



中华人民共和国国家标准

GB/T 13730—2002
代替 GB/T 13730—1992

地区电网调度自动化系统

Dispatching automation systems for
distric power networks

2002-11-29 发布

2003-06-01 实施

中华人民共和国
国家质量监督检验检疫总局 发布

目 次

前言	Ⅲ
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 一般要求	1
4 数据采集和监视控制(SCADA)功能	3
5 实时网络分析功能	6
6 调度员培训仿真器(DTS)功能	7
7 测试方法	8
8 检验规则	8
9 标志、包装、运输、贮存	8
附录 A (规范性附录) 数据采集和监视功能测试	9
附录 B (规范性附录) 实时网络分析功能测试	11
附录 C (规范性附录) 实时网络分析功能测试的标准网络模型	15
附录 D (规范性附录) 实时网络分析所需数据采集的范围和方向	22
附录 E (资料性附录) 调度员培训仿真器测试	23

前 言

本标准是对 GB/T 13730—1992《地区电网数据采集和监控系统通用技术条件》的修订。

近十年来,GB/T 13730—1992 在我国地区电网实现调度自动化的工作中起到了重要指导作用。本次修订考虑了当前我国地区电网的发展对调度自动化提出的要求,以及技术发展和工程应用的实际情况。鉴于本标准原名称“数据采集和监控系统通用技术条件”已不能涵盖地区电网调度自动化的新内容,修订时将名称改为“地区电网调度自动化系统”。

本标准中规定的地区电网调度自动化系统的功能及性能指标,原则上适用于所有地区电网。但我国地区电网数量很多,情况不尽相同,有些地区电网尚不具备实施本标准规定的某些功能的条件,或暂无实施这些功能的要求。为此,本标准将地区电网调度自动化功能分为基本功能(指数据采集及监视控制的主要功能)及选配功能两类,其中选配功能又分成 A、B 两级。所有地区电网调度自动化系统都应具备基本功能;在实现基本功能的基础上,可根据条件逐步实现 A 级选配功能,再逐步实现 B 级选配功能。

本标准从实施之日起代替 GB/T 13730—1992。

本标准与 GB/T 13730—1992 相比,主要修订内容为:

- 修改了标准的名称;
- 对原标准中数据采集和监视控制部分补充了新功能,如网络拓扑动态着色等,修改了一些较低的指标,如主备机切换时间等;
- 增加了网络分析和调度员培训仿真器内容;
- 修改了数据采集和监控功能测试附录,增加了实时网络分析和调度员培训仿真器功能测试附录,删除了数据通信结构附录。

本标准有 5 个附录,规定了功能和性能指标的测试方法。其中附录 A、附录 B、附录 C、附录 D 为规范性附录,附录 E 为资料性附录。

本标准由全国电力系统控制及其通信标准化技术委员会提出并归口。

本标准由国家电力公司自动化研究院负责起草,国家电力调度中心、中国电力科学研究院、华东电力设计院、西北电力设计院、清华大学、山东大学、北京供电局参加起草。

本标准主要起草人员:金振东、叶周、姜彩玉、张慎明、石俊杰、沐连顺、洪宪平、李顺、张伯明、张志伟、舒彬。

本标准首次发布时间:1992 年 10 月 6 日。

地区电网调度自动化系统

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构成为本标准的条款。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(所有部分) 远动设备及系统 第5部分：传输规约

IEC 60870-6(所有部分) (TASE2) 与 ISO 标准和 ITU-T 建议兼容的远动协议

IEC 61850(所有部分) 变电站通信网络和系统

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℃～28℃；
- b) 相对湿度 30%～75%；
- c) 大气压力 86 kPa～106 kPa, 70 kPa～106 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 500 lx；
- 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 220 V, 允许偏差 -15%～+10%；

- b) 谐波 $\leq 5\%$;
- c) 频率 50 Hz, 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 h~2 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 300 bit/s、600 bit/s、1 200 bit/s、2 400 bit/s、4 800 bit/s、9 600 bit/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 -40 dB~ 0 dB;
- e) 发送电平 0 dB~ -20 dB。

3.3.2 数字通道

- a) 传输速率 64 kbit/s、384 kbit/s、2 Mbit/s、32 Mbit/s、155 Mbit/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 ≤ 250 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、历史数据存贮、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直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¹⁾

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、运算和存储的功能:

- 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(选配 A)；

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(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) 具有不少于一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的能力。
- 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(选配 A)；
- 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信息的能力(选配 A)。

4.4 告警与告警抑制

1) 本标准第 4.5、6 章中首次提及某项功能时,不加任何标志的为基本功能,以“选配 A”、“选配 B”标志的分别为 A 级和 B 级选配功能。

- 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、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(选配 A)

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,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(例如变压器分接头,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1 s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(选配A)

- 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: $\leq 30\%$ (1 min平均值)
- d) 电网事故情况下SCADA主要节点CPU负载: $\leq 70\%$ (10 s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(选配 A)

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(选配 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;
- 对不良数据进行检测与辨识;
- 具有变压器分接头位置估计功能;
- 具有遥信遥测数据屏蔽功能;
- 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(选配 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;
- 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;
- 能保存当前设定运行方式及调用以前保存运行方式。

