

DIQU DIANWANGDIAODU
ZIDONGHUAZHUYANYE GUIFAN

地区电网调度 自动化专业规范

河南省电力公司焦作供电公司 组编

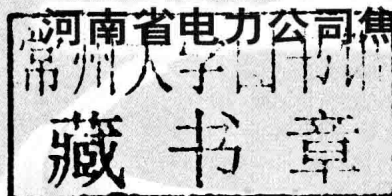


中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

DIQU DIANWANGDIAODU
ZIDONGHUAZHUANYE GUIFAN

地区电网调度 自动化专业规范

河南省电力公司焦作供电公司 组编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

电网调度自动化专业是电力企业生产过程的重要组成部分,搞好调度自动化工作,是提高电网经济、稳定、安全运行的基石。做好调度自动化专业的运行与管理,做到全面科学地进行专业管理,是电力企业正常生产运行的根本。本书结合地区电网企业调度自动化专业多年传承的管理经验,参考上级专业部门的要求,对自动化专业规章制度进行汇编、整理,具有很强的针对性和实用性。全书共 19 个部分,主要涉及调度自动化专业运行管理、实用化验收、专业管理与工作标准、应急预案等内容。

本书可供电力企业调度自动化专业管理人员阅读使用,也可供相关专业人员阅读参考。

图书在版编目(CIP)数据

地区电网调度自动化专业规范/河南省电力公司焦作供电公司组编. —北京:中国电力出版社,2012.11

ISBN 978-7-5123-3664-3

I. ①地… II. ①河… III. ①地区电网—电力系统调度—调度自动化系统—规范 IV. ①TM734-65

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2012)第 259315 号

中国电力出版社出版、发行

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

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2012 年 11 月第一版 2012 年 11 月北京第一次印刷

710 毫米×980 毫米 16 开本 14 印张 230 千字

印数 001—800 册 定价 42.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

前 言

随着电力工业体制改革的进一步深化,电力市场的进一步成熟完善,电网的运行和控制越来越依赖于完善、先进和实用的电网调度自动化系统。变电站综合自动化、无人值班变电站的实现,使调度自动化系统成为集电网测量、控制、保护、经济运行、指标考核等多方面为一体的综合性管理系统,调度自动化专业管理位置也越来越重要。为了帮助广大调度自动化专业管理人员提高工作水平,在实际工作中做到“一书在手,心中无忧”,免去手忙脚乱查阅各种规程之苦,我们依据国家颁布的有关规程、规定,结合焦作供电公司及兄弟单位长期以来的调度自动化管理实践的先进经验,认真总结,归纳成册,编写了这本《地区电网调度自动化专业规范》。本书主要包括调度自动化专业运行管理、实用化验收、专业管理与工作标准、应急预案等内容,可作为调度自动化专业管理人员的良师益友。

本书在编写过程中,参考了大量相关书籍,在此对原作者表示感谢!

由于经验和水平所限,书中难免存在错误和疏漏之处,敬请读者批评指正。

编 者

2012年9月

目 录

前言

一、地区电网调度自动化系统管理规程	1
二、电网调度自动化系统运行规程	33
三、地区电网调度自动化系统应用软件基本功能实用规范	45
四、地区电网调度自动化系统实用化验收规范	55
五、县级电网调度自动化系统实用化验收规范	62
六、变电站综合自动化及调度自动化专业管理规定	71
七、交流采样校验导则	73
八、变送器运行管理规程	80
九、变电站自动化系统基建交接验收规范	85
十、调度自动化机房建设规范	105
十一、变电站自动化系统日常检查（巡检）规范	116
十二、地区电网变电站二次系统安全防护规范	124
十三、调度自动化系统安全防护管理制度	128
十四、调度自动化专业岗位规范与标准	145
十五、调度自动化班组管理制度	156
十六、调度自动化设备安装、调试作业规范	179
十七、调度自动化设备缺陷管理规范	199
十八、地区电网 EMS 系统应急预案	203
十九、电量计费系统应急预案	210

