

继电保护故障信息子站建立的调试方法和应用

何鸣¹, 王皓², 黄礼文¹

(1. 安徽省继电网技术有限责任公司, 安徽 合肥 230088; 2. 安徽省电力调度通信中心, 安徽 合肥 230088)

摘要: 通过对安徽电网继电保护故障信息处理系统子站从出厂到现场安装调试全过程的介绍, 阐述了220 kV变电站故障信息子站如何进行安装调试、施工及维护, 客观分析了建立该系统子站时应注意的几个关键问题。对现场安装调试和维护继电保护故障信息子站有现实的指导和借鉴意义。

关键词: 继电保护故障信息系统; 子站; 分析处理

Debug method and application of sub-station installation in the relay fault information manage system

HE Ming¹, WANG Hao², HUANG Li-wen¹

(1. Anhui Jiyuan Electric Power System Technology Limited Company, Hefei 230088, China 2. Anhui Electric Power Dispatching Center, Hefei 230088, China)

Abstract: This paper introduces the relay fault information manage sub system. Its installation, debugging and maintenance in 220 kV substation are analyzed. Some key problems in installation of this sub system are proposed. It is of value in engineering application.

Key words: relay fault information manage system; sub-station; process analysis

中图分类号: TM76; TM77 文献标识码: B 文章编号: 1674-3415(2009)10-0115-04

0 引言

继电保护故障信息系统在电力系统运行中起着非常重要的作用^[1], 它为电力系统故障分析和处理提供了可靠的依据, 进一步提高了电网安全运行的调度系统信息化与智能化水平。其主要功能是收集和管理电网中各厂、站中的保护装置、安全自动装置等涉及电网异常或动作时的信号、断路器的分合及保护装置的异常信号; 微机保护装置和故障录波器的录波数据和报告、保护定值等, 以及对这些数据、信号的综合、统计、计算和分析等处理与管理^[2]。图1是继电保护故障信息系统子站的结构图^[3]。

本文根据多年调试继电保护故障信息子站的经验, 阐述了如何对220 kV变电站故障信息子站进行安装调试及维护, 分析了建立该系统子站时应注意的几个关键问题。工程调试按时间大致分为前期准备阶段、调试阶段、试运行阶段、验收阶段。

下面, 就各阶段的调试和维护以及问题的解决做详细叙述。

1 前期准备阶段

首先对整个发电厂或变电站的二次设备进行全面了解, 包括主变保护、线路保护、母差保护、

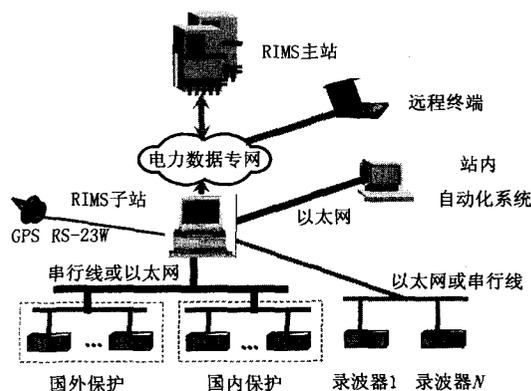


图1 子站结构图

Fig.1 The structure map of substation

录波器以及母联保护的数和主要功能, 了解保护装置的厂家、型号以及版本号; 了解厂、站的一次主接线, 各保护间隔的实际位置及运行状态等信息; 务必弄清现场每个厂家保护装置的接口类型。

在做子站的图纸设计时, 要对现场保护装置的通讯接口留有裕度^[4], 存在问题必须在施工前图纸审核中及时发现, 争取把问题在出厂前解决好。

2 调试阶段

调试阶段需结合设计要求和系统功能进行全面

细致的试验，以满足变电所站的试运行条件。这个阶段包括出厂前调试和现场调试。

2.1 出厂前调试

为了确保继电保护故障信息子站在现场能够安全、稳定运行，出厂前的调试尤其重要。出厂前调试共有四个部分组成：安装程序调试、通讯测试、可靠性测试和模拟故障试验调试。

(1) 安装程序调试

主要完成数据库引擎的安装、运行程序的安装、控件文件的注册以及其它可选择文件的安装，并在安装调试后系统能正常运行。

(2) 通讯测试

测试应是整个系统经过 72 小时连续运行后，且硬件和软件均正常的情况下进行的。通信测试主要是对各类厂家的线路和主变保护装置进行测试，例如：RCS-900 系列保护、LFP-900 系列保护、BP2B 母差保护、PST1200 系列保护、PSL603、WMZ-41 等保护装置。

