

110kV 高压新装供电线路工程 专项电气试验及调试方案

项目部

2024年7月

核 准：

核 定：

审 查：

校 核：

目 录

1、编制依据	1
2、工程概况	2
2.1 工程概况.....	2
2.2 参建单位.....	2
2.2 变电站平面布置图.....	3
2.3 变电站主接线图	4
2.4 线路平面布置图.....	5
3、施工总体布置	6
3.1 施工用电	6
3.2 施工通讯	6
3.3 施工通道	6
4、施工工期及资源配置	6
4.1 项目组织机构	6
4.2 施工人员配置计划	7
4.3 施工计划	8
4.4 试验设备配置.....	13
4.5 个体防护装备配置表	14
4.6 安全文明施工配置表	14
5、110kV 变电站设备调试方案	15
5.1 110kV 主变压器试验	15
5.2 110kV 电流和电压互感器试验	18
5.3 110kV SF6 断路器试验	20
5.4 110kV 隔离开关试验	21
5.5 110kV 避雷器试验	21
5.6 10kV 无功补偿装置试验	22
5.7 10kV 电流互感器试验	23
5.8 10kV 电压互感器试验	24
5.9 10kV 真空断路器试验	24
5.10 10kV 避雷器试验	25
5.11 高压开关柜及母线试验	26
5.12 电力电缆线路试验	26
5.13. 线路保护装置调试	27
5.14 母线保护装置调试	36
5.15 变压器保护装置调试	40
5.16 监控系统调试	46
5.17 通信系统调试	47
5.18 直流系统调试:	47
5.19 UPS 系统调试	49
5.20 故障录波装置调试	51
5.21 站用变试验调试	53
6、110kV 线路参数测试方案	55
7、施工安全文明施工措施	58

7.1 安全生产目标	58
7.2 安全管理领导小组	59
7.3 安全保证措施	59
7.4 危险点辨识	60
7.5 施工安全风险识别、评估及预控措施	62
7.6 环境保护及文明施工	66
8、质量控制措施	66
8.1 质量控制管理	66
8.2 质量控制技术措施	67
9、应急处置措施	70
9.1 应急管理要求	70
9.2 应急响应指挥小组	70
9.3 各级应急职责	72
9.4 应急处理方案	72
10、电气设备安装强制性条文	75

1、编制依据

- (1) 《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》GB 50150-2016
- (2) 《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》GB 50148-2010
- (3) 《电气装置安装工程母线装置施工及验收规范》 GB 50149-2010
- (4) 《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》 GB 50147-2010
- (5) 《国家电网有限公司输变电工程验收管理办法》（国网（基建/3）188-2019）
- (6) 《输变电工程建设安全文明施工规程》（Q/GDW10250—2021）
- (7) 《输变电工程建设施工安全风险管理规定》（Q/GDW 12152—2021）
- (8) 《电力建设安全工作规程 第3部分：变电站》DL 5009.3-2013
- (9) 《电力建设安全工作规程 第2部分：电力线路》DL 5009.2-2013
- (10) 《输变电工程建设标准强制性条文实施管理规程 第1部分：通则》（Q/GDW 10248.1—2016）
- (12) 《电力变压器试验导则》JBT501-2006
- (13) 《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB50720-2011）
- (14) 《施工现场临时用电安全技术规范》（JGJ 46-2005）
- (15) 35kV~110kV 变电站自动化系统验收规范（DL/T 1101-2009）
- (16) 电力安全设施配置技术规范 第1部分：变电站（GB/T 36291.1-2018）
- (17) 本工程施工设计图和厂家产品安装说明书；

2、工程概况

2.1 工程概况

110kV 高压新装供电线路工程包含 110kV 变电站和 110kV 线路，为施工建设提供用电，新建变电站占地面积 1024m²，进站道路长约 70m，线路共计 65 基塔，线路总长 22.13km。

变电站电气安装内容：110kV 主变压器：主变压器容量为 10MVA 的三相双绕组有载调压变压器及相应的中性点设备。110kV 配电装置本期工程采用线路变压器组接线，采用户外软导线普通中型布置，含 110kV 六氟化硫断路器 1 台，隔离开关 1 套，避雷器一套，电压互感器 1 套，电流互感器 1 套；10KV 配电装置采用单母线接线，均采用户内手车式开关柜预制舱式布置，10kV 预制舱内含：1 面主变进线断路器柜、7 面出线柜、1 面站用变柜、1 面电容器柜、1 面母线 PT 及避雷器柜，共 11 面柜。建设 1 组成套框架式电容器组，单组容量为 2Mvar。建设站用 50KVA 变压器 2 套，构成一主一备。本站按无人值班站设计，二次设备布置于预制舱内，10kV 保护测控装置下放至开关柜，站控层设备、110kV 线路保护、主变保护、测控及其它二次设备（含通信设备）组屏安装，二次屏柜，直流屏，监控主机柜安装。电缆敷设完成后，在电缆沟分支处、配电装置室、二次设备室的沟道入口处以及设备进出入口及孔洞均进行防火封堵处理。

110kV 线路安装内容：新建架空线路全长 22.13km，铁塔 65 基，其中直线塔 20 基，转角塔 43 基，终端塔 2 基。

3、施工总体布置

3.1 施工用电

变电站电气设备调试作业面，临时用电主要来自于镇 10kV 线路及自备发电机。

3.2 施工通讯

施工区域已覆盖移动通讯网络，管理人员与工人之间采用移动电话联络，调试人员之间联系采用对讲机。

3.3 施工通道

变电站项目施工通道为自建站用道路，由 1#路新开路口，引至边变电站施工大门处，本次调试设备从已建站用道路进出。

4、施工工期及资源配置

4.1 项目组织机构

为加强对施工现场指挥和对外联系工作，高压新装供电线路工程施工项目部以项目经理为管理核心，对工程试验质量、进度、安全、文明施工和环境保护实现全面生产管理工作，项目部各职能管理岗位人员齐心协力，服从指挥，确保变电站电气设备调试工作优质、安全、按期完成，施工组织人员配置如下：

表 4.1-1 管理人员配置计划表

序号	部门/职务	负责人	人数	备注
1	项目经理		1	
2	执行经理		1	
3	技术负责人		1	
4	安全负责人		1	
5	生产经理		1	
6	技术员		2	
7	安全员		1	
8	综合管理部		1	
9	工程管理部		1	
10	机电管理部		1	
11	安全管理部		1	
合计			12	

