

# 智能变电站二次系统调试技术探讨

赵子涵

(四川电力送变电建设公司,四川成都 610051)

**摘要:** 智能变电站是以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求自动完成二次系统信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能。智能变电站二次系统主要由保护装置、测控装置、智能终端、合并单元等智能组件组成,其主要特征是数据采集数字化、信息交互网络化。主要对智能变电站二次系统调试的试验流程、试验重点和难点等进行探讨。

**关键词:** 智能电网; GOOSE; IEC 61850

**Abstract:** Smart substation realizes automatically the basic functions of information acquisition, measurement, control, protection, metering and monitoring for the secondary system taking the total-station information digitization, communication platform networking and information sharing standardization as the basic requirements. The secondary system of smart substation is mainly composed of the intelligent components such as protection device, control device, intelligent terminal and merging unit. Its main features are the data acquisition digitization and interactive information networking. The emphases of this discussion are the procedure, key point and difficulty of the test for the commissioning of secondary system in smart substation.

**Key words:** smart grid; GOOSE; IEC 61850

中图分类号: TM769 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2013)01-0070-03

## 1 智能变电站二次系统试验流程

智能变电站二次系统的试验流程主要包括: 审图、出厂验收、现场装置功能调试、现场系统功能调试、现场系统性能调试和系统启动调试以及全系统投产等。具体流程如图1所示。以下将简要介绍几个重要过程的工作内容。

### 1.1 出厂验收

出厂验收主要对硬件、功能、性能和可靠性等进行检验。一般在二次系统集成商处进行,验收前需具备以下条件。

①系统集成商已按照配置要求在工厂环境下完成软件开发和系统集成;

②系统集成商已搭建模拟测试环境,提供测试设备,并完成相关技术资料的编写;

③二次设备供应商的出厂试验达到合同及相关技术规范的要求。

### 1.2 现场装置功能调试

现场装置功能调试主要对所有二次设备进行功能和性能测试,如保护装置的定值校验、测控装置的

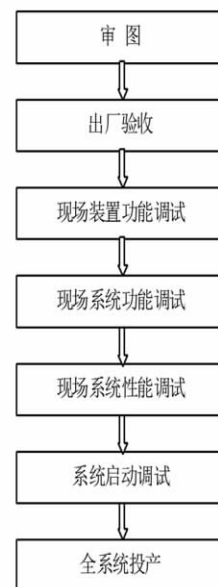


图1 智能变电站二次系统试验流程图  
同期功能测试以及交换机收发功率测试。

### 1.3 现场系统功能调试

现场系统功能调试主要指系统联调及整组传动,在所有现场装置功能调试工作完成后进行。此外,现场系统功能调试还包括站级监控系统调试和远动通信系统调试等。

## 1.4 现场系统性能调试

现场系统性能调试主要测试二次系统性能指标,如遥信变位传送时间、遥控命令执行传输时间和网络负荷率测试等。

## 1.5 系统启动调试

系统启动调试通常在整组传动合格并通过有关部门验收后进行。主要检验智能变电站二次系统在实际带电运行时能否正常工作。系统启动调试过程中,由于没有常规的电流电压二次电缆连接,无法使用第三方的表计进行保护装置的相量校核,主要通过保护装置本身的测量量确认相量是否正确。

# 2 试验重点

智能变电站二次系统的试验涉及范围较广,这里主要探讨出厂验收、现场试验的相关内容及其试验手段,重点分析一些与常规变电站不同的试验内容。

## 2.1 出厂验收

二次系统出厂验收试验的对象是集成后的智能变电站二次系统,主要包括保护装置、测控装置、保护测控一体化装置、智能终端、网络设备、站级监控系统和远动工作站等。出厂验收主要从硬件检查、系统功能测试、系统性能测试、系统稳定性测试等方面进行试验。