5.5 短期负荷预测(选配 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;
- 提供人工干预负荷预测的手段;
- 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(选配 B)

- 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;
- 可实行闭环控制或开环运行。

5.7 无功电压优化(选配 B)

- 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;
- 能以调整量最小为目标进行电压校正计算;
- 应考虑控制变量的约束。

5.8 短路电流计算(选配 B)

- 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;
- 能校验断路器最大遮断容量。

5.9 消弧线圈补偿度计算(选配 B)

- 能根据给定运行方式计算消弧线圈的合理分接头位置;
- 应考虑运行方式变换后不谐振。

5.10 静态安全分析(选配 B)

- 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) 可进行人工设置开关开合、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(选配 B)

- 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(选配 B)

能分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 ≤ 5 s,
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 ≤ 5 s,
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 ≤ 1 s;
- e) 静态安全分析计算时间: 初始潮流断面计算时间 ≤ 5 s,
每个点的 $n-1+1$ 计算时间 ≤ 0.5 s,
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 调度员培训仿真器(DTS)功能

6.1 概述

调度员培训仿真器(选配 B)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 p. u. ,
 相相差 $<2^\circ$;
- d) 响应时间 操作响应时间 <5 s,故障响应时间 <5 s;
- 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 72 h。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。如试验中出现关联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。如试验中出现非关联性故障,故障排除后继续试验。排除故障过程不计。

关联性故障及非关联性故障的定义见 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 章、第 5 章及第 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、贮存

标志、包装、运输、贮存按 GB/T 3873 规定执行。

附 录 A
(规范性附录)
数据采集和监视功能测试

A.1 测试设备

进行系统出厂测试应具备下列设备。现场测试按实际配置的系统进行。

- a) 被测主站计算机系统 1 套；
- b) 远方终端装置(符合 IEC 60870-5 系列传输协议)不少于 2 台；
- c) 具备以下功能的计算机模拟器 1 台：
 - 1) 能模拟 IEC 60870-5 系列传输协议和现场主要远方终端装置传输协议；
 - 2) 能设置遥测量和状态量；
 - 3) 能设置电能量及相应产生时刻；
 - 4) 能模拟状态量的变化；
 - 5) 能模拟遥控、遥调、变压器分接头位置的选择、执行结果；
 - 6) 能设置通道延时时间；
 - 7) 能模拟继电保护事件和自诊断信息，设置继电保护整定值和电流电压等继电保护测量值；
 - 8) 能支持串行及网络通信。
- d) 状态量发生器 1 台；
- e) 采用电能累计量数据终端装置采集电能量时，应有现场实际应用的电能累计量数据终端装置不少于两台；
- f) 计时器 1 台。

将上述设备按实际要求(点对点、共线、网络方式等，电能量累计数据终端装置还可用拨号方式)连接，组成测试系统。

A.2 基本数据

由用户提供至少半个月的历史数据输入历史数据库，作为测试各种数据处理及制表打印功能的数据源。

A.3 遥测量采集及显示测试

在模拟器上设置遥测量值，应在 4.18b)规定的时间加上图形终端设定的画面刷新时间(可设定为 1 s)内，在图形终端及遥测量显示器上显示出相应数据，该数据与模拟器上的设置值的综合误差应符合 4.19a)规定。

A.4 状态量采集及显示告警试验

将状态量发生器输出端连接至远方终端装置状态量输入端，在状态量发生器上设置断路器的跳闸、合闸操作，在 4.18 a)规定的时间加上图形终端设定的画面刷新时间(可设定为 1 s)内，在图形终端及状态量显示器上应有相应的显示和告警。

A.5 站间事件顺序记录分辨率测试

将状态量发生器的输出端连接至两台远方终端装置的任一路或多路状态量的输入端，在状态量发生器上设置断路器的跳闸、合闸操作，图形终端上应显示符合 4.19b)要求的多个事件的顺序记录。

A.6 遥控、遥调功能测试

进行遥控、遥调操作,在 4.18c)、d)规定的时间内远方终端装置应正确显示这些操作命令的执行。

A.7 各项 SCADA 功能的测试

对本标准第 4 章规定的 SCADA 功能中有条件测试的项目逐项测试。

A.8 画面响应时间测试

从输入命令开始直到画面全部显示完毕的时间应符合 4.18e)或 4.18f)规定。

A.9 主备用机切换测试

从主机机切换操作开始到备用机正常工作的时间应符合 4.18h)规定。

A.10 电能累计量采集及显示功能试验

在电能累计量数据终端装置上设置电能量值及其产生时刻,主站计算机系统发令采集后应正确显示设置的电能量值及产生时刻。

A.11 继电保护信息的采集及显示功能试验

在模拟器上设置继电保护事件和自诊断信息发送给主站,主站计算机系统应正确显示这些信息。

在模拟器上设置继电保护定值和电流电压等测量值,主站计算机系统发令采集后应正确显示这些设置值。

A.12 电网事故情况下 SCADA 主要节点 CPU 测试条件

地区电网事故情况下 SCADA 主要节点 CPU 的测试条件为采集及处理事故厂站的雪崩数据、非事故厂站的正常数据,以及各种 SCADA 正常操作。

根据 IEC 60870-6-1 中 1.3 电力控制系统的通信性能要求,参考其附录 A 雪崩数据(RDA)场景举例,并考虑国内地区电网的实际情况,事故厂站产生的雪崩数据可按在本地区电网发生可能的最严重事故时,各事故厂站同时产生的多个状态变位以及全部遥测数据均持续越出阈值计算,以 10 s 为单位进行测试。非事故厂站的正常数据采集可不包含状态变位。