4.2 施工人员配置计划

电气调试人员配置情况见下表 4.2-1。

表 4.2-1 施工人员配置表

序号	岗位	人数	备注
1	队长	1	工作负责人
2	安全员	1	专责监护人
3	高空作业人员	1	
4	调试人员	5	
5	普工	2	
合计		10	

4.3 施工计划

计划 12 月 30 日完成安装和调试，试验工期见下表 4.3-1。

表 4.3-1 施工计划

序号	名称	型号及规格	试验内容	单位	数量	计划工期
一	主变压器部分					
1	主变压器	SZ13-10000/110, 10000kVA, 110 ±8×1.25%/10kV	二次回路调试、测温、冷却、有载调 压系统调试 升压试验、传动试验	组	1	12 月 25 日
			局部放电试验	组	1	
			耐压试验	组	1	
			绕组变形试验	组	1	
			合闸冲击试验	组	1	
2	110kV 中性点间隙保护成 套装置 ZH-BZJ-110D	(1) 单级隔离开关 (2) 氧化锌避雷器, 附放电计 数器, 1 台 (3) 电流互感器, 1 台	二次回路调试	组	1	
			持续电流测	组	1	
			局部放电试验	组	1	
			耐压试验	组	1	
			误差测试	组	1	
3	10kV 电力电缆 主变低压侧	ZR-YJV-8.7/15-1×400	直流耐压试验	项	1	
			电缆护层试验	项	1	
			电缆参数试验	项	1	
4	10kV 电力电缆终端	配 3×(2×ZC-YJV-8.7/15-1× 400), 铜导体, 冷缩	户外, 主变低压侧用	套	3	
5	10kV 电力电缆终端	配 3×(2×ZC-YJV-8.7/15-1× 400), 铜导体, 冷缩	户内, 主变低压侧用	套	3	
7	矩形铜母线固定金具	MWP-103		套	6	

7	矩形铜母线伸缩节	MST-100×10		套	3	
8	氧化锌避雷器	10kV 避雷器 17/45, 附在线雷电放电计数器	持续电流测	组	1	
二	110kV 配电装置部分					
1	110kV 断路器		耐压试验	台	1	12月26日
2	110kV 电流互感器		局部放电试验、误差测试、耐压试验	组	1	
4	110kV 隔离开关		二次回路调试	组	1	
5	110kV 氧化锌避雷器		持续电流测	组	1	
6	110kV 电容式电压互感器		误差测试、压降测试、耐压、局部放电	组	1	
三	10kV 配电装置					
1	金属铠装中置式开关柜 KYN28-12	主变进线	1. 一次通流、二次升压试验 2. 线路自动重合闸模拟试验 3. 二次回路调试 4. 传动试验 5. 保护通道联调试验	台	1	12月27日
2	金属铠装中置式开关柜 KYN28-12	电容器柜	耐压试验、绝缘测量	台	1	
3	金属铠装中置式开关柜 KYN28-12	站用变柜		台	1	
4	金属铠装中置式开关柜 KYN28-12	母线 PT 及避雷器柜		台	1	
5	金属铠装中置式开关柜 KYN28-12	馈线柜		台	7	
6	10kV 框架式电容器组 (含电抗器)	2004kvar	交	套	1	

			流耐压、用电桥法测量测绕组直流电阻、电容容量测量、变比、直阻、励磁特性及极性测量			
7	站用变压器 10kV 油浸无励磁变压器	50kVA	耐压试验、变比测试、直流电阻测量	台	2	
四	一次设备材料					
1	10kV 电力电缆用于电容器、站变	AC10kV, YJV, 120, 3, 22, ZR, 无阻水	耐压试验、绝缘测量	组	1	12月27日
2	10kV 电力电缆终端	10kV 电缆终端, 3×120, 户外终端, 冷缩, 铜	耐压试验、绝缘测量	套	3	
3	10kV 电力电缆终端	10kV 电缆终端, 3×120, 户内终端, 冷缩, 铜	耐压试验、绝缘测量	套	3	
4	0.4kV 低压电力电缆	VV22-0.6/1-3×50+1×35	耐压试验、绝缘测量	米	100	
五	防雷、接地					
1	接地网和避雷针		接地电阻测试、避雷针接地测试、接地网导通测试	项	1	12月27日
六	一体化监控、远动系统					
1	监控主机	含监控主机 2 台, 17" 显示器 1 台, 键盘鼠标、音响报警等, 国产操作系统, 监控软件等	1: ①设备检查。②二次回路调试。③遥信、遥控、遥测功能试验。④间隔层和站级层网络设备调试及两者联调。⑤全站系统和间隔层闭锁逻辑调试和验证。⑥监控系统与继电保护系统、电量计费系统、直流系统、站用电系统、AVQC 系统、UPS 系统、GPS 系统、后台计算机系统、同期系统的	面	1	12月28日

			接口调试。⑦监控系统与各级调度中心信息联调。			
--	--	--	------------------------	--	--	--

			2. 与智能辅助系统、状态监测系统、监控系统等子系统的联调			
2	五防系统	五防软件、锁具，不含主机等	①二次回路调试。②电气闭锁、系统闭锁调试	套	1	
3	网络打印机	A4		套	1	
4	主变测控屏	主变两侧、本体测控共 3 台	回路检查、装置与监控后台联调	面	3	
5	公用测控及远动通信柜	含公用测控装置 1 台，对时装置 1 台，含远动装置 2 台（含规约转换），交换机 1 台等	联动测试	面	4	
七	系统保护及安全自动装置					
1	110kV 线路保护屏	110kV 线路光差保护装置 1 台	保护逻辑功能实验	面	1	12 月 29 日
2	故障录波		装置静态性能测试、故障录波装置性能调试	面	1	
八	元件保护					
1	主变保护屏	差动保护 1 台，后备保护 2 台，非电量保护 1 台，低压侧操作箱	整组试验、运行异常报警试验	面	4	12 月 29 日
2	10kV 线路测控保护装置		保护逻辑功能试验	套	7	
3	10kV 电容器测控保护装置		保护逻辑功能试验	套	1	
4	10kV 站用变测控保护装置		保护逻辑功能试验	套	1	
九	交直流一体化电源					
1	一体化电源直流充电柜	含充电模块 3*20A，监控模块等	①蓄电池系统调试。②直流系统调试。③逆变电源系统调试。④UPS 系统调试。⑤交直流一体化信息采集系统调试。⑥与其他系统联调。⑦试运行。	面	1	12 月 29 日
2	一体化电源直流馈线柜	含各型馈电开关等	①不停电电源二次回路调试。②切换功能试验。③有关功能和性能测试。	面	1	
3	一体化电源交流柜	含交流进线、ATS、馈线开关等		④试运行。	面	
4	一体化电源 UPS 及通信电	含 UPS 装置 5kVA，通信电源		面	1	