(3) 可靠性测试

包括装置发生故障时连续发调定值命令；几个保护装置同时连续做故障；装置动态库异常，管理机自恢复；进程进入锁死状态，计算机能自动重起恢复到原始状态等。

(4) 模拟故障试验调试

对实验室的保护装置做试验，在子站管理机上应采集有显示动作时刻的故障波形，在系统主站应报 SOE 信息，即保护动作信息、开关变位信息和显示动作时刻数据^[5]。

2.2 现场调试

子站安装后，必须经过严格的检查与试验，确认安装正确后，才能投运。具体需做项目及要点如下：

(1) 外观检查

主要有装置外观是否损坏，屏内组件是否完好，接线有无折断、脱落等；检查各屏电源接法是否准确无误，无误后对装置逐一上电，注意观察装置反应是否正确。

(2) 保护装置的接入

在子站接入的保护装置通讯口类型中，一般都是 RS232、RS485 以及以太网口。为确保子站和保护装置间的通讯正常，建议对于通过 RS232 接入的保护装置，需要子站一个通道对应一个保护装置。对于通过 RS485 接入的保护装置，子站可以一个通道对应两个或三个保护装置。对于通过以太网口接入的保护装置，则直接通过网络交换机接入子站。

(3) 子站数据库的调试

通过一台笔记本电脑连接到子站管理机上，在附加子站数据库前，先登陆到管理机上一次（在运行内输入//+IP 地址即可），新建子站数据库完成注册，然后在企业管理器上添加子站的 IP 地址进入子站数据库。如图 2。

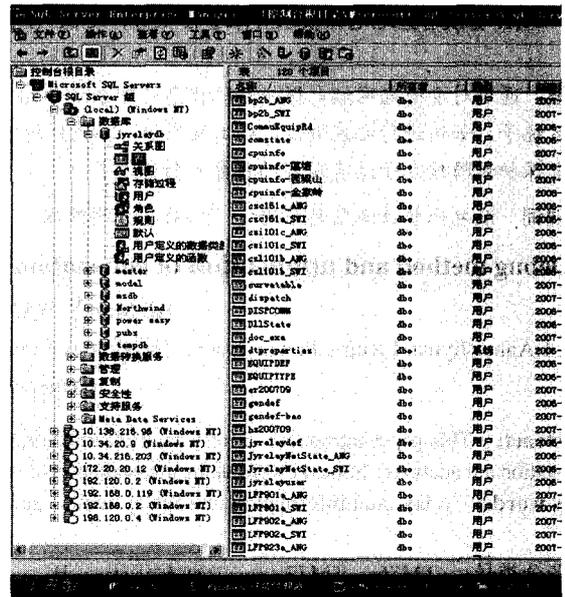


图 2 子站数据库配置

Fig.2 Database configuration of substation

这里主要对数据库的以下几个表进行配置，EQUIPEF、gendef、“装置名称+_ang”和“装置名称+_swi”。表 EQUIPEF 需要设置装置的设备名称、IP 地址、信道号、线路编号等；表 gendef 需要设置装置编号、定值和模拟量的组号等；表“装置名称+_ang”和“装置名称+_swi”是子站装置的码表配置，其中，ang 表包括定值，遥测值，故障录波通道。swi 表包括软压板，开关量定值，硬压板，动作量，告警。两个表最重要的一个字段就是 ID，对任何装置，每个条目的 ID 都是唯一的。

(4) 组态配置调试

子站组态配置主要在组态的开发系统里进行，组态的运行界面主要是为了测试所用。

组态现场操作的重点——树形菜单的编辑，在编辑菜单里建立保护所在的线路名称、保护装置名称，并在保护装置名称命令语言内输入实际地址（注：这个地址必须是唯一的，而且要与连接的保护装置地址必须一致；同时要与数据库的 EQUIPEF 表的 ID 一一对应。）配置好以后，进入运行界面，对所接装置进行发送召唤命令，调试结束至所接入保护装置的定值、软压板、硬压板、模拟量和开入量信息都可以全部上送。