举例:本地区电网内 110 kV 出线最多的一座高电压等级(330/220 kV)变电站母线短路,保护失灵,所有已经以及将来可能连接的 n 座 110 kV 变电站失电,导致 110 kV 进线断路器失压保护及断路器动作,备用电源自动投入装置及备用电源断路器动作等一系列动作, n 座变电站产生 2 秒级状态变位信号至少各 4 个,4 秒级事件顺序记录信号至少各 4 个,全部遥测数据均越出阈值。

附录 B
(规范性附录)
实时网络分析功能测试

B.1 导言

本附录列出了实时网络分析的出厂测试环境和选配功能 A 的出厂和现场测试方法,以及实时网络分析选配功能 B 中的静态安全分析功能和短路电流计算功能的出厂和现场测试方法。

B.2 出厂测试**B.2.1 测试环境**

在实时网络分析出厂验收时,应提供两种方式测试第 5 章规定的功能。这两种方式是:

- a) 按附录 C 规定的标准测试网络结构及参数进行网络分析功能测试;
- b) 按用户提供的实际电网结构及参数进行实际网络建模正确性及网络分析功能测试。

应为这两种方式建立电网模型,在调度员潮流中设置运行方式(包括断路器及隔离开关状态、发电机有功和无功功率、负荷数据和变压器分接头位置),计算潮流值,作为测试环境。

为测试短期负荷预报功能,应在系统中输入该电网半个月或一个月的负荷数据(每天 24 点、48 点或 96 点)。

B.2.2 状态估计**B.2.2.1 状态估计数据源的建立**

将调度员潮流计算结果、线路变压器潮流、发电机有功功率和无功功率及母线电压等加以不超过 5% 的随机扰动,连同断路器和隔离开关状态及变压器分接头位置作为测试数据,返送到系统的实时数据库中,作为状态估计的数据源。

B.2.2.2 遥测数据估计误差

按 B.2.1 规定的两种测试方式进行测试。遥测数据估计的误差值应不超过 2.5%。

计算公式:
$$\text{遥测数据估计误差值} = \frac{|\text{估计值} - \text{量测值}|}{\text{量测类型基准值}} \times 100\%$$

量测类型基准值一般指该量测量的满刻度值。为便于计算规定取值如表 B.1 所示:

表 B.1 实时网络分析用量测类型基准值

	500 kV	330 kV	220 kV	110 kV	66 kV	35 kV
线路有功和无功功率	1 082 MVA	686 MVA	305 MVA	114 MVA	68.6 MVA	36.4 MVA
母线电压	600 kV	396 kV	264 kV	132 kV	79.2 kV	42 kV
发电机功率	额定视在功率					
变压器功率	额定功率					

B.2.2.3 单次状态估计计算时间

单次状态估计计算时间指从一次状态估计启动开始至结果在画面上显示止的时间。该时间应满足 5.14a) 规定,即,在实际电网规模不大于 300 个计算节点条件下,单次状态估计计算时间不大于 5 s。

B.2.3 调度员潮流**B.2.3.1 数据源**

取网络数据库的一个断面作为调度员潮流计算数据源。

B.2.3.2 调度员潮流计算误差

出厂测试时仅对第一种测试方式作调度员潮流误差计算。

$$\text{计算公式:} \quad \text{调度员潮流计算误差} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n_1} E_i^2} \times 100\%$$

式中:

n ——潮流计算结果的有功功率、无功功率、电压遥测总点数;

$$E_i = \frac{|\text{潮流计算值(有功功率、无功功率、电压)} - \text{附录 C 的相应值}|}{\text{量测类型基准值}} \times 100\%$$

计算结果误差应符合 5.14b) 规定,即第一种方式测试的计算结果误差不大于 1.5%。

B.2.3.3 单次调度员潮流计算时间

单次调度员潮流计算时间指从一次潮流计算启动开始至结果在画面上显示止的时间。该时间应满足 5.14b) 规定,即在实际电网规模不大于 300 个计算节点条件下,单次潮流计算时间不大于 5 s。

B.2.4 短期负荷预测

出厂时仅进行短期负荷预测功能的测试。预测准确率在系统实际投运后统计(见 B.2.3)。

B.2.5 静态安全分析

B.2.5.1 数据源及条件

取调度员潮流计算结果作初始断面进行静态安全分析。我国地区电网是放射形结构,线路及变压器断开后备用电源自动投入装置将相继动作,因而静态安全分析计算的系统结构是 $n-1$ 断开和相应备用电源投入后的结构($n-1+1$)。静态安全分析应采用快速计算方法。

B.2.5.2 静态安全分析计算误差

静态安全分析计算结果误差应符合 5.13e) 规定。

$$\text{计算公式:} \quad \text{静态安全分析计算误差} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_i^2} \times 100\%$$