	源柜	DC/DC 转换 4 套 30A
--	----	------------------

--	--

--

		，馈电开关等		
5	一体化电源蓄电池柜	含 200Ah 容量蓄电池 104 只，单只 2V	面	2

4.4 试验设备配置

表 4.4-1 调试设备配置

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	继电保护综合测试	802	台	1	
2	高精度回路电阻测试仪	TE100	套	1	
3	互感器综合测试仪	CTP220	台	1	
4	开关动特性测试仪	GYKC-C	台	1	
5	变压器直流电阻测试仪	HCR3140	台	1	
6	气体检漏仪	TIF5750	台	1	
7	全自动变比组别测试仪	TE2020	台	1	
8	SF6 微水测试仪	A601FD	台	1	
9	密度继电器试验仪	JD-8	台	1	
10	变频串联谐振设备	400KV	块	1	
11	直流电压表	PZ195U	块	1	
12	直流电流表	CHTK900I	块	1	
13	直流微安表	PZ96B-DI	块	1	
15	电容表	UT601			
16	数字式万用表	UT89X	块	2	
17	自动抗干扰精密介质损耗测量仪	AI-6000E	台	1	
18	相位表	HZXF-107B	块	1	
19	直流高压发生器	AST II - 220	台	1	
20	充电式雷击计数器校验器	ZGS-J2	台	1	
21	电池放电仪	V02755	台	1	
22	绝缘电阻表	KD2676	台	1	
23	线路参数测试系统	YTLP-B	台	1	
24	变压器有载开关过度电阻测试仪	TE2060	台	1	
25	短路阻抗测试仪	SYDZ-I	台	1	
26	成套交直流耐压设备	TE-CDT-5kVA/50k V	台	1	
27	大型地网测试仪	TE DW5	台	1	
28	接地导通测试仪	(10A) JYD	台	1	
26	避雷器阻性电流测试仪	HZYX-507	台	1	
27	活动扳手		把	2	
28	绝缘胶带		/	1	
29	裸铜接地线		/	若干	
30	导电膏		瓶	1	
31	扳手		把	3	
32	移动式电源盘		盘	2	

4.5 个体防护装备配置表

表 4.5-1 安全防护装备配置表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	工作服		件	10	
2	绿马夹		件	10	
3	安全带	/	根	1	
4	安全帽	/	顶	10	
5	防坠自锁器		付	1	

4.6 安全文明施工配置表

表 4.6-1 安全文明施工配置表

序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	安全围栏	硬质围栏	米	30	
2	安全标识牌	硬质	块	15	
3	医药箱	含急救药品,防暑降温药品、防毒蜂、防毒蛇药品	个	2	
4	灭火器	4kg	只	8	

5、110kV 变电站设备调试方案

为了保证试验数据的可靠和准确性，严格执行相关标准及规范，结合厂家资料的要求进行试验。试验设备、仪表必须经检验合格并在有效期内使用。合理选择测量仪表的量程及各项试验的接线方式，尽量避免因人为因素或环境因素给试验结果带来的不利影响。准确详细记录被试设备的各项试验数据，并在提交试验报告。温湿度对试验结果有影响的试验项目必须有准确的温湿度记录，并进行换算。

5.1 110kV 主变压器试验

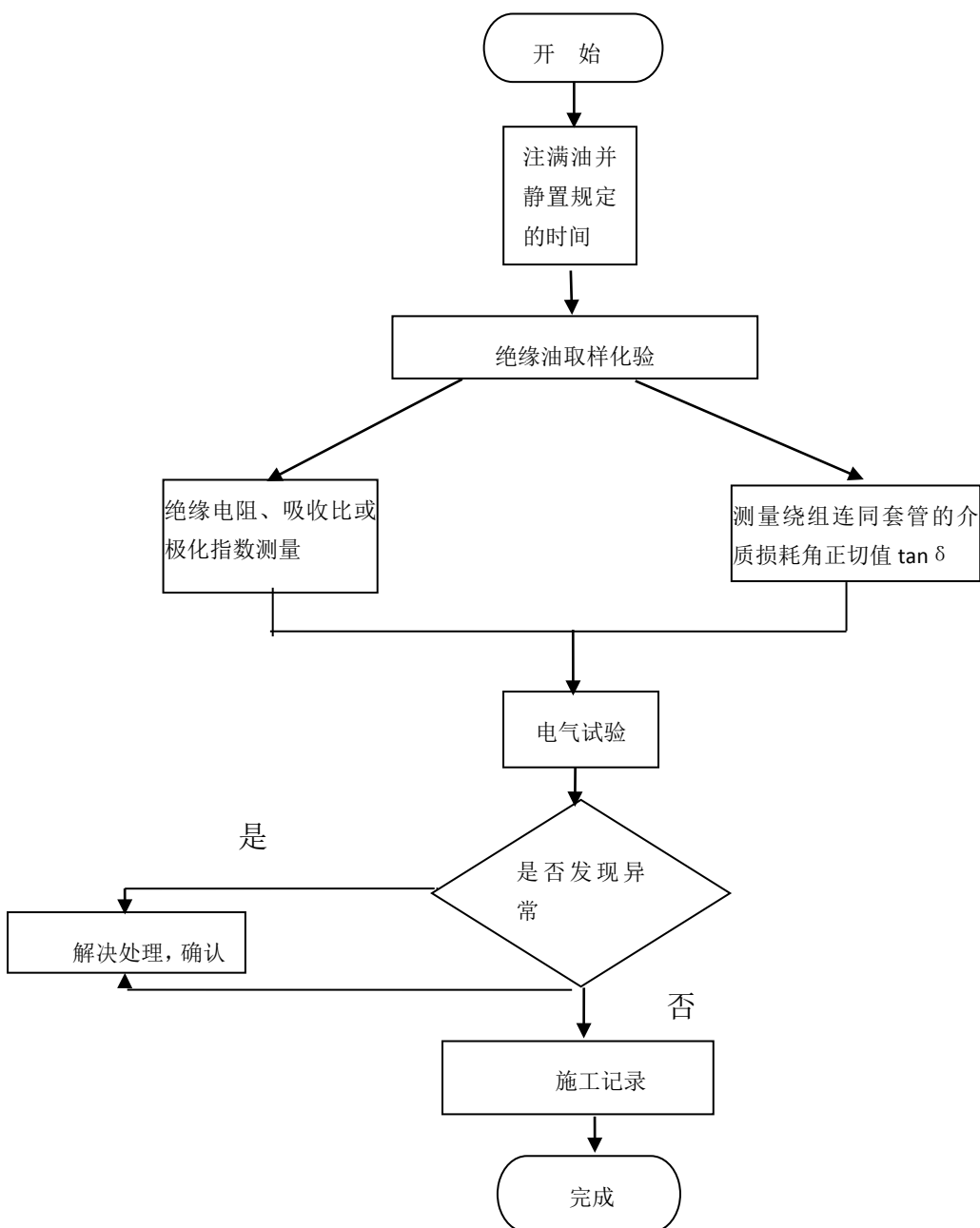


图 5.1-1 主变压器调试作业流程图

(1) 绝缘电阻测量:

根据交接试验标准要求对变压器绕组绝缘电阻测试。

测量时，断开变压器电源，拆除或断开对外的一切连线，并将其对地放电。放电操作应利用绝缘工具（如绝缘棒、绝缘钳等）进行，不得用手直接接触放电导线。测量吸收比时，分别读取 15S 和 60S 时的电阻值，测量极化指数时，还应读取 10min 时的电阻值。

测量结束后应对被试品进行充分的对地放电。变压器绝缘电阻测试结果与厂家出厂测试值相比不能有明显差异，测试结果应换算到同一温度下进行比较。当 R60S 的绝缘电阻测试值大于 $3000M\Omega$ 时，可不对绝缘电阻进行考核。

变压器铁心及夹件的绝缘电阻检查应用绝缘摇表的 500V 档位进行测量，同时记录 15s 和 60s 的绝缘电阻值，并计算吸收比，与厂家资料进行对比

(2) 直流电阻测量:

用压降法测量：电压降法是利用在被测绕组中加稳定的直流电流，因而在绕组上产生电压降，测量出通过绕组的电流及绕组上的电压降，根据欧姆定律计算出绕组的电阻值，要求其阻值差小于 2%。测量接线如图 5.1-1 所示：

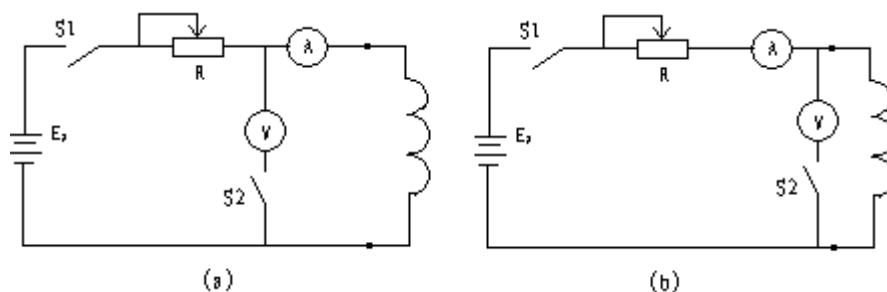


图 5.1-1 压降法测量绕组直流电阻原理图

(a) 测量大电阻 (b) 测量小电阻

直流电阻测试必须在各个分接头的所有位置进行，各相测得值的相互差值应小于平均值的 2%，线间测得的差值应小于平均值的 1%。直流电阻测量值换算到同温度下与厂家值比较，变化应不大于 2%。

(3) 介损测试:

为检验有机绝缘材料的绝缘性能，对部分高压设备测量其有功损耗正切值。因测量结果常受试品表面状态和外界条件的影响，如电场干扰、空气湿度等。故应将变压器周围的干扰源，如电焊机等停用，并选择较好的天气进行试验。

试验接线：

接线方式采用对角接线法。

试验结果判断：被测绕组的 $\text{tg } \delta$ 值不应大于产品出厂试验值的 130%。

(4) 极性变比及励磁特性试验测试：

确认设备线圈极性及二次保护接线正确可防止保护误动和拒动，极性检查一般采用直流感应法。

(5) 变比检查

现场应用变压器变比测试仪测量变压器的变比及进行变压器的连接组标号，其连接组标号检查结果用变压器变比测试仪测量。结果应与变压器铭牌标注一致。变比检查确认设备到货是否与设计相符，以避免设备投运后出现故障。

(6) 变压器绝缘油试验项目

变压器油色谱分析应在注油静止、耐压、和局部放电试验 24h 后进行色谱分析。)新装变压器油中总烃含量不应超过 20L/L, H₂ 含量不应超过 10L/L, C₂H₂ 含量不应超过 0.1uL/L。

绝缘油中微水对 110kV 变压器不超过 20ppm。

新装变压器油还需进行电气强度试验、简化分析、介损测试。

(7) 测量绕组连同套管的直流泄流

有绕组的被试品进行直流高电压试验时，应将被试绕组自身的端子短接，非被试绕组亦应短接并与外壳连接后接地。

直流高电压试验加至预定试验电压后的持续时间，应满足具体试验项目规定的试验时间。对分阶段升压要求的试验，应严格按照标准升压程序操作。

在试验前，应针对被试品直流高电压试验的性质和目的，以及与其他试验项目的验证关系，考虑直流高电压试验在试品试验项目中的顺序。

在进行直流高压试验时，如无特殊要求，均采用负极性接线。

对试品施加电压时，应从足够低的数值开始，缓慢地升高电压。从试验电压值的 75% 开始，以每秒 2% 的速度上升，通常能满足上述要求。

(8) 短路阻抗试验

在短路试验前，应将变压器本体的电流互感器二次短路。

测试时，被加压绕组和被短接绕组均应置于最高分接位置。首次电抗法检测，还应在变压器铭牌上标有短路阻抗值(或出厂试验报告上有实测值)的分接位置测量短路阻抗。

测试时，先将被测绕组对的不加压侧所有接线端全部短接，短接线及其接触电阻的总阻抗不得大于被测绕组对短路侧等值阻抗的 0.1%。

对加压侧绕组为 YN 接线的三相变压器，用三相法测试时，变压器被加压绕组的中性点(N)、测试系统的中性点和测试电源的中性点应良好连接。

测 100MVA 以上容量变压器的绕组参数时，测试系统引向被试变压器的电流线和电压线应分开。

(9) 交流耐压试验

1) 绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定：

a) 110kV 的变压器，线端试验应按表 5.1-1 进行交流耐压试验。

b) 绕组额定电压为 110kV 的变压器，其中性点应进行交流流耐压试验，试验耐受电压标准为出厂试验电压值 80%(见表 5.1-2)。

表 5.1-1 电力变压器交流耐压试验电压标准 (kV)