对于 IEC 61850 测试,主要进行模型文件合法性、一致性和互操作测试,需在第三方软件和测试平台上进行,通常出厂验收时不具备该条件。为保证相关设备的一致性和互操作性,可在出厂验收系统上对每个型号的设备分别抽取一台进行完整的关联试验,检查该装置与其他设备能否实现互操作,保证本站所使用设备间的一致性和互操作性。智能变电站对通信可靠性要求非常高,不仅在出厂验收时测试网络设备的性能指标,还应在现场安装完成后测试整个网络的性能,对于规程并未明确的网络性能,目前通常测试网络负荷率、交换机吞吐量、交换机丢包和收发功率等。进行保护整组传动时,需结合变电站的 GOOSE 配置表、图,检查不同设备间的 GOOSE 虚端子开入逻辑,确保所有装置的配置文件和设计符合要求。其他项目试验内容和常规变电站类似。

## 2.2 现场装置功能调试

### 2.2.1 合并单元

合并单元(merging unit, MU)主要负责整合多

个电子式互感器采集的数据,并供相关保护、测控、计量和录波等设备使用。合并单元通常按间隔配置,大致分为线路合并单元和母线合并单元,具有电压切换和电压并列功能。根据合并单元的功能,确定其试验项目如下。

①合并单元通过网络传输信息,网络地址应与相关配置文件一致,否则无法和其他设备互联,所以在软件检查中增加了装置 MAC 地址的检查。

②合并单元经光纤与其他设备通信,为保证通信可靠稳定,光纤端口的收、发信功率应有足够的裕度,通过测量可确定功率是否满足要求。

③合并单元通信中断或异常时,相关设备应能正确闭锁,这可通过模拟试验来检验。

④在告警功能检查中,采集模块故障告警、数据异常告警等涉及电子式互感器的故障,需电子式互感器厂家配合模拟相应故障。

⑤GOOSE 虚端子开入的检查涉及其他设备,需结合系统的整组传动试验进行,全面检查开入和开出的相关配置。

⑥电压切换功能试验时,如果装置使用的开关、刀闸位置为硬接点接入,则可直接在合并单元进行模拟;如果装置使用的开关、刀闸位置接点通过 GOOSE 虚端子开入获取,则需在智能终端上进行相应的开关、刀闸切换模拟。

### 2.2.2 智能终端

智能终端(ICU)主要负责采集开关、刀闸的位置以及执行控制命令等。试验项目中前5项内容与合并单元前5项相同,这里主要分析遥信和遥控功能试验。遥信试验除了同测控装置及综合自动装置后台核对遥信信号之外,还需要同相关的保护装置、合并单元、录波装置等进行 GOOSE 虚端子连接的正确性检查。遥控试验需在综合自动装置后台、测控装置、就地把手上分别进行分、合闸操作,同时还要结合保护传动,检查保护动作能否正确动作出口。

### 2.2.3 保护及测控装置

智能变电站保护功能的测试方法与传统变电站的测试方法有较大不同,后者通过继电保护测试仪直接在保护装置上输入电压和电流模拟量,而智能变电站保护装置的测试有以下两种方法。

①将传统继电保护测试仪输出的电压、电流模拟量加至 TA/TV 模拟器,由其将模拟信号变成特殊格式的数字光信号,再送至合并单元 MU,由 MU 通

过光纤送至保护装置。由于 TA/TV 模拟器与 MU 间的通信协议在 IEC 61850 中尚无规定,属于 ECT/EVT 生产厂家的内部协议,因此,TA/TV 模拟器目前为 ECT/EVT 生产厂家提供。

②使用数字继电保护测试仪直接输出数字式电流、电压量和开入量,并读取 GOOSE 出口报文测量保护动作时间。

### 2.3 现场系统功能调试

此项工作在现场装置功能调试完成后进行。通常先检查通信网络、二次电缆连接的正确性;再通过一次通流及升压、整组传动,再次确认二次系统工作正常。通过模拟保护装置动作,检查保护出口、智能终端及开关机构是否正常,开关是否正确跳合闸。现场系统功能调试还包括站级监控系统相关功能(如遥控功能、全站防误闭锁功能和主从切换功能)以及远动工作站相关功能的测试,并与调度主站进行联调。系统调试过程主要进行相量测试,对于智能变电站主要通过二次设备本身的测量量确认相量是否正确。