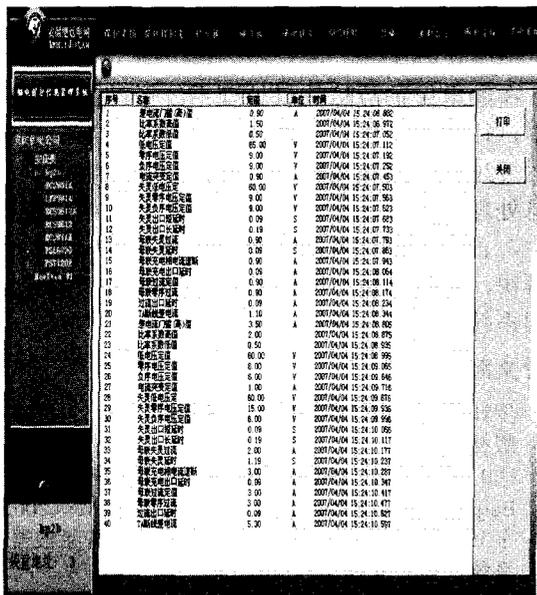


图3 子站组态的编辑

Fig.3 Editing of the configuration of substation

(5) 保护装置码表核查

为确保保护信息子站上送的信息准确无误, 码表核查工作是必要的。首先要打印现场接入保护装置的定值码表, 然后与子站组态召唤的定值、软压板、硬压板、模拟量和开关量信息进行一一人工核查。若有不正确, 应看子站数据库里码表是否正确, 再查看组态配置是否正确。

保护装置码表如图4所示。

序号	名称	定值	单位	时间
1	整定值(高)	0.90	A	2007/04/04 15:24:08.882
2	比率系数低值	1.50	Y	2007/04/04 15:24:07.912
3	比率系数低值	0.50	Y	2007/04/04 15:24:07.052
4	低电压定值	65.00	Y	2007/04/04 15:24:07.112
5	零序电压定值	9.00	Y	2007/04/04 15:24:07.192
6	负序电压定值	9.00	Y	2007/04/04 15:24:07.252
7	电压突变定值	0.90	A	2007/04/04 15:24:07.453
8	失压低电压定值	60.00	Y	2007/04/04 15:24:07.503
9	失压零序电压定值	9.00	Y	2007/04/04 15:24:07.563
10	失压负序电压定值	9.00	Y	2007/04/04 15:24:07.623
11	失压出口短延时	0.09	S	2007/04/04 15:24:07.683
12	失压出口长延时	0.19	S	2007/04/04 15:24:07.733
13	母联失压过流	2.00	A	2007/04/04 15:24:07.793
14	母联失压过流	0.09	S	2007/04/04 15:24:07.853
15	母联失压电流速断	1.19	S	2007/04/04 15:24:07.913
16	母联充电出口延时	0.09	A	2007/04/04 15:24:08.064
17	母联过流定值	0.90	A	2007/04/04 15:24:08.114
18	母联零序过流	0.90	A	2007/04/04 15:24:08.174
19	过流出口延时	0.09	A	2007/04/04 15:24:08.234
20	TA断线差电流	1.10	A	2007/04/04 15:24:09.344
21	整定值(高)	3.50	A	2007/04/04 15:24:08.805
22	比率系数低值	2.00	Y	2007/04/04 15:24:08.875
23	比率系数低值	0.50	Y	2007/04/04 15:24:08.935
24	低电压定值	60.00	Y	2007/04/04 15:24:09.995
25	零序电压定值	8.00	Y	2007/04/04 15:24:09.065
26	负序电压定值	6.00	Y	2007/04/04 15:24:09.646
27	电压突变定值	1.00	A	2007/04/04 15:24:09.716
28	失压低电压定值	60.00	Y	2007/04/04 15:24:09.876
29	失压零序电压定值	15.00	Y	2007/04/04 15:24:09.936
30	失压负序电压定值	6.00	Y	2007/04/04 15:24:09.996
31	失压出口短延时	0.09	S	2007/04/04 15:24:10.056
32	失压出口长延时	0.19	S	2007/04/04 15:24:10.117
33	母联失压过流	2.00	A	2007/04/04 15:24:10.177
34	母联失压过流	1.19	S	2007/04/04 15:24:10.237
35	母联充电电流速断	5.00	A	2007/04/04 15:24:10.297
36	母联充电出口延时	0.09	A	2007/04/04 15:24:10.347
37	母联过流定值	3.00	A	2007/04/04 15:24:10.417
38	母联零序过流	3.00	A	2007/04/04 15:24:10.477
39	过流出口延时	0.09	A	2007/04/04 15:24:10.527
40	TA断线差电流	5.30	A	2007/04/04 15:24:10.597