式中:

n ——有潮流计算结果的有功功率、无功功率、电压总点数;

$$E_i = \frac{|\text{静态安全分析计算结果(有功功率、无功功率、电压)} - \text{调度员潮流计算结果}|}{\text{量测值的基准值}} \times 100\%$$

B.2.5.3 静态安全分析计算时间

静态安全分析计算时间应符合 5.13e) 规定。

B.2.6 短路电流计算

B.2.6.1 计算依据

- 采用现场提供的完整的运行方式,包括断路器和隔离刀闸的分合状态,特别是与运行方式有关的母线刀闸、旁路刀闸和变压器中性点地刀;
- 采用现场提供的完整仿真电网中电气元件参数,包括正序、负序和零序阻抗参数,变压器绕组类型在内;
- 采用现场提供的外部电网等值方式和参数。

B.2.6.2 计算内容

用现场提供的运行方式任意选取若干元件设置几种代表性故障进行短路计算。

B.2.6.3 计算误差

短路电流计算误差应符合 5.13f) 要求。

B.3 现场测试

B.3.1 测试条件

实时网络分析功能现场测试的前提是系统的基本功能已运行正常和现场测点满足附录 D.1 和

D.2 的要求。在这一前提满足后进行本节测试。

按照测试时现场实际的电网结构和参数进行网络建模,建立网络数据库。用现场实时数据为现场网络分析测试的数据源。

B.3.2 状态估计

B.3.2.1 状态估计覆盖率

基本要求: $\geq 90\%$

计算公式:

$$\text{状态估计覆盖率} = \frac{\text{地调管辖范围内可估计的厂站数}}{\text{地调管辖范围内实际厂站数}} \times 100\%$$

B.3.2.2 状态估计月可用率

状态估计月可用率的计算在月状态估计数不小于 4 000 的情况下进行。

基本要求: $\geq 90\%$

计算公式:

$$\text{状态估计月可用率} = \frac{\text{状态估计全月收敛次数}}{\text{状态估计全月计算总次数}} \times 100\%$$

B.3.2.3 遥测估计合格率

遥测估计合格率的计算在月状态估计数不小于 4 000 的情况下进行。

基本要求: $\geq 90\%$

计算公式:
$$\text{遥测估计合格率} = \frac{\text{遥测估计合格点数}}{\text{遥测总点数(不包括坏数据)}} \times 100\%$$

式中,遥测估计合格点数是指遥测数据估计值误差合格的点数。按照 5.14a) 有功功率和电压的遥测数据估计值误差应不大于 2.0%,无功功率遥测数据估计值误差应不大于 3.0%。其中:

$$\text{遥测数据估计值误差} = \frac{|\text{估计值} - \text{量测值}|}{\text{量测类型基准值}} \times 100\%$$

量测类型基准值见表 B.1。

B.3.2.4 单次状态估计计算时间

基本要求: $\leq 5\text{s}$

单次状态估计计算时间指从一次状态估计启动开始至结果显示到画面上为止的时间(画面刷新周期设定为 1 s)。

B.3.3 调度员潮流现场测试

B.3.3.1 调度员潮流月合格率

基本要求: $\geq 90\%$

计算公式:

$$\text{调度员潮流月合格率} = \frac{\text{月潮流计算收敛次数}}{\text{月潮流计算总次数}} \times 100\%$$

B.3.3.2 调度员潮流计算误差

计算误差应符合 5.13b) 规定,即不大于 2.5%。

计算公式:

$$\text{调度员潮流计算误差} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_i^2} \times 100\%$$

式中:

n ——潮流计算的有功功率、无功功率、电压遥测总点数;

$$E_i = \frac{|\text{潮流计算值(有功功率,无功功率,电压)} - \text{操作后实测值(或状态估计值)}|}{\text{量测类型基准值}} \times 100\%$$

B.3.3.3 单次潮流计算时间

基本要求: ≤ 5 s

单次潮流计算时间指从一次潮流计算启动至结果显示到画面上为止的时间(画面刷新周期设定为 1 s),应符合 5.13b)规定,即不大于 5 s。

B.3.4 短期负荷预测现场测试**B.3.4.1 负荷预测月运行率**

基本要求: $\geq 96\%$

计算公式:

$$\text{负荷预测月运行率} = \frac{\text{负荷预测天数}}{\text{全月日历年数}} \times 100\%$$

B.3.4.2 月负荷预测准确率

基本要求:用电负荷不小于 1 000 MW 的电网: $\geq 94\%$;

用电负荷小于 1 000 MW 的电网: $\geq 93\%$ 。

计算公式:

$$\text{月负荷预测准确率} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A_i \times 100\%$$

式中:

N ——全月日历年数;

A_i ——日负荷预测准确率,计算公式为:

$$A_i = \left(1 - \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n E_j^2} \right) \times 100\%$$

式中:

n ——日负荷预测总点数,

E_j —— j 点的相对误差,计算公式为:

$$E_j = \frac{|j \text{ 点负荷预测值} - j \text{ 点负荷实际值}|}{j \text{ 点负荷实际值}} \times 100\%$$

B.3.4.3 月最高、最低负荷预测准确率

基本要求:用电负荷不小于 1 000 MW 的电网: $\geq 94\%$;

用电负荷小于 1 000 MW 的电网: $\geq 93\%$ 。

计算公式:

$$\text{月最高最低负荷预测准确率} = \frac{1}{2N} \sum_{i=1}^N (B_{1i} + B_{2i}) \times 100\%$$