### 2.4 网络通信测试

#### 2.4.1 网络延时测试

保护装置 GOOSE 网络的延时直接影响了保护的速动性。而采样网络的延时直接影响装置采样数据的实时性和同步性,需专门测试网络的延时。

#### 2.4.2 通信接口检验

通信接口的功率裕度对通信可靠性的影响很大,需测量光纤通信端口发送功率、接收功率、接收灵敏功率,测试合并单元激光供能的输出功率。

#### 2.4.3 通信功能检验

检查智能变电站二次系统在通信网络异常时的运行情况。

①设备与 MU 或交换机的采样值通信中断测试:拔出 MU 或交换机与设备的连接光纤后,设备应提示“采样通信中断”且告警灯亮,同时后台应收到“采样通信中断”告警信号;当 MU 与设备的光纤连接后,设备应提示“采样通信恢复”且告警灯灭,同时后台应收到“采样通信恢复”信号。

②MU 与采集器的通信中断测试:拔出 MU 与采集器的连接光纤后,设备应提示“TV 断线”或“TA 断线”且告警灯亮,同时后台应接收到“TV 断线”或“TA 断线”告警信号;当 MU 与采集器的光纤连接后,信号复归。

③设备与交换机的 GOOSE 通信中断测试:拔出交换机与装置的 GOOSE 连接光纤后,设备应提

示“GOOSE 通信中断”且告警灯亮,同时后台应收到“GOOSE 通信中断”告警信号;当接入交换机与设备的通道光纤后,设备应提示“GOOSE 通信恢复”且告警灯灭,同时后台应收到“GOOSE 通信恢复”信号。

④ICU 与交换机的 GOOSE 通信中断测试:拔出对应 ICU 与交换机的连接光纤后,设备应提示“GOOSE 通信中断”且告警灯亮,同时后台应收到“GOOSE 通信中断”告警信号;当对应 ICU 与交换机的光纤连接后,设备应提示“GOOSE 通信恢复”且告警灯灭,同时后台应收到“GOOSE 通信恢复”信号。

⑤过程层通信异常测试:当插拔光纤造成信号抖动时,设备应不误动;当抖动消失后,设备应恢复正常;当收到错误报文时,设备应不误动;当错误报文消失后,设备应恢复正常。

⑥站控层网络测试:测试站控层网络的各种服务,模拟各种肯定和否定测试,观察设备的反应,设备应不死机。

⑦通信端口能力测试:通过报文发生器向设备的通信端口发报文,当通道吞吐量满负载时,设备应不死机;当通道正常后,设备应能恢复正常。

## 3 试验难点

### 3.1 采样同步性测试

变电站内的母线保护、变压器保护、方向距离保护以及测控计量设备等,对数据源同步的精度要求很高,为保证智能变电站数据的同步,通常采用全时钟源同步、区域采样点插值同步等方法。任何方式的同步,其最终目标都是实现保护、测控设备采集的数据的同步,因此,现场同步性测试就是检验二次设备采集的数据是否同步。

#### 3.1.1 电流采样同步性测试

与传统差动保护不同,各电子式电流互感器数据处理时间并不相同,采样网络传输延时也不一致,使智能变电站差动保护各模拟量存在采样非同步问题。所以,必须测试差动保护不同电流互感器采样的同步性并调整。站内差动保护(如母线差动保护、主变压器差动保护)可采用一次通流的方法测试同步性,在两个电子式电流互感器一次侧输入大小和方向相同的电流,根据保护装置中这两个电流量的采样角度差判断采样的同步性。

(下转第 80 页)