一、地区电网调度自动化系统管理规程

1 范围

本标准规定了地区电网调度自动化系统的技术要求、测试方法和检验规则。

本标准适用于地区级电网的调度自动化系统。企业供电网及其他供电网的调度自动化系统、变电站集中控制系统亦可参照使用。

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 3873 通信设备产品包装通用技术条件

GB/T 9813 微型计算机通用规范

GB/T 13729 远动终端设备

GBJ 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

IEC 60870-5 远动设备及系统 远动设备及系统 第5部分：传输规约（所有部分）

IEC 60870-6 远动设备及系统 与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议（所有部分）

IEC 61850 变电站通信网络和系统（所有部分）

3 一般要求

3.1 工作条件及环境条件

3.1.1 主站工作条件

系统主站（调度端）计算机正常工作条件一般为：

- a) 环境温度 $18^{\circ}\text{C}\sim 28^{\circ}\text{C}$ ；
- b) 相对湿度 $30\%\sim 75\%$ ；
- c) 大气压力 $86\text{kPa}\sim 106\text{kPa}$ 、 $70\text{kPa}\sim 106\text{kPa}$ 。

3.1.2 主站环境要求

- a) 无爆炸危险，无腐蚀性气体及导电尘埃，无严重霉菌，无剧烈振动冲击源；
- b) 计算机机房的接地和静电防护应符合 GBJ 50174 有关规定；
- c) 计算机机房的平均照度应不小于 500lx ；
- d) 计算机机房的消防与安全应符合现行国家标准的有关规定。

3.1.3 子站工作条件及环境要求

子站（厂站端）的工作条件及环境要求见 GB/T 13729 有关规定。

3.2 电源要求

3.2.1 主站交流电源

主站应配置两路独立的交流电源。

- a) 额定电压 220V ，允许偏差 $-15\%\sim +10\%$ ；
- b) 谐波 $\leq 5\%$ ；
- c) 频率 50Hz ，允许偏差 $\pm 5\%$ 。

3.2.2 主站不间断电源

主站应配置不间断电源（UPS）。交流电源失电时，UPS 维持系统正常工作时间应为 $1\text{h}\sim 2\text{h}$ 。

3.2.3 子站电源要求

子站电源要求见 GB/T 13729 有关规定。

3.3 数据传输通道要求

3.3.1 模拟通道

- a) 传输速率： 300bit/s ， 600bit/s ， 1200bit/s ， 2400bit/s ， 4800bit/s ， 9600bit/s ；

- b) 工作方式：双工，有主备用通道时，可由主站控制自动或手动切换；
- c) 比特差错率：应优于 1×10^{-5} ；
- d) 接收电平：-40dB~0dB；
- e) 发送电平：0dB~-20dB。

3.3.2 数字通道

- a) 传输速率：64kbit/s, 384kbit/s, 2Mbit/s, 32Mbit/s, 155Mbit/s 等。
- b) 通道接口：符合 ITU-T 及 ISO 有关接口标准。
- c) 工作方式：双工、点对点传输时应有备用通道，可由主站控制自动切换；网络传输时应能自动封闭环形结构的故障段。
- d) 比特差错率：数字微波应不大于 10^{-6} ，光纤通道应不大于 10^{-9} 。
- e) 通道传输时延： $\leq 250\text{ms}$ 。

3.4 系统设计要求

3.4.1 系统构成

地区电网调度自动化系统通常由主站（包括数据采集和监视控制、实时网络分析、历史数据存储、计算机通信、调度员人机联系、调度员培训仿真等应用）、若干子站（包括远方终端装置、变电站自动化系统、电能累计量数据终端）及若干数据通道构成。主站计算机系统宜为分布式结构，由若干台服务器、工作站及配套设备构成，不同的应用可分布于不同的计算机节点，具有关键应用的计算机硬件应有冗余配置。全系统中的服务器和工作站等设备通过冗余配置的网络互连，以保证调度自动化系统的安全运行。