系统标称电压	设备最高电压	交流耐受电压
		油浸式电力变压器
110	126	160

注：1 上表中，变压器试验电压是根据现行国家标准《电力变压器 第 3 部分：绝缘水平和绝缘试验和外绝缘空气间隙》GB 1094.3 规定的出厂试验电压乘以 0.8 制定的。

表 5.1-2 额定电压 110kV 的电力变压器中性点交流耐压试验电压值 (kV)

系统标称电压	设备最高电压	中性点接地方式	出厂交流耐受电压	交接交流耐受电压
110	126	不直接接地	95	76

(10) 变压器冲击合闸试验

在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行 5 次，每次间隔时间宜为 5min，应无异常现象；冲击合闸宜在变压器高压侧进行；对中性点接地的电力系统，试验时变压器中性点必须接地。

5.2 110kV 电流和电压互感器试验

5.2.1 110kV 电流互感器

(1) 试验前将每个电流互感器表面擦拭干净；

(2) 测量电流互感器的绝缘电阻：用 2500V 摇表测量一次绕组对二次及地的绝缘电阻；用 2500V 摇表分别测量二次绕组间及地的绝缘电阻；绝缘电阻值不宜低于 1000MΩ。

(3) 电流互感器的极性检查：用试验线将蓄电池和电流互感器的一次绕组连接，用指针万用表（挡位放在最小电流挡上）的表笔分别接在被测的二次绕组端子上。将蓄电池的“+”极线碰接到一次绕组的“L1”，同时观察指针万用表的指针是否先向正方向后回复到“0”摆动。然后拉开蓄电池的“+”试验线，同时观察指针万用表的指针是否先向负方向后回复到“0”摆动。

(4) 电流互感器一、二次绕组直流电阻测量。

(5) 测量保护组 CT 的励磁特性曲线：试验时电压从零递升上去，以电流为基准，读取电压值，直至额定电流；保护组应进行此项试验。

(6) 变比检查：在一次绕组通入电流，二次绕组接电流表，读取一、二次绕组电流值。

5.2.2 110kV 电压互感器

(1) 试验前检查

1) 电压互感器安装固定牢固,外观检查无异常,标识清楚正确。

2) 二次接线和设备接地完成,高压一次回路断开,临近设备做好接地防止感应触电。

3) 现场环境满足试验进行,试验场所不得有显著的交直流外来电磁场干扰。

4) 所有使用的测量仪表均经检验合格,并在检定周期内。

(2) 试验方法

1) 测量电压互感器一、二次绕组的绝缘电阻：用 2500V 摇表测量绝缘电阻；用 2500V 摇表测量二次绕组之间及对地的绝缘电阻。

2) 电压互感器（中间电压端子已引出）的极性检查：用试验线将蓄电池和电压感器中间变压器的一次绕组连接，用指针万用表（挡位放在最小电流挡上）的表笔分别接在被测的二次绕组端子上。将蓄电池的“+”极线碰接到一次绕组的“L1”，同时观察指针万用表的指针是否先向正方向摆动后回复到“0”。然后拉开蓄电池的“+”试验线，同时观察指针万用表的指针是否先向负方向摆动后回复到“0”。

3) 电压互感器绕组直流电阻测量: 用直流电阻测试仪, 按仪器要求进行接线和操作, 分别测量初级绕组和二次绕组的直流电阻值, 记录试验环境温度以便进行换算比较。

4) 电压互感器的变比检查: 按试验仪器厂家使用说明书进行接线和操作, 用测试仪测量电压互感器的电压比, 与变比计算值进行比较。

5) 电压互感器的励磁特性试验: 用互感器综合测试仪进行测量, 将电压互感器一次绕组恢复至运行状态, 即为 A 端悬空, N 端可靠接地, 从二次绕组的保护级绕组接线进行试验, 试验结果应与厂家出厂资料对比。

6) 电压互感器耐压:

110kV 电压互感器进行 184kV 感应耐压, 时间为 40s。安全措施 将试验现场用警示带打围, 清出围栏外除实验人员外的无关人员, 并派专人进行安全监督, 升压过程应缓慢匀速进行, 降压过程也应缓慢匀速, 电压降为零后, 试验人员挂放电棒后方可进行更换接线。

5.3 110kV SF6 断路器试验

5.3.1 测量断路器的绝缘电阻值: 整体绝缘电阻值测量, 应参照制造厂的规定。

5.3.2 每相导电回路的电阻值测量, 宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果应符合产品技术条件的规定。

5.3.3 交流耐压试验, 应符合下列规定:

(1) 在 SF6 气压为额定值时进行。试验电压按出厂试验电压的 80%; 断路器出厂耐压为 230kV, 本次试验 184KV, 1min。

(2) 110kV 以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验;

5.3.4 测量断路器的分、合闸时间, 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。

5.3.5 测量断路器的分、合闸速度, 应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行。实测数值应符合产品技术条件的规定。现场无条件安装采样装置的断路器, 可不进行本试验。

5.3.6 测量断路器主、辅触头三相及同相各断口分、合闸的同期性及配合时间, 应符合产品技术条件的规定。

5.3.7 测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值, 应符合产品技术条件的规定。

5.3.8 测量断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值, 不应低于 10MΩ; 直流电阻值与产

品出厂试验值相比应无明显差别。

5.3.9 测量断路器内 SF6 气体含水量(20℃的体积分数),应符合下列规定:

- (1) 与灭弧室相通的气室,应小于 150 μ L/L;
- (2) 不与灭弧室相通的气室,应小于 250 μ L/L;
- (3) SF6 气体含水量的测定应在断路器充气 48h 后进行。

5.3.10 密封试验可采用下列方法进行:

- (1) 采用灵敏度不低于 150 μ L/L(体积比)的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时,检漏仪不应报警;
- (2) 必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算,每一个气室年漏气率不应大于 1%;
- (3) 泄漏值的测量应在断路器充气 24h 后进行。

5.4 110kV 隔离开关试验

5.4.1 隔离开关与负荷开关的有机材料传动杆的绝缘电阻值,不低于 6000M Ω 。

5.4.2 测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻值,与同型号产品相比不应有明显差别。

5.4.3 测量负荷开关导电回路的电阻值,宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果,不应超过产品技术条件规定。