式中:

N ——全月日历年数;

B_{1i} 、 B_{2i} 分别为当月 i 日最高、最低负荷预测准确率,计算公式为:

$$B_{1i} = \left(1 - \frac{|i \text{ 日实际最高负荷} - \text{预测 } i \text{ 日最高负荷}|}{i \text{ 日实际最高负荷}} \right) \times 100\%$$

$$B_{2i} = \left(1 - \frac{|i \text{ 日实际最低负荷} - \text{预测 } i \text{ 日最低负荷}|}{i \text{ 日实际最低负荷}} \right) \times 100\%$$

B.3.5 静态安全分析

静态安全分析现场测试方法及要求和出厂测试一致。

B.3.6 短路电流计算现场测试

短路电流计算功能现场测试内容及计算误差和出厂测试一致。

附录 C

(规范性附录)

实时网络分析功能测试的标准网络模型

C.1 概述

本网络模型参照了美国 IEEE 14 节点的标准测试系统,包括系统接线、元件参数、负荷参数以及数据采集及监控系统(SCADA)的断面数据等。作为地区电网调度自动化系统网络分析及调度员培训仿真器的出厂测试系统。该标准测试网络模型见图 C.1。

C.2 系统参数(静态参数)

C.2.1 功率基准值

标么值基准容量 $S_B = 100 \text{ MVA}$ 。

C.2.2 电压等级基准值

电压等级基准值见表 C.1。各厂站的电压等级已在图 C.1 中母线处注明。

表 C.1 电压等级基准值

电压等级/kV	基准电压/kV
220	230
35	36.5

C.2.3 元件参数

C.2.3.1 断路器

所有断路器的正常状态为闭合。

C.2.3.2 隔离刀闸

所有隔离刀闸的正常状态为闭合。

C.2.3.3 并联电容器(或并联电抗器)