3.4.2 硬件

主站硬件，包括服务器、工作站、网络设备和配套设备等，均应采用当时的主流技术通用产品，应考虑可靠性、可维护性、开放性和可扩展性要求。

3.4.3 软件

主站软件宜按多层次软件结构设计，遵循模块化设计原则，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。除系统软件、应用软件外，还应配置包括数据库管理、人机管理、网络管理、系统管理等在内的支持软件，以及当地及远方在线故障诊断软件。在采用商用数据库管理系统软件时，所选商用数据库管理系统应为当时主流技术产品。软件应有详细汉字说明，具有汉字操作指南。

3.4.4 数据通信方式

- a) 主站与子站的通信可采用点对点、多路点对点、多点星形、多点共线、多点环形、复合型或网络型等连接方式;
- b) 与上下级电网的调度自动化系统的通信采用网络或数据转发方式;
- c) 与其他相关系统的通信采用专线或网络方式;
- d) 与电能累计量数据终端的通信采用专线、拨号或与厂站远方终端装置共线方式;
- e) 通过网络进行通信时应采用安全隔离措施。

3.4.5 数据通信协议

- a) 不同主站间的数据通信协议推荐采用 IEC 60870-6 系列标准;
- b) 主站与子站间的远动数据通信协议推荐采用 IEC 60870-5 和 IEC 61850 系列标准。

3.4.6 模拟屏接口方式

- a) 机电型(镶嵌式)模拟屏控制器接口: 串行口方式或网络方式;
- b) 电子型模拟屏接口: 局域网连接方式, 应支持 XWindow, X11R5, X11R6 或 Windows GUI 协议。

4 数据采集和监视控制(SCADA)功能

4.1 数据采集

应能采集和接收以下种类的数据:

- a) 模拟量;
- b) 数字量;
- c) 状态量;
- d) 带时间标志的事件顺序记录量;
- e) 完整的电能量数据;
- f) 调度自动化系统需要的其他数据(如继电保护及安全自动装置数据等)。

4.2 数据通信

应具有与子站、上下级电网调度自动化系统主站及其他相关系统交换数据的能力。通信方式和通信协议见 3.4.4、3.4.5。

4.3 数据处理、运算和存储

应能实现以下数据处理、运算和存储功能:

- a) 数据合理性检查及处理。
- b) 异常数据处理。
- c) 事件分类处理。
- d) 多源数据处理。

注：多源数据指通过不同途径收集到的关于同一测量对象、同一测量量在同一时间点（段）的数据，多源数据处理指自动选择其中质量高的一个数据提供给后续数据处理过程（显示、计算等）并供分别查询使用。

- e) 支持各种常用运算功能，包括调度参数运算、算术运算、代数运算、三角运算及逻辑运算等。
- f) 历史数据处理：
 - 1) 支持灵活设定历史数据存储周期的功能；
 - 2) 具有不少于 1 年的历史数据的存储能力；
 - 3) 具有灵活的统计计算能力；
 - 4) 具有方便的历史数据查询能力。
- g) 具有处理并存储由子站发送的带时标的事件顺序记录信息的能力并提供查询手段。
- h) 具有处理并存储变电站自动化系统或其他系统采集的各种继电保护及安全自动装置信息的能力。
- i) 具有处理并存储电能累计量数据终端或其他系统采集的电能量信息的能力。

4.4 告警与告警抑制

- a) 遥测量异常告警；
- b) 遥信变位提示及告警；
- c) 计算机系统异常告警；
- d) 数据通信异常告警；
- e) 告警应有推画面、发音响（语音、笛音）及提示窗等方式；
- f) 应能按电压等级、厂站、事件等作分类告警检索；
- g) 应能方便地确认告警；
- h) 可以有选择地实现告警抑制。

4.5 图形功能

- a) 应采用全图形、多窗口技术，具有世界图、层次显示、画面缩放、漫游、

平面叠加等功能；

- b) 应能支持各种图形、表格、曲线、棒图、饼图等表达形式；
- c) 应支持告警推画面功能；
- d) 应支持画面拷贝；
- e) 屏幕显示应支持多种字体汉字。