5.4.4 交流耐压试验,应符合下述规定:三相同一箱体的负荷开关,应按相间及相对地进行耐压试验,其余均按相对地或外壳进行。

5.4.5 检查操动机构线圈的最低动作电压,应符合制造厂的规定。

5.4.6 操动机构的试验

(1) 动力式操动机构的分、合闸操作,当其电压或气压在下列范围时,应保证隔离开关的主闸刀或接地闸刀可靠地分闸和合闸。

1) 电动机操动机构:当电动机接线端子的电压在其额定电压的 80 %~110%范围内时;

(2) 隔离开关的机械或电气闭锁装置应准确可靠。

5.5 110kV 避雷器试验

5.5.1 金属氧化物避雷器绝缘电阻测量

(1) 绝缘电阻测试:用 2500V 兆欧表,绝缘电阻不小 1000M;

5.5.2 测量金属氧化物避雷器直流参考电压和 0.75 倍直流参考电压下泄漏电流,应符合下列规定

(1) 金属氧化物避雷器对应于直流参考电流下的直流参考电压整支或分节进行的测试值，不应低于现行国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》GB 11032 的规定，并符合产品技术条件的规定。实测值与制造厂规定值比较，变化不应大于±5%；

(2) 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流值不应大于 50 μA，或符合产品技术条件的规定；

(3) 试验时若整流回路中的波纹系数大于 1.5%时，应加装滤波电容器，可为 0.01~0.1 μF，试验电压应在高压侧测量。

5.5.3 检查放电计数器的动作应可靠，避雷器监视电流表指示应良好。

5.6 10kV 无功补偿装置试验

5.6.1 试验方法

摇绝缘：将绝缘电阻表的 L 端分别接至串联电抗器、并联电容器、放电线圈的桩头，N 端分别接至串联电抗器外壳接地、并联电容器外壳接地、放电线圈外壳接地，用 2500V 档位分别进行绝缘试验，分别读取 15 秒与 60 秒的读数，并记录。绝缘试验完成后，用放电棒对串联电抗器、并联电容器、放电线圈分别进行充分放电；

交流耐压：将试验 PT 的上端引线接至串联电抗器、并联电容器、放电线圈的桩头，检查设备下端是否可靠接地，检查完毕后将人员清至围栏外，经确认所有人员都在安全区域内方可进行试验，升压过程应缓慢且匀速，串联电抗器交接试验耐压值为出厂试验电压 35kV 的 80%即为 28kV，时间为 60s。并联电容器交接试验耐压值为出厂试验电压 42kV 的 75%即为 31.5kV，时间为 10s。放电线圈交接试验耐压值为出厂试验电压 42kV 的 80%即为 33kV，时间为 60s。串联电抗器、并联电容器、放电线圈耐压试验完成后试验人员穿戴绝缘手套进行充分放电。待放电结束后方可进行更换接线。

5.6.2 串联电抗器

用电桥法测量：

应用电桥平衡的原理来测量绕组直流电阻的方法称为电桥法，选择合适的电桥测量设备的直流电阻，要求其阻值差小于 2%。常用的直流电桥有单臂电桥及双臂电桥，单臂电桥常用来测量 1 Ω 以上的电阻。双臂电桥适宜测量准确度较高的小电阻。

直流电阻测试必须在各个分接头的所有位置进行，各相测得值的相互差值应小于平均值的 2%，线间测得的差值应小于平均值的 1%。直流电阻测量值换算到同温度下与厂家值比较，变化应不大于 2%。

5.6.3 并联电容器

应用电容量测试对电容进行测量，具体方法：将福禄克 17B+型号万用表调至电容测试档位，将两表笔分别接至电容器两桩头，测量电容值，待读数稳定后记录电容值。

5.6.4 放电线圈

变比、直阻、励磁特性及极性测量

1、试验方法

1) 测量放电线圈一、二次绕组的绝缘电阻：用 2500V 摇表测量绝缘电阻；用 2500V 摇表测量二次绕组之间及对地的绝缘电阻。

2) 放电线圈的极性检查：用互感器综合测试仪测试测试放电线圈的极性。

3) 放电线圈绕组直流电阻测量：用直流电阻测试仪，按仪器要求进行接线和操作，分别测量初级绕组和二次绕组的直流电阻值，记录试验环境温度以便进行换算比较。

4) 放电线圈的变比检查：按试验仪器厂家使用说明书进行接线和操作，用测试仪测量放电线圈的电压比，与变比计算值进行比较。

5) 放电线圈的励磁特性试验：用互感器综合测试仪进行测量，将放电线圈一次绕组恢复至运行状态，即为 A 端悬空，N 端端悬空，从二次绕组的保护级绕组接线进行试验，试验结果应与厂家出厂资料对比。

5.7 10kV 电流互感器试验

5.7.1 试验作业方法

(1) 试验前将每个电流互感器表面擦拭干净；

(2) 测量电流互感器的绝缘电阻：用 2500V 摇表测量一次绕组对二次及地的绝缘电阻；用 2500V 摇表分别测量二次绕组间及地的绝缘电阻；绝缘电阻值不宜低于 1000MΩ。

(3) 电流互感器的极性检查：用试验线将蓄电池和电流互感器的一次绕组连接，用指针万用表（挡位放在最小电流挡上）的表笔分别接在被测的二次绕组端子上。将蓄电池的“+”极线碰接到一次绕组的“L1”，同时观察指针万用表的指针是否先向正方向后回复到“0”摆动。然后拉开蓄电池的“+”试验线，同时观察指针万用表的指针是否先向负方向后回复到“0”摆动。

(4) 电流互感器一、二次绕组直流电阻测量。

(5) 测量保护组 CT 的励磁特性曲线：试验时电压从零递升上去，以电流为基准，读取电压值，直至额定电流；保护组应进行此项试验。

(6) 变比检查: 在一次绕组通入电流, 二次绕组接电流表, 读取一、二次绕组电流值。

5.8 10kV 电压互感器试验

5.8.1 试验作业方法

(1) 试验前检查

- 1) 电压互感器安装固定牢固, 外观检查无异常, 标识清楚正确。
- 2) 二次接线和设备接地完成, 高压一次回路断开, 临近设备做好接地防止感应触电。
- 3) 现场环境满足试验进行, 试验场所不得有显著的交直流外来电磁场干扰。
- 4) 所有使用的测量仪表均经检验合格, 并在检定周期内。

