂交流部分的远动信息采集可参照同等电压等级的交流变电站进行远传调度中心。

5.2 远动系统

5.2.1 远动系统应满足远动信息采集和传送的要求。工程设计中应选用性能优良、可靠性高的定型产品。

5.2.2 各厂站端宜采用一套远动系统，远动系统包含远动终端单元（RTU）和在变电站（包括开关站、直流换流站）计算机监控系统、发电厂升压站计算机监控系统中的远动工作站、采集控制单元等设备。远动系统设备应符合 GB/T 13729 和 GB/T 9813 对远动设备功能和技术的相关要求。

5.2.3 远动系统可与多个调度端进行数据通信，具备接收并执行遥控、遥调命令及反送检验，但同一时刻某一具体被控设备只允许执行 1 个调度端的遥控、遥调命令。

5.2.4 远动系统应具有遥测越死区传送、通信变位传送、事故信号优先传送的功能。

5.2.5 远动系统应满足电网自动发电控制和换流站、抽水蓄能电站远方控制的需要。单机容量 300MW 及以上的发电

厂和枢纽变电站可采用主要模块冗余配置的远动系统。

5.2.6 远动系统应有多种远动规约可选，工程中选用的远动规约应与调度端系统一致。

5.2.7 远动系统的容量定按发电厂、变电站（包括开关站、直流换流站）的发展需要确定。运行时间宜考虑 10 年。

5.2.8 远动系统主要技术指标及要求如下：

- 1 遥测精度：0.2 级。
- 2 模拟量输入：0~±20mA，4mA~20mA，±5V。
- 3 采用交流采样时，应符合 DL/T 630 的相关要求，交流量输入：100（57.7）V，1（5）A。
- 4 电能量累计容量：2¹⁶。
- 5 通信输入：无源触点方式，遥信电源宜采用 48V 及以上直流。
- 6 事件顺序记录分辨率：不大于 2ms。
- 7 模拟量输出：4mA~20mA，0~10V。
- 8 接收时钟对时信号。
- 9 IED（智能电子设备）接口不小于 4 个。
- 10 局域网接口。
- 11 遥控输出：无源触点方式。触点容量为直流 220V、5A 或 110V、10A（接入执行回路），110V、5A 或 24V、1A（接入重动继电器）。
- 12 远动信息的海明距离：不小于 4。
- 13 远动系统的平均故障间隔时间：宜不低于 25000h。
- 14 远动系统与通信设备的接口处应设置通道防雷保护器，在防雷击、防过电压和电磁兼容性等方面应符合 GB/T 13729 的相关要求。
- 15 远动系统与遥测变送器和通信设备之间的电缆应采用多芯双绞屏蔽电缆。
- 16 远动系统和遥测变送器屏应可靠接地。
- 17 远动系统安装地点应考虑环境的要求和运行上的方便。

5.2.9 遥测变送器和采集设备的技术要求：

- 1 遥测变送器、智能采集单元的精度宜为 0.2 级。
- 2 遥测变送器的模拟量输出宜采用恒流输出。
- 3 遥测变送器、交流采样、智能采集单元在满足调度自动化功能要求下宜同发电厂、变电站的电气监测系统、弱电测量系统统一考虑。

5.2.10 其他

- 1 远动系统应配备两路独立电源，配备的不间断电源时间不小于 1h。
- 2 远动系统应配备相应的调试仪表，其配置标准按远动专用仪器仪表的配置标准执行。
- 3 工程设计中应考虑远动系统必要的备品备件。

5.3 信息传输和通道

5.3.1 调度端与远动系统通信采用网络、专线方式。

1 各级调度中心对直接调度管辖的厂站应建立直达通道采集信息；对非直接调度管辖的厂站，如需要信息，可通过其他调度中心转发。

2 承担自动发电控制任务的电厂（含梯级水电厂调度），远动信息应由远动系统直接传送。

3 远动通道应在通信设计中统一组织。单机容量为

300MW 及以上或电厂总容量为 800MW 及以上的发电厂，以及参加自动发电控制的电厂和 330kV 及以上电压等级的枢纽变电站，应有 1 路数据网络和 1 路专用远动通道；当数据网络不能到达时，应设置 2 个独立的专用远动通道，当 1 个通道故障时，可进行人工和自动切换。220kV 枢纽变电站有条件时也可有 2 个独立通道。