4.6 制表与打印

- a) 应具有电子报表的基本功能；
- b) 应具有各种报表、各种异常记录及操作记录的打印能力；
- c) 应能支持多种打印机；
- d) 应能即时、定时、召唤打印；
- e) 制表打印应支持汉字化。

4.7 模拟屏接入控制及告警

4.7.1 机电型（镶嵌式）模拟屏

应实现下列模拟屏功能：

- a) 支持十进制数字表示的测量量在模拟屏上显示；
- b) 支持状态量在模拟屏上显示；
- c) 支持不下位模拟屏操作；
- d) 可用模拟屏灯光及音响作告警。

4.7.2 电子型模拟屏

应具有符合 4.5 要求的单屏或多屏显示的全部图形功能。

4.8 网络拓扑动态着色

基于网络拓扑分析，能用特定的颜色和图形动态地显示设备的特定运行状态（如停电、解列、接地等）。

4.9 运行参数及状态人工设置

可人工设置遥测值、遥信状态、计算量、设备参数，以及挂/撤各种标志牌。

4.10 防止误操作

系统应能识别和防止以下误操作并发出提示：

- a) 带负荷拉、合隔离开关（包括人工设置隔离开关状态和遥控隔离开关）；

- b) 带电挂地线牌;
- c) 带地线合闸 (包括人工设置断路器、隔离开关状态和遥控)。

4.11 遥控

遥控指通过系统对厂站内可控制元件进行远方控制。

主站的遥控功能应具有返送校核功能、超时取消功能和遥控条件判断闭锁功能,并具有成组设定遥控对象、不同厂站并发执行遥控命令功能。

4.12 遥调

遥调指通过系统对厂站内可调节元件(如变压器分接头、电压无功控制装置)进行远方调节。

主站的遥调功能应具有:

- a) 基于设定值的遥调功能;
- b) 基于升降命令的遥调功能。

4.13 系统对时

- a) 主站应能接收全球定位系统(GPS)的标准时间信号,并以此同步主站系统内各计算机的时钟,使其与标准时钟的误差保持在1s以内;
- b) 主站应具备下行对时功能,向不具备当地GPS的子站发送对时信号。

4.14 趋势曲线显示

- a) 应具有用户自定义趋势曲线的功能;
- b) 应能显示基于实时数据的发展趋势曲线和基于历史数据的发展趋势曲线。

4.15 事故追忆

- a) 能自动或人工启动事故追忆功能;
- b) 可设定事故前后记录的时间长度及密度;
- c) 可设置事故追忆启动点;
- d) 可选择事故追忆记录点或保存全部记录;
- e) 可用灵活直观的手段正确反演事故的过程;
- f) 可长期保存并随时调用已记录的事故数据及有关画面。

4.16 通道质量监视

- a) 用单位时间内主站与子站通信不成功的次数评估通道质量,并发出提示信息;
- b) 通信中断时发出告警信息。

4.17 远程维护及故障诊断

具有对调度自动化主站系统进行远程维护及故障诊断的功能。

4.18 系统响应时间

- a) 状态量变位传输到主站时间: $\leq 3\text{s}$ 。
- b) 遥测量超越定值变化(越阈值)传输到主站时间,或在循环传送方式下,重要遥测量更新时间: $\leq 3\text{s}$ 。
- c) 遥控命令选择、执行或撤消传输时间: $\leq 3\text{s}$ 。
- d) 遥调命令传输时间: $\leq 3\text{s}$ 。
- e) 实时数据画面在人机界面屏幕整幅调出响应时间:
画面的 85%: $\leq 3\text{s}$;
其余画面: $\leq 5\text{s}$ 。
- f) 实时数据画面在电子型模拟屏整幅调出响应时间:
画面的 85%: $\leq 5\text{s}$;
其余画面: $\leq 10\text{s}$ 。
- g) 画面数据刷新周期: $5\text{s} \sim 10\text{s}$ (可调)。
- h) 主、备用机自动切换时间: $\leq 30\text{s}$ 。