图4 保护定值单核查

Fig.4 Check of protection setted value

(6) 与省调主站通讯

继电保护信息子站与主站之间是电力数据专

网的路由器。子站与路由器是用以太网进行通讯。根据现场要求, 网线并不是直接接在路由器上, 而是接在路由器非实时性口引出的网络交换机上。另外, 在安徽电网中, 故障信息子站接入的电力数据专网路由器及其网络交换机, 现场大多数都装在电能计量采集的屏柜内。

(7) 现场故障试验调试

现场故障试验如同出厂前的故障试验, 先在子站查看保护装置动作的故障波形; 然后在主站端应报 SOE 信息, 若子站没有波形文件或主站没有收到突发报文, 应先检查子站通道是否正确, 装置 IP 地址是否正确, 再查看子站是否有该装置的动态库, 若无, 应在程序执行文件下添加该动态库。调试结束至主站端能看到完整的故障动作信息如下图5所示。

序号	动作信息
1	Iax2(II母小母线A相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻没有变化
2	Ibx2(II母小母线B相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
3	Icx2(II母小母线C相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
4	Iax3(III母小母线A相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
5	Ibx3(III母小母线B相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
6	Icx3(III母小母线C相电流)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
7	Ua1(II母A相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
8	Ub1(II母B相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
9	Uc1(II母C相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
10	Ua2(II母A相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
11	Ub2(II母B相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
12	Uc2(II母C相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
13	Ua3(III母A相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
14	Ub3(III母B相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻没有变化
15	Uc3(III母C相电压)在06/06/05 10:14:00.224时刻没有变化
16	母联开关1位置在06/06/05 10:14:00.224时刻没有变化
17	母联开关1位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
18	母联开关2位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
19	母联开关2位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
20	分段开关1位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
21	分段开关2位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
22	母联开关2位置在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
23	间隔01断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
24	间隔02断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
25	间隔03断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
26	间隔04断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻没有变化
27	间隔05断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻动作
28	间隔06断路器出口在06/06/05 10:14:00.224时刻动作

图5 继电保护装置的動作信息

Fig.5 Act information of relay protection equipment

(8) 系统完善调试

调试的最后阶段是对整个故障信息系统子站建设进行以下完善工作。

a. 系统的防雷抗干扰处理, 通讯线屏蔽层可靠接地; 各通讯端口可靠保护; 交流电源接地正确。

b. 屏上各标签框完整准确, 任一组件应有明显标识; 控制保护屏上开关、指示灯及装置名称标签框; 各屏后端子排按单位做标识; 在子站管理机通讯线的插头上做标识标明用途。

2.3 应注意的几个关键问题

(1) 当接入一个新的保护装置时, 首先看子站管理机上有没有那个保护装置的动态库文件, 要没有则需要拷贝一个相应保护装置的动态库文件。其次要为新的保护装置设一个通道(有物理通道和虚拟通道)。物理通道是指从保护装置接一根通讯线

到子站管理机上；虚拟通道是指从数据库的 EQUIPDEF 表中配置一个相应的通道。最后，确定数据库中要有保护装置的 ang 表和 swi 表，要没有则需要数据库中新建配置这两个表。

(2) 装置的连接过程中，LFP-900 系列保护和 RCS-900 系列保护比较容易接入，后台接收的信息也与装置本体差不多，但对于早期投产的微机型装置，如 WXB-11 线路保护、WBZ-03/04 变压器保护及 WDS-2B 录波器，如果进行组网，必须对设备进行升级。对于这些装置的联网，联网后调取的信息非常有限，上传报告的内容比装置本体打印的内容少得多，运行中还存在许多问题。所以，在建立保护故障信息系统时，早期的微机型装置是否接入，其必要性有待于进一步探讨。