5.3.2 调度数据网络技术要求如下：

- 1 传送速率为 $n \times 2M$ 。
- 2 调度数据网宜采用统一的技术制式、全网统一的接口标准。

5.3.3 专线通信通道技术要求如下：

- 1 传送速率可选用 1200bit/s，全双工通道，误码率在信噪比为 17dB 时不大于 10^{-5} 。
- 2 数字接口通信速率为 2400bit/s~9600bit/s。
- 3 信噪比测试点为远动信息接收端的入口或通信设备远动信息接收端的出口。
- 4 统一接口标准。

6 自动发电控制部分

6.1 控制目标及方式

6.1.1 电力系统自动发电控制目标：

- 1 维持系统频率为 50Hz，其允许偏差应符合有关规程规定。对于装机容量在 3000MW 及以上的电力系统，维持其系统频率偏差不得超过 $\pm 0.1\text{Hz}$ ；3000MW 以下的电力系统频率偏差不得超过 $\pm 0.2\text{Hz}$ 。
- 2 减少系统时钟误差，其允许误差应符合有关规程规定。对于装机容量在 3000MW 及以上的电力系统，日累计时差宜不超过 $\pm 5\text{s}$ 。

3 对于互联电力系统，还应维持联络线净交换功率及交换电能量在规定值。

6.1.2 电力系统自动发电控制（AGC）方式主要有下列 3 种，应根据电力系统的特点、调度管理体制和电力市场要求进行合理的选择，并进行性能考核。

- 1 定频率控制方式，即控制系统频率偏差为零（ $\Delta f = 0$ ）。
- 2 定联络线功率控制方式，即控制联络线净交换功率偏差为零（ $\Delta P_L = 0$ ）。
- 3 联络线功率与频率偏移控制方式，即控制联络线净交换功率偏差与系统频率偏差之和为零（ $\Delta P_L + B \cdot \Delta f = 0$ ， B 为频差系数）。

6.2 调整容量和调整厂

6.2.1 系统所需调整容量取决于系统负荷的变动幅度、允许频率偏差、系统功率/频率特性以及系统容量等因素，宜为系统总容量的 3%~5% 或系统最大负荷的 8%~10%。具体计算公式见附录 B。

6.2.2 系统宜采取多厂、多机组参加调整，调整厂或机组的调整总容量至少应为系统所需调整容量的 3~4 倍。

6.2.3 在安排调整厂（或机组）时要有一个合理的布局，并要根据不同季节考虑水火电协调问题以及线路输送能力等约束条件。

6.2.4 调整厂（或机组）应具备下列基本条件：

1 基础自动化水平高。对于火电厂应具备机炉协调控制系统；对于水电厂应具备完善、可靠的机组自动启停控制系统。

2 可调容量大。火电机组可调容量宜为额定容量的50%以上；水电机组宜为额定容量的80%以上。

3 调整速度与负荷变化相适应。对火电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的2%以上；水电机组宜为每分钟增减负荷在额定容量的50%以上。

6.2.5 应优先选择容量较大、水库调节性能好的水电厂和单机容量在200MW及以上、热工自动化水平高、调节性能好的火电机组参加调整。对于单机容量在200MW以下的火电机组，如有条件，根据系统需要亦可考虑参加调整。