4.19 主要性能指标

- a) 模拟量遥测综合误差: $\leq 1.5\%$ (包括变送器误差 1.0%);
- b) 厂站间事件顺序记录的时间分辨率: $\leq 20\text{ms}$;
- c) 电网正常情况下 SCADA 主要节点 CPU 负载: $\leq 30\%$ (1min 平均值);
- d) 电网事故情况下 SCADA 主要节点 CPU 负载: $\leq 70\%$ (10s 平均值);
- e) 电网正常情况下局域网负载: $\leq 20\%$;
- f) 远方终端装置主要性能指标: 符合 GB/T 13729、DL/T 630 规定。

5 实时网络分析功能

5.1 网络建模

网络建模指建立网络分析所需的地区电网的网络模型,是实时网络分析功能的基础。

5.2 网络拓扑

处理地区电网所有接线方式及各种运行方式,根据实际连接关系生成电网分

析软件用的实时网络模型。

5.3 状态估计

- a) 根据实时数据采集与监控系统信息及实时网络模型计算出各母线电压、各线路变压器潮流、各母线负荷和各发电机输出功率;
- b) 对不良数据进行检测与辨识;
- c) 具有变压器分接头位置估计功能;
- d) 具有遥信遥测数据屏蔽功能;
- e) 实现母线负荷预报模型的维护、量测误差分析和统计。

5.4 调度员潮流

- a) 能在地区电网各种给定(历史、当前或预想)运行方式下进行设定操作,计算出正确的潮流分布;
- b) 设定操作是在调度员潮流环境下模拟设备投切及解环合环操作、变压器分接头位置调整、无功功率补偿装置的投切等操作;
- c) 能保存当前设定运行方式及调用以前保存的运行方式。

5.5 短期负荷预测

- a) 能根据历史负荷与气象信息进行一天至一周的每天 24 点、48 点、96 点或更密点数的负荷预测;
- b) 提供人工干预负荷预测的手段;
- c) 具备负荷预测曲线与实际负载曲线及误差曲线在画面上显示的功能。

5.6 实时电压自动控制

- a) 能根据厂站电压、无功功率曲线及实测数据给出相关厂站变压器分接头位置调整及电容器投切措施,以提高电压质量和功率因数;
- b) 可实行闭环控制或开环运行。