(2) 试验方法

1) 测量电压互感器一、二次绕组的绝缘电阻: 用 2500V 摇表测量绝缘电阻; 用 2500V 摇表测量二次绕组之间及对地的绝缘电阻。

2) 电压互感器 (中间电压端子已引出) 的极性检查: 用试验线将蓄电池和电压互感器中间变压器的一次绕组连接, 用指针万用表 (挡位放在最小电流挡上) 的表笔分别接在被测的二次绕组端子上。将蓄电池的 “+” 极线碰接到一次绕组的 “L1”, 同时观察指针万用表的指针是否先向正方向摆动后回复到 0”。然后拉开蓄电池的 “+” 试验线, 同时观察指针万用表的指针是否先向负方向摆动后回复到 0”。

3) 电压互感器绕组直流电阻测量: 用直流电阻测试仪, 按仪器要求进行接线和操作, 分别测量初级绕组和二次绕组的直流电阻值, 记录试验环境温度以便进行换算比较。

4) 电压互感器的变比检查: 按试验仪器厂家使用说明书进行接线和操作, 用测试仪测量电压互感器的电压比, 与变比计算值进行比较。

5) 电压互感器的励磁特性试验: 用互感器综合测试仪进行测量, 将电压互感器一次绕组恢复至运行状态, 即为 A 端悬空, N 端可靠接地, 从二次绕组的保护级绕组接线进行试验, 试验结果应与厂家出厂资料对比。

5.9 10kV 真空断路器试验

5.9.1 试验作业方法

(1) 测量分、合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻: 用 500V 摇表分别测量分闸线圈和合闸线圈对地的绝缘电阻, 用万用表分别测量分闸线圈和合闸线圈的直流电阻。

(2) 断路器操作机构试验:

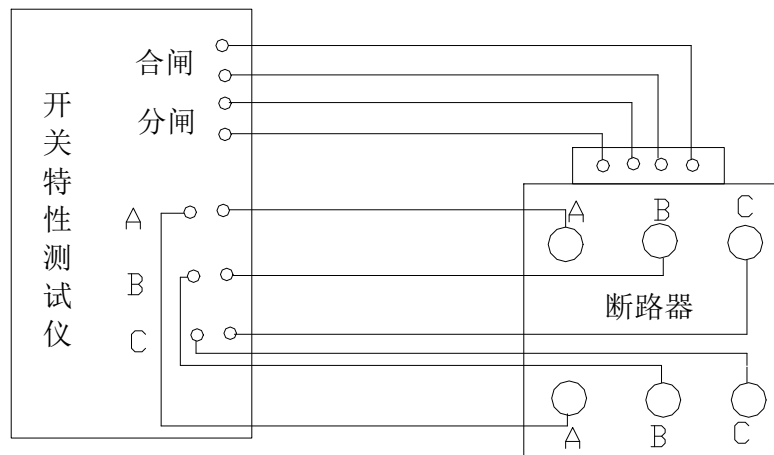
1) 储能电机检查: 用 500V 摇表测量电机的绝缘电阻; 加入电机额定的电压, 检查电机运转是否正常和储能机构工作是否正常。

2) 检查分、合闸线圈的最低动作电压值。

3、测量断路器导电回路对地的绝缘电阻: 断路器在合闸状态, 分别测量每相导电回路对地的绝缘电阻。

4、测量每相导电回路的直流电阻: 用大电流回路电阻测试仪分别测量每相导电回路的直流电阻。

(3) 断路器的特性试验: 用高压开关特性测试仪分别测量断路器的分、合闸时间及速度、同期性、低电压动作等。



断路器特性测试进行示意图

5.10 10kV 避雷器试验

5.10.1 准备措施

将避雷器上端引线拆除, 下端可靠接地, 用警示带将试验现场打围, 将作业之外的人员清至围栏外;

5.10.2 试验方法

摇绝缘: 将绝缘电阻表的 L 端接至避雷器上端, N 端接至避雷器下端, 用 2500V 档位进行绝缘试验, 分别读取 15 秒与 60 秒的读数, 并记录。绝缘试验完成后, 用放电棒对避雷器进行充分放电;

直流耐压：将直流高压发生器的上端引线接至避雷器的上端，检查避雷器下端是否可靠接地，检查完毕后将人员清至围栏外，并大声吆喝“直流耐压试验即将开始”，经确认所有人员都在安全区域内方可进行试验，升压过程应缓慢且匀速，当泄流电流达到1mA时，停止升压，按下计时器，及时60s读取此时的试验电压，即为1mA泄流电流下的参考电压，再按下控制器面板上的0.75倍参考电压按钮，读取此时的泄流电流，并记录。

耐压完成后，开始缓慢匀速降压，直至电压降为零，用放电棒对避雷器充分放电。方可拆除试验接线。

检查放电计数器动作情况用放电计数器动作仪进行，并将所有的放电计数器归至0档位。

5.11 高压开关柜及母线试验

5.11.1 绝缘电阻测试

使用检定合格的绝缘电阻表进行测试。测试前应将开关柜与其他附属设备的连接全部打开。绝缘电阻值参照制造厂规定，在耐压前后分别进行电阻测量。10kV母线绝缘电阻值不低于2500MΩ。

5.11.2 交流耐压试验

开关柜及母线耐压只对相间及地进行，耐压值升至28kV持续1min，开关柜耐压试验时，如回路中带有其它设备，则其耐压值按较低的绝缘水平。

5.12 电力电缆线路试验

5.12.1 电力电缆线路的试验

(1) 对电缆的主绝缘做耐压试验或测量绝缘电阻时，应分别在每一相上进行。对一相进行试验或测量时，其他两相导体、金属屏蔽或金属套需临时接地；

(2) 对额定电压为0.6/1KV的电缆线路应用2500V兆欧表测量导体对地绝缘电阻代替耐压试验，试验时间1min。

5.12.2 测量各电缆导体对地或对金属屏蔽层间和各导体间的绝缘电阻，应符合下列规定：

- (1) 耐压试验前后，绝缘电阻测量应无明显变化；
- (2) 电缆外护套、内衬层的绝缘电阻不应低于0.5MΩ/km；
- (3) 测量绝缘用兆欧表的额定电压，宜采用如下等级：