并联电容器(或并联电抗器)参数见表 C.2。

表 C.2 并联电容器(或并联电抗器)参数

电容器名称	额定无功功率/Mvar	额定电压/kV	电纳标么值
C91	19	36.5	0.19

C.2.3.4 负荷

负荷参数见表 C.3。

C.2.3.5 线路参数

线路参数见表 C.4。

C.2.3.6 变压器参数

变压器参数见表 C.5。

C.2.3.7 发电机参数

发电机参数包括内部电网发电机、外部电网等值机以及调相机的参数。见表 C.6。

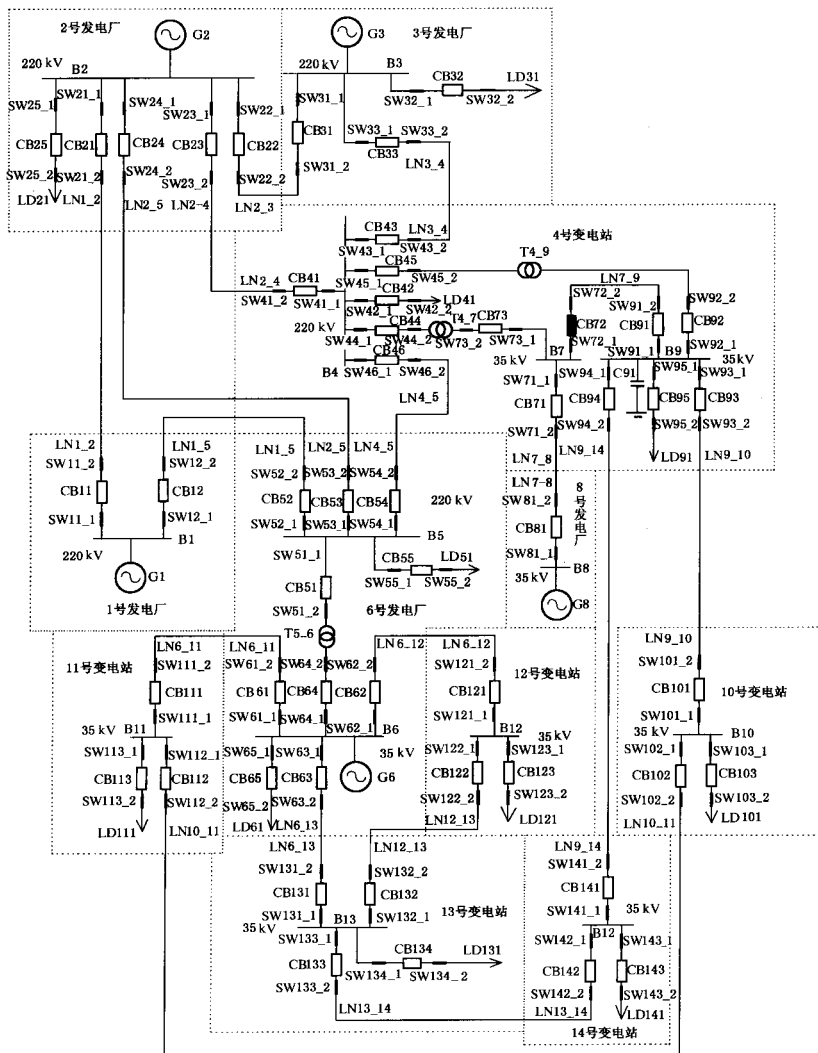


图 C.1 实时网络分析功能测试的标准网络模型

表 C.3 负荷参数

负荷名称	正常有功功率/MW	正常无功功率/Mvar	最大有功功率/MW	最小有功功率/MW	最大无功功率/Mvar	最小无功功率/Mvar
LD21	21.70	12.70	43	0	26	-26
LD31	94.20	19.00	188	0	38	-38
LD41	47.80	-3.90	95	0	8	-8
LD51	7.60	1.60	15	0	4	-4
LD61	11.20	7.50	22	0	15	-15
LD91	29.50	16.60	60	0	34	-34
LD101	9.00	5.80	18	0	12	-12
LD111	3.50	1.80	7	0	4	-4
LD121	6.10	1.60	12	0	4	-4
LD131	13.50	5.80	27	0	12	-12
LD141	14.90	5.00	30	0	10	-10

表 C.4 线路参数

线路名称	功率上限/MVA	电阻标么值	电抗标么值	充电电纳标么值之半	额定电流标么值
LN1_2	300	0.019 38	0.059 17	0.026 4	3.42
LN2_3	150	0.046 99	0.197 97	0.021 9	1.71
LN2_4	150	0.058 11	0.176 32	0.018 7	1.71
LN1_5	150	0.054 03	0.223 04	0.024 6	1.71
LN2_5	150	0.056 95	0.173 88	0.017	1.71
LN3_4	150	0.067 01	0.171 03	0.017 3	1.71
LN4_5	150	0.013 35	0.042 11	0.006 4	1.71
LN7_8	50	0	0.176 15	0	0.50
LN7_9	50	0	0.110 01	0	0.65
LN9_10	50	0.031 81	0.084 5	0	0.50
LN6_11	50	0.094 98	0.198 9	0	0.50
LN6_12	50	0.122 91	0.155 81	0	0.50
LN6_13	50	0.066 15	0.130 27	0	0.50
LN9_14	50	0.127 11	0.270 38	0	0.50
LN10_11	50	0.082 05	0.192 07	0	0.50
LN12_13	50	0.220 92	0.199 88	0	0.50
LN13_14	50	0.170 93	0.348 02	0	0.50

表 C.5 变压器参数

绕组名称	变压器铭牌	额定容量/ MVA	电阻 标么值	电抗 标么值	分接头 正常位置	分接头 所在端
T4_7	230±8*1.1%/36.5kV	100	0	0.209 12	—6	首端
T5_6	230±8*1.1%/36.5kV	100	0	0.252 02	—2	首端
T4_9	230±8*1.1%/36.5kV	100	0	0.556 18	—3	首端
注：绕组参数忽略了空载损耗。						

表 C.6 发电机参数

发电机 名称	额定容量/ MVA	最大有功 功率/MW	最小有功 功率/MW	最大无功 功率/Mvar	最小无功 功率/Mvar	发电机类型
G1	400	400	0	50.0	—40.0	火电机组
G2	80	50	—50	50.0	—40.0	火电机组
G3	40	0	0	40.0	0.0	调相机
G6	25	0	0	24.0	—6.0	调相机
G8	25	0	0	24.0	—6.0	调相机
注：发电机参数忽略了厂用电。						

C.2.3.8 母线电压参数

220 kV 电压等级的母线电压上限为 253 kV, 下限为 223 kV, 正常为 230 kV; 35 kV 电压等级的母线电压上限为 40.15 kV, 下限为 35.4 kV, 正常为 36.5 kV。

C.3 SCADA 断面数据(实时数据)

C.3.1 断路器/隔离刀闸数据(遥信)

所有断路器都有遥信, 状态为闭合。隔离刀闸中 SW25_1、SW25_2、SW32_1、SW32_2、SW65_1、SW65_2 有遥信, 状态为闭合; 其他隔离刀闸没有遥信, 取人工默认状态(闭合)。

C.3.2 负荷数据(遥测)

负荷数据见表 C.7。

表 C.7 负荷数据

负荷名称	所在母线名称	所在厂站	有功功率/MW	无功功率/Mvar
LD21	B2	2 号发电厂	21.72	12.79
LD31	B3	3 号发电厂	94.47	19.18
LD61	B6	6 号发电厂	11.16	7.48

C.3.3 线路数据(遥测)