6.3 自动发电控制信息

6.3.1 电网频率。除在调度端直接测量外，还应选择几个远方监视点。

6.3.2 系统允许频率偏差设定值。

6.3.3 时差修正值。

6.3.4 各联络线的有功功率和电能。线路两侧有关调度端宜取同一点测值，如有困难时，也可考虑取不同测点，但应采用适当的补偿措施以减少误差。

6.3.5 系统内部有输送容量极限要求的重要线路的有功功率。

6.3.6 联络线交换功率设定值及交换能量设定值。

6.3.7 所有参与调整的发电机最大、最小允许调整出力及调整速率极限。

6.3.8 水轮机组振动区。

6.3.9 所有参与调整的发电机有功功率或全厂总有功功率。

6.3.10 所有参与调整的发电机运行状态及热力系统重要事故信号。

6.3.11 电力系统自动调整装置运行状态信号。

6.3.12 各联络线断路器的位置信号。

6.3.13 反映系统解列运行的事件信号。

6.3.14 其他约束条件。

6.4 调度端控制系统

6.4.1 调度端控制系统对调整厂宜采用设定值控制信号方式，对机组宜采用设定值或偏差值控制信号方式，即由调度端计算机通过远动系统或当地计算机对调整厂或机组自动调整装置发出设定值或偏差值，对发电机的出力进行自动调整。

6.4.2 调度端控制系统应对电力系统旋转备用容量进行计算和监视。当计算出的实际旋转备用容量小于要求值时应发出告警信号。

6.4.3 调度端控制系统应对参加自动发电控制机组的可用性和响应情况进行监视和检查。当发现其不可用或未响应控制时，应自动转为离线控制方式，并发出告警信号。

6.4.4 在下列异常情况下，自动发电控制应自动停止，并发出告警信号：

1 电力系统频率测量部件故障或频率偏差超过极限时

（定频率或联络线功率与频率偏移控制方式）。

2 某条联络线交换功率测量部件故障或联络线净交换功率偏差超过极限时（定联络线功率或联络线功率与频率偏移控制方式）。

3 区域控制误差（ACE）滤波值超过极限值。

6.4.5 对装有机炉协调控制装置（或闭环控制计算机）的调整火电机组和装成组调节装置（或闭环控制计算机）的调整水电厂，不应装设专用的自动调功装置，但要求调整厂的自动调整装置应与控制系统的控制信号方式协调一致。

6.4.6 对未装设机炉协调控制装置或成组调节装置或闭环控制计算机的调整厂或机组，可考虑装设专用的自动调功装置。

6.4.7 具备功率分配、机组响应检查、备用容量计算与监视和自动发电控制性能监视与统计等功能。

7 机房及其他

7.0.1 计算机机房的温度、湿度、接地和静电防护应符合GB 50174的有关规定。

7.0.2 调度端机房应防尘，应达到设备厂家规定的空气清洁度。

7.0.3 调度端交流供电电源必须可靠，应由两路来自不同电源点的供电线路供电。电源质量符合设备要求，电压波动范围宜小于±10%。

7.0.4 为保证供电的质量和可靠性，调度端计算机系统应采用交流不间断电源供电。外供交流电消失后不间断供电维持时间应不小于2h。

7.0.5 计算机系统应有良好的工作接地。如果同大楼合用接地装置，接地电阻宜小于0.5Ω，接地引线应独立并同建筑物绝缘。

7.0.6 机房内应有新鲜空气补给设备和防噪声措施。

7.0.7 根据设备的要求还应考虑防静电、防电火花干扰、防雷击、防过电压和防电磁辐射等要求。

7.0.8 机房内应有符合国家有关规定的防水、防火和事故照明设施。其设置要求应符合GB/T 2887和GB 50174的相关规定。

附录 A

（规范性附录）

区域控制误差计算

各控制方式区域控制误差（ACE）的计算公式如下：

对于定频率控制方式：

$$ACE = B(\Delta f - b\Delta t)$$

对于定联络线功率控制方式：

$$ACE = \Delta P_i + \Delta E/H$$

对于联络线功率与频率偏移控制方式：

$$ACE = (\Delta P_i + \Delta E/H) + B(\Delta f - b\Delta t)$$

式中 ΔP_i ——实际联络线净交换功率偏差；

ΔE ——实际联络线净交换电能偏差；

H ——需要进行电能校正的小时数；

Δf ——实际频率偏差；

B ——频差系数；

Δt ——实际时差；

b ——时差系数。

附 录 B

(规范性附录)

自动发电控制调整容量计算

系统所需调整容量 (ΔP_G) 的具体计算公式如下：

$$\Delta P_G = \Delta P_L - B \cdot \Delta f_s$$

式中 ΔP_L ——系统负荷变动幅度。一般按最大负荷的10%考虑；

B ——频差系数；

Δf_s ——允许频率变动幅度。