5.7 无功电压优化

- a) 能以网损最小为目标给出合理的变压器分接头位置调整及电容器投切措施;
- b) 能以调整量最小为目标进行电压校正计算;
- c) 应考虑控制变量的约束。

5.8 短路电流计算

- a) 能算出地区电网内各线路、母线及变压器(不包括内部)发生不同故障

时的故障电流。故障种类为单相接地、两相短路、两相短路并接地、三相短路、单相断线、两相断线；

b) 能校核断路器最大遮断容量。

5.9 消弧线圈补偿度计算

a) 能根据给定运行方式计算消弧线圈的合理分接头位置；

b) 应考虑运行方式变换后不产生谐振。

5.10 静态安全分析

a) 能进行线路及主变压器 $n-1$ 计算，并考虑备用电源自投装置的动作 ($n-1+1$)，按越限严重程度发出告警；

b) 可进行人工设置断路器开合、线路变压器故障、母线故障及复合故障。

5.11 外部网络静态等值

a) 能进行外部网络等值计算，并将其等值结果归入网络模型参加计算；

b) 如能采集到与地区网络相连的外部网络运行方式的信息，用实际外部网络运行方式计算；

c) 如不能采集到与地区网络相连的外部网络运行方式的信息，用现场提供的典型外部网络运行方式计算。

5.12 网损计算

能区分电压等级统计网损。

5.13 实时网络分析主要性能指标

a) 状态估计：单次计算时间 $\leq 5s$ ；

有功功率计算误差 $\leq 2\%$ ；

无功功率计算误差 $\leq 3\%$ 。

b) 调度员潮流：单次潮流计算时间 $\leq 5s$ ；

计算结果误差 $\leq 2.5\%$ 。

c) 短期系统负荷预测：月负荷预测准确率 $\geq 94\%$ ；

月最高最低负荷预测准确率 $\geq 94\%$ 。

d) 网络拓扑：单次计算时间 $\leq 1s$ 。

e) 静态安全分析计算时间：初始潮流断面计算时间 $\leq 5s$ ；

每个点的 $n-1+1$ 计算时间 $\leq 0.5s$ 。

总计算时间不大于总点数计算时间与初始潮流计算时间之和，每个点的计

算与同样条件下调度员潮流设置同样故障的计算结果相比，计算结果误差 $\leq 1\%$ 。

- f) 短路电流计算误差：与同等方式下现场提供的基于 BPA 程序或综合稳定程序计算的结果相比，短路电流幅值误差标么值 ≤ 0.01 。

注：以上 a)，b)，d)，e) 四项为在实际电网计算规模等于或不大于 300 个计算节点条件下的性能指标。

6 调度员培训仿真系统（DTS）功能

6.1 概述

调度员培训仿真系统包括由硬软件构成的各种控制中心仿真子系统、电网仿真子系统和教员控制子系统，应做到学员监视和操作环境逼真，仿真计算结果与电网实情相符。

6.2 控制中心仿真子系统

控制中心仿真子系统的功能及学员操作界面应尽量与实际主站系统相同。

6.3 电网仿真子系统

- a) 应具有动态潮流计算、频率计算、继电保护和安全自动装置动作仿真等功能；
- b) 应能取在线调度自动化系统的实时数据以及历史数据作为子系统动作的初始条件；
- c) 应能进行多岛同时计算。

6.4 教员控制子系统

应具有初始条件设置、事件设置、电网操作和培训过程控制及培训评估等功能。

6.5 性能指标要求

- a) 迭代精度：0.01~0.001；
- b) 画面系统：与在线的数据采集和监控系统的风格基本一致；
- c) 误差：取实时数据后仿真计算潮流与所取数据比较，电压幅值差 < 0.015 （标么值），相角差 $< 2^\circ$ ；
- d) 响应时间：操作响应时间 $< 5s$ ，故障响应时间 $< 5s$ ；
- e) 故障动作：故障时继电保护和安全自动装置的动作信息正确。

7 测试方法

7.1 功能及性能测试

按本标准中第 4、5、6 章规定的功能及性能要求逐项进行测试，不包括仅在现场才可以测试的项目，如电子型模拟盘等。

- a) 数据采集和监视控制功能及指标按附录 A 测试；
- b) 实时网络分析功能及指标按附录 B、附录 C、附录 D 计算并检查计算结果；
- c) 调度员培训仿真器功能及指标按附录 F 计算并检查计算结果。

7.2 连续运行试验

系统基本设备同时投入运行，连续运行试验 72h。试验过程中可抽测系统是否符合功能及性能要求。试验结束后应逐项测试系统是否符合功能及性能要求。如试验中出现关连性故障，则终止连续运行试验，故障排除后重新开始计时试验；如试验中出现非关连性故障，故障排除后继续试验。排除故障过程不计。时。

关连性故障及非关连性故障的定义见 GB/T 9813。

8 检验规则

8.1 出厂检验

系统出厂前应通过出厂检验。

按第 7 章对在厂内测试的功能进行测试，检验系统是否具备第 4、5、6 章规定的功能及性能要求，符合工厂条件下各项要求者为合格并附合格证书。

8.2 现场检验

系统投运前应通过现场检验。

系统所有设备在现场安装、调试完毕后，按第 4、5、6 章规定的功能及性能要求进行在线检验。检验不合格者，供货单位应进行处理直至符合要求。

9 标志、包装、运输、存贮

标志、包装、运输、存贮按 GB/T 3873 规定执行。