线路遥测数据见表 C.8。

表 C.8 线路遥测数据

线路名称	线路测点所在厂站名称	有功功率/MW	无功功率/Mvar	电流
LN1_2	2号发电厂	-152.59	27.70	—
LN1_2	1号发电厂	156.89	-20.41	—
LN1_5	6号发电厂	-72.74	2.78	—
LN1_5	1号发电厂	75.49	3.28	—
LN2_3	3号发电厂	-70.92	1.60	—
LN2_3	2号发电厂	73.24	3.56	—
LN2_4	4号变电站	-54.59	3.52	—
LN2_4	2号发电厂	56.27	-2.38	—
LN2_5	6号发电厂	-40.48	-1.40	—
LN2_5	2号发电厂	41.38	0.50	—
LN3_4	4号变电站	23.64	-5.33	—
LN3_4	3号发电厂	-23.27	2.72	—
LN4_5	6号发电厂	61.93	-14.78	—
LN4_5	4号变电站	-62.40	15.13	—
LN6_11	11号变电站	-6.32	-3.61	—
LN6_11	6号发电厂	6.36	3.70	—
LN6_12	12号变电站	-8.79	-1.90	—
LN6_12	6号发电厂	8.88	2.01	—
LN6_13	13号变电站	-16.05	-7.30	—
LN6_13	6号发电厂	16.24	7.67	—
LN7_8	8号发电厂	0.0	17.01	—
LN7_8	4号变电站	0.0	-16.58	—
LN7_9	4号变电站	29.31	5.60	—
LN7_9	4号变电站	-29.31	-4.73	—
LN9_10	10号变电站	-6.19	-4.01	—
LN9_10	4号变电站	6.20	4.05	—
LN9_14	14号变电站	-9.72	-3.30	—
LN9_14	4号变电站	9.84	3.57	—
LN10_11	11号变电站	2.82	1.81	—
LN10_11	10号变电站	-2.81	-1.79	—
LN12_13	13号变电站	-2.68	-0.29	—
LN12_13	12号变电站	2.69	0.30	—
LN13_14	14号变电站	-5.18	-1.70	—
LN13_14	13号变电站	5.23	1.79	—
注：本表及表 C.10 中的符号“—”表示该项没有遥测数据。				

C.3.4 变压器绕组数据(遥测)

变压器绕组数据见表 C.9。

表 C.9 变压器绕组数据

绕组名称	所在厂站	有功功率/MW	无功功率/Mvar	分接头档位	分接点所在端
T5_6	6号发电厂	44.69	11.79	—4	首端
T4_7	4号变电站	29.31	—9.09	—2	首端
T4_9	4号变电站	16.24	—0.32	—1	首端

C.3.5 母线数据(遥测)

母线遥测数据见表 C.10。

表 C.10 母线遥测数据

母线名称	所在厂站	母线电压/kV	相角/度
B1	1号发电厂	243.80	—
B2	2号发电厂	240.35	—
B3	3号发电厂	232.30	—
B4	4号变电站	234.33	—
B5	6号发电厂	234.67	—
B6	6号发电厂	39.06	—
B7	4号变电站	38.76	—
B8	8号发电厂	39.79	—
B9	4号变电站	38.55	—
B10	10号变电站	38.37	—
B11	11号变电站	38.58	—
B12	12号变电站	38.51	—
B13	13号变电站	38.34	—
B14	14号变电站	37.81	—

C.3.6 发电机数据(遥测)

发电机数据见表 C.11。

表 C.11 发电机数据

发电机名称	所在母线名称	所在厂站	有功功率/MW	无功功率/Mvar
G1	B1	1号发电厂	231.38	—16.89
G2	B2	2号发电厂	40.00	42.40
G3	B3	3号发电厂	0	23.39
G6	B6	6号发电厂	0	12.24
G8	B8	8号发电厂	0	17.36

C.4 标准潮流结果

标准潮流结果见表 C.12。

表 C.12 标准潮流结果

母线名称	所在厂站	母线类型	母线电压标么值	电压相角角度
B1	1号发电厂	发电机母线	1.060 0	0.000 0
B2	2号发电厂	发电机负荷母线	1.045 0	-4.980 8
B3	3号发电厂	发电机负荷母线	1.010 0	-12.717 6
B4	4号变电站	负荷母线	1.018 6	-10.324 1
B7	4号变电站	联络母线	1.020 3	-8.782 5
B9	4号变电站	负荷母线	1.070 0	-14.222 3
B5	6号发电厂	负荷母线	1.062 0	-13.368 0
B6	6号发电厂	发电机负荷母线	1.090 0	-13.368 0
B8	8号发电厂	发电机母线	1.056 3	-14.946 2
B10	10号变电站	负荷母线	1.051 3	-15.103 9
B11	11号变电站	负荷母线	1.057 1	-14.794 9
B12	12号变电站	负荷母线	1.055 2	-15.077 1
B13	13号变电站	负荷母线	1.050 4	-15.158 6
B14	14号变电站	负荷母线	1.035 8	-16.038 6
注：负荷母线表示该母线上连有负荷；发电机母线表示该母线上连有发电机；发电机负荷母线表示该母线上同时连有发电机和负荷。				

附 录 D
(规范性附录)

实时网络分析所需数据采集的范围和方向

D.1 遥信采集范围

- a) 主断路器;
- b) 隔离刀闸(特别是 3/2 接线的隔离刀闸、多母线隔离刀闸、分段隔离刀闸、旁路隔离刀闸、变压器中性点接地隔离刀闸、消弧线圈隔离刀闸);
- c) 设备投切状态:如电容器、电抗器、消弧线圈的状态;
- d) 自动装置投切状态:如备用电源自投装置、低周减载装置的状态;
- e) 变压器分接头位置。

D.2 遥测采集范围

- a) 变压器的 P 、 Q 、 I ;
- b) 35 kV 及以上电压等级线路(包括特殊接线变电站高压侧线路)的 P 、 Q 、 I ;
- c) 各母线电压;
- d) 电容器、电抗器的无功功率;
- e) 旁路断路器及母联断路器的 P 、 Q ;
- f) 在估计范围内配置的遥测点数与需估计的遥测点数之比应不小于 1.5。