(3) 变电站端与保护和录波装置通讯的管理软件时序配合上应合理，应能确保与设备连接畅通，否则变电站管理屏经常出现与设备连接不上的现象。

(4) 为防止病毒干扰，在调试结束后务必恢复子站保护信息管理机 C 盘只读功能。同时防止非维护人员的误操作，还要恢复子站管理机上的键盘锁功能。

(5) 在接入不同的微机保护设备时，所采用的通信规约不同，操作软件也不一样，施工中要充分了解新设备的功能及接线原理，这样才能很好地完成施工技术工作。

3 试运行阶段

试运行阶段即在所有一、二次设备带电、保护装置全部功能均投入运行的情况下，检验继电保护故障信息子站运行的稳定性^[6]。在这一阶段内，故障信息子站维持不间断运行。维护人员通过远程查看组态监视系统记录的历史数据，判断子站是否安全良好运行；并在系统主站端定期调取保护定值、模拟量以及开关量等信息。当电力系统发生故障时，是否有完整的保护装置动作报告和录波报告迅速传送到省调主站端。若在此期间发现装置异常运行或子站数据上送有误，应及时派工程人员到现场解决。

4 验收阶段

试运行结束后，针对试运行过程中反映出的问题进行逐项消缺处理，然后，与现场专业人员或上级主管部门一道，按验收大纲的要求进行验收。

在调试收尾阶段还要做好维护和运行人员的培训工作以及文件资料的整理和移交。至此，一个 220 kV 变电站故障信息子站完整的现场调试工作结束。

5 结语

在继电保护故障信息处理系统子站的安装和调试中，往往由于出厂或现场调试方法不当，造成子站运行过程中出现故障和异常，致使继电保护故障信息处理系统不能正常发挥作用。要杜绝此类现象发生，正确的调试方法和建立子站过程中主要问题的解决，是消除所有隐患和保证继电保护故障信息处理系统可靠运行的关键所在。

参考文献

- [1] 罗钰玲. 电力系统微机继电保护[M]. 北京:人民邮电出版社, 2005.
LUO Yu-ling. Power System Relay Protection[M]. Beijing: People Post and communication Press, 2005.
- [2] 王立新, 郭登峰, 张小川. 微机保护和故障录波器联网系统[J]. 继电器, 2000, 28.
WANG Li-xin, GUO Deng-feng, ZHANG Xiao-chuan. A Networking System of Microprocessor Based Protections and Fault Recorders[J]. Relay, 2000, 28.
- [3] 袁宇波, 丁俊健, 陆于平. 基于 Internet/Intranet 的电网继电保护及故障信息管理系统[J]. 电力系统自动化, 2001.
YUAN Yu-bo, DING Jun-jian, LU Yu-ping. Automatic Management Information System for Protective Relaying and Fault Recorder Based on Internet/Intranet[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001.
- [4] 王梅义. 电网继电保护应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 1999.
WANG Mei-yi. Application of Power System Relay Protection[M]. Beijing: China Electric Power Press, 1999.
- [5] 赵自刚, 黄华林, 赵春雷, 等. 继电保护运行与故障信息自动化管理系统[J]. 电力系统自动化, 1999.
ZHAO Zi-gang, HUANG Hua-lin, ZHAO Chun-lei, et al. Automatic Management System for Protective Relaying[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999.
- [6] 中国电机工程学会继电保护运行技术分专委会. 继电保护及故障录波器信息处理系统技术规范[Z]. 2002.
The Relay Protection Branch of China IEEE Committee. The Specification of Relay Protection and Fault Record Information System[Z]. 2002.

收稿日期: 2008-07-03; 修回日期: 2008-07-29

作者简介:

何 鸣 (1969-) 女, 硕士, 从事电力系统调度自动化的研究和管理工作的;

黄礼文 (1985-) , 男, 助理工程师, 从事电力系统继电保护的现场工程实施工作; E_mail: hliwen@163.com

王 皓 (1970-) , 男, 硕士, 从事电力系统调度自动化以及继电保护的研究与开发工作。