表1 两年试验数据对比

运行编号	出厂电容量 /pF	2009年拆线正接线试验数据			2010年不拆线反接线试验数据		
		$C_x$ /pF	$\Delta C$ /%	$\text{tg}\delta$ /%	$C_x$ /pF	$\Delta C$ /%	$\text{tg}\delta$ /%
265 CVT $C_{11}$	9 771	9 749	-0.22	0.09	9 781	0.10	0.11
266 CVT $C_{11}$	9 808	9 871	0.64	0.15	9 897	0.91	0.16
265 OYB $C_{11}$	6 510	6 535	0.38	0.10	6 548	0.58	0.12
265 OYC $C_{11}$	6 510	6 453	-0.87	0.11	6 471	-0.59	0.12
266 OYB $C_{11}$	6 530	6 557	0.41	0.07	6 565	0.53	0.09
266 OYC $C_{11}$	6 530	6 547	0.26	0.08	6 557	0.41	0.09

## 4 结论

由理论分析和现场试验数据可得:在测量 220 kV 电容式电压互感器主电容  $C_{11}$  介质损耗因数时,对上瓷套下端、下瓷套上端和低电位端  $\delta$  点用软铜线进行低压屏蔽,就可以采用反接线低压屏蔽法进行介质损耗因数测量,且与正接线测得数据的误差在规程允许范围之内。为了提高工作效率,减少停电时间,在现场工作时可以采用前面所介绍的方法。

### 参考文献

[1] 陈化钢. 电力设备预防性试验方法及诊断技术 [M].

(上接第 72 页)

### 3.1.2 电压采样同步性测试

测控装置及电压并列装置中,不同间隔的电压采样需同步处理,电压采样的同步情况可通过对不同电压互感器并接升压,在测控装置及电压并列装置上检查电压采样的角度差来确定。

### 3.2 装置时钟准确度校验

智能变电站对时钟的准确度要求高,事件顺序记录的时钟误差不得大于 1 ms,合并单元的同步精度需达到微秒级。对于事件顺序记录时钟,由 GPS 时钟源向装置提供标准脉冲信号,并将时钟源信号接至装置的开入端,将装置采集的信号与时标与标准时钟的输出时间进行对比,即可判断装置时钟误差。而对于合并单元等采样设备的时钟精度,目前尚无测量手段,只能通过采样同步检查确保不同采样之间的同步。

## 4 结语

智能变电站具有数字化、信息化等特点。信息交互主要通过通信手段实现,与常规变电站通过电

北京:中国科学技术出版社 2004.

[2] 马文磊. 电压互感器介质损耗因数测量的结果分析 [C]. 中国电机工程学会第九届青年学术会议, 2006: 739 - 742.  
[3] 邢惜波. 浅谈串级式电压互感器介质损耗因数测试 [J]. 广东水利水电, 2004(5): 77 - 78.

作者简介:

麻守孝(1985),男,硕士研究生,主要从事高压电气设备绝缘在线监测和故障诊断技术研究;

蒋自金(1965),男,高级技师,四川省电力公司优秀技能人才,主要从事电气试验相关工作及研究。

(收稿日期:2012-09-01)

缆连接实现有着本质的差别,原有的试验手段已不能满足现场试验的需要,需要探索新的试验方法,配置相应的试验仪器。通过对智能变电站二次系统试验技术的探讨研究,分析智能变电站二次系统的试验流程、试验重点和难点,为下一步开展智能变电站相关试验工作打下了基础。

### 参考文献

[1] Q/GDW 383-2009 智能变电站技术导则 [S].  
[2] 朱大新. 数字式变电站综合自动化系统的发展 [J]. 电工技术杂志, 2001(4): 20 - 22.  
[3] 宋卓. 浅谈电子式互感器的原理及比较 [J]. 广西轻工业, 2009, 2(2): 60 - 61.  
[4] 吴在军, 胡敏强. 基于 IEC 61850 标准的变电站自动化系统研究 [J]. 电网技术, 2003, 27(10): 61 - 65.  
[5] 赵丽君, 席向东. 数字化变电站技术应用 [J]. 电力自动化设备, 2008, 28(5): 118 - 121.  
[6] 陈树勇, 宋书芳, 李兰欣, 等. 智能电网技术综述 [J]. 电网技术, 2009, 33(8): 1 - 7.

作者简介:

赵子涵(1984),男,主要从事常规变电站和智能变电站的安装、调试等方面的工作。(收稿日期:2012-10-31)