D.3 功率遥测数据的方向符号

- a) 流入线路、变压器、串联电抗等串联元件的功率符号为正,流出为负;
- b) 发电机、调相机发出功率的符号为正,吸收功率的符号为负;
- c) 静止无功补偿器发出无功功率的符号为正,吸收无功功率的符号为负;并联电容器发出无功功率的符号为正;并联电抗器吸收无功功率的符号为负。

附录 E (资料性附录)

调度员培训仿真器测试

E.1 概述

调度员培训仿真器(DTS)内容很多,出厂测试时只能选测具有共性的功能测试。

培训仿真一项重要内容是电网故障时继电保护动作的仿真,有两种仿真方式:按设定逻辑关系动作的方式和按短路电流计算结果动作的方式。用短路电流计算结果整定的继电保护动作过程和电网的实际情况一致,建议有条件地区采用这种方式。但它应与 5.8 短路电流计算功能配套,短路电流计算误差应符合规定要求。

E.2 出厂测试

E.2.1 动态潮流测试

E.2.1.1 测试环境

从以下两种网络模型和原始数据中任选一种进行测试:

- a) 测试模型 1:附录 C 提供的 14 节点的标准网络模型和原始数据;
- b) 测试模型 2:状态估计提供的实际网络模型和实时数据断面;其中,无实测信号的隔离刀闸的投切状态用人工设置。

E.2.1.2 测试内容

- a) 用 14 节点标准网络模型和原始数据进行动态潮流计算,获取计算结果;
- b) 用状态估计程序估计的实时数据分别进行调度员潮流计算和动态潮流计算,获取计算结果。

E.2.1.3 测试结果要求

采用测试模型 1 时,以动态潮流计算结果与附录 C 标准结果相比;采用测试模型 2 时,以动态潮流计算结果与调度员潮流计算结果相比。比较结果的电压幅值差标幺值应小于 0.015,电压角度差应小于 2° 。

E.2.2 由动态潮流越限值启动的继电保护和安全自动装置动作的测试

E.2.2.1 测试环境

- a) 以 E.2.1.1b) 的实际网络模型和实时数据进行测试;
- b) 建立与态潮流计算网络匹配的继电保护和安全自动装置数据库;
- c) 调整动态潮流运行方式(包括网络结构、发电机功率、负荷和补偿设备容量等),构成使元件功率、母线电压和电网频率越限的运行方式。

E.2.2.2 测试内容

用越限的动态潮流计算结果测试有关继电保护和安全自动装置动作情况。

E.2.2.3 测试结果要求

继电保护和安全自动装置均正确动作,无误动和拒动。

E.2.3 由故障电流启动的继电保护和安全自动装置的动作测试

E.2.3.1 测试环境

- a) 以 E.2.1.1b) 的实际网络模型和实时数据进行测试;
- b) 如未配置状态估计功能,可在电网仿真子系统中人工设置典型的运行方式。设置内容包括:断路器和隔离刀闸的状态、发电机功率和负荷、变压器分接头位置、投入的补偿装置容量,继电保护安全自动装置的投退状态;

- c) 电网仿真系统中的电气元件、继电保护和自动装置参数应完整准确；
- d) 建立与动态潮流计算网络匹配的继电保护和自动装置的数据库。

E.2.3.2 测试内容

a) 线路故障测试：

设置单相接地、两相短路、两相短路并接地、三相短路、单相和两相断线等故障，以及不同的故障位置和持续时间（瞬间、延时和永久）。验证线路保护、重合闸和备用电源自投等装置的配合关系。任选有代表性的 2~3 条线路测试。

b) 变压器故障测试：

设置变压器出口处的单相接地、两相短路、两相短路并接地、三相短路等故障，包括不同中性点运行方式，验证变压器保护动作的正确性以及对备用电源自投装置的闭锁功能，任选有代表性的 2~3 台变压器测试。

c) 母线故障测试：

设置单相接地、两相短路、两相短路并接地、三相短路、母线差动保护死区短路或接地、旁路母线断路器代替线路断路器时旁路母线短路或接地等故障，验证母线差动保护动作的正确性以及对备用电源自投装置的闭锁功能。

d) 断路器拒动误动测试：

在以上 a)、b)、c) 项测试中，设置断路器的拒动和误动，验证有关继电保护包括断路器失灵保护、旁路母线断路器失灵保护和母联差动保护等动作的正确性。断路器拒动可超越设置 3 级。

e) 继电保护和自动装置拒动误动测试：

在以上 a)、b)、c) 项测试中，设置某些继电保护和自动装置拒动/误动的条件，验证这些继电保护和自动装置是否确实拒动/误动。

f) 多重故障测试：

设置不多于三重的多重故障，验证有关继电保护和自动装置动作的正确性。

g) 电压互感器回路断线故障测试：

在以上 a)、b)、c) 项测试中，设置电压互感器回路断线故障，验证有关继电保护和自动装置动作的正确性。

E.2.3.3 测试结果要求

断路器、继电保护和自动装置动作应正确。

E.3 现场测试

现场测试以实际电网实时数据断面进行，无实测信号的隔离刀闸的投切状态用人工设置，测试内容和出厂测试一致。