1) 0.6/1kV 电缆用 1000V 兆欧表；

2) 10kV 电缆用 2500V 兆欧表；

5.12.3 交流耐压试验，应符合下列规定：

(1) 橡塑电缆优先采用 20~300Hz 交流耐压，耐压试验电压和时间试验见表 5.12.3。

表 5.12.3 橡塑电缆 20~300Hz 交流耐压试验电压和时间

额定电压 U_0/U (kV)	试验电压	时间 (min)
18/30 及以下	$2U_0$	5

(2) 不具备上述试验条件或有特殊规定时，可采用施加正常系统对地电压 24h 方法代替交流耐压。

5.13. 线路保护装置调试

5.13.1 外部检查

本部分在不通电的情况下对保护装置外部进行检查，主要包含以下项目：

(1) 确认装置：记录本次调试的继电保护装置的屏号，型号，确认与本次调试任务相符。

(2) 检查外观：对保护屏体和保护装置的外观进行检查，主要观察有无破损，有无污损。

(3) 检查接点及接线：对装置上的接点和二次接线进行检查，重点检查有无错接，漏接和虚接。

(4) 绝缘检查：用兆欧表摇测交流电流、电压回路对地绝缘电阻；直流回路对地绝缘电阻；交直流回路之间绝缘电阻；保护接点之间及对地绝缘电阻。如果不带二次回路，各绝缘电阻应大于 10 MΩ，如果带二次回路，各绝缘电阻应大于 1 MΩ。

(5) 耐压检查：用摇表施加工频 1000V 电压，历时 1 分钟，观察耐压情况。

5.13.2 通电检查

检查装置电源情况后，给装置通电，进行以下检查项目：

(1) 查验版本：记录调试装置的软件版本号以及校验码，应与厂家提供的软件版本和校验码一致。

(2) 检查显示屏：检查液晶显示屏显示是否正常，有无花屏黑屏等现象。

(3) 检查键盘：各个键盘按键应灵活可控，各按键功能应与装置说明书一致。

(4) 检查菜单：各菜单目录结构应与装置说明书一致，同时对菜单功能进行熟悉。

5.13.3 模拟量通道检查

本部分对继电保护装置各个交流输入通道进行检查和校正，确保各个通道测量正常。

(1) 零漂检查：将各交流回路开路，且不连接测试仪器的情况下，记录各个模拟量通道的数值，并且与装置的额定电流 I_n ，额定电压 U_n 进行对比，一般要求电流量零漂数值不大于 $1\%I_n$ ，电压量零漂数值不大于 $5\%U_n$ 。装置说明书对零漂数值有特定要求的参照说明书进行检查

(2) 模拟量校正：继电保护装置的模拟量通道一般测量准确无误，如果通道测量出现偏差，将会对保护功能产生影响，因此对模拟量通道进行检查和校正非常必要。可以通过继电保护测试仪作为标准电源输出，进行通道校正，校正精度可以参照装置说明书的具体调试要求，而且必须包含幅值和相角两个方面。

5.13.4 开关量通道检查

开关量通道检查包括开入量检查和开出量传动两个方面。

(1) 开入量检查：在开入量的对应端子上模拟开入信号的通断（可以使用直接短接和按钮开关的方式进行），然后在保护装置的开入量观测菜单里面查询相应的开入量是否动作，相应的指示灯是否点亮。

(2) 开出量传动：在保护装置的开出传动菜单里对各个开出量依次进行传动，同时各个出口测量是否有输出（可以使用万用表欧姆档测量通断），相应指示灯是否点亮，并且信号接点的类型（瞬动或者保持）是否满足要求。

5.13.5 保护逻辑功能实验

试验前整定压板定值中的内部压板控制字“闭锁重合压板”软压板置 0。

试验时必须接入零序电流，在做反方向故障时，应保证所加故障电流 $ZD1 I < U/Z$ ， U 为额定电压， $ZD1 Z$ 为阻抗 I 段定值。

为确保故障选相及测距的有效性，试验时请确保试验仪在收到保护跳闸命令 20ms 后再切除故障电流。

(1) 纵联差动保护

1) 将 NR1213 插件上两个通道单模光纤的接收“Rx”和发送“Tx”用尾纤短接，构成自发自收方式，将“纵联差动保护”、“通道 1 通信内时钟”和“通道 2 通信内时钟”

控制字均置 1，“两侧 差动方式”压板退出，“本侧识别码”、“通道 1 对侧识别码”和“通道 2 对侧识别码”整定为相同，通道异常灯不亮。下列校验实验中 I_{cdqd} 为“差动动作电流定值”。模拟对称或不对称故障（所加入的故障电流必须保证装置能启动），使故障电流为： $I = m \cdot 0.34 \cdot (I_{cdqd})$ ； $m = 0.95$ 时差动保护不动作； $m = 1.05$ 时差动保护 I 段能动作，动作时间在 40ms 左右，当 $m = 2$ 时，动作时间在 20ms 左右。

(2) 距离保护

1) 投距离保护软、硬压板，保护定值中“投 I 段接地距离”置 1、“投 I 段相间距离”置 1。

2) 加正常运行状态电压和电流，等保护 PT 断线报警灯灭，重合闸充电灯亮。

3) 加故障电流 $I = I_n$ ，故障电压 $U_{\phi\phi} = (U_{\phi\phi} \text{ 为故障相相间电压，} I_{ZDZ} \text{ 为相间距离 I 段定值})$ ，模拟正方向瞬时性相间短路故障， $m = 0.95$ 时距离 I 段动作，装置面板上相应灯亮，液晶上显示“距离 I 段动作”，动作时间为 10~30ms，动作相为“ABC”； $m = 1.05$ 时距离 I 段不动作；在 $m = 0.8$ 时测距离 I 段的动作时间。

4) 加故障电流 $I = I_n$ ，故障电压 $U_{\phi} = (U_{\phi} \text{ 为故障相电压，} K \text{ 为零序补偿系数，} I_{ZDZ} \text{ 为接地距离 I 段定值})$ ，模拟正方向瞬时性单相接地故障（非故障相电流为 0）， $m = 0.95$ 时距离 I 段动作，装置面板上相应灯亮，液晶上显示“距离 I 段动作”，动作时间为 10~30ms； $m = 1.05$ 时距离 I 段不动作；在 $m = 0.8$ 时测距离 I 段动作时间。

5) 同 1~4 条分别校验 II、III 段距离保护，注意加故障量的时间应大于保护定值时间。

6) 加故障电流 $4I_n$ ，故障电压 0V，分别模拟单相接地、两相和三相反方向故障，距离保护不动作。

(3) 零序保护

1) 投零序保护 I 段软、硬压板，保护定值中“投零序 I 段方向”控制字置 1。

2) 加正常运行状态电压和电流，等保护 PT 断线报警灯灭，重合闸充电灯亮。

3) 加故障电压 30V，故障电流 $m \cdot I_{01ZD}$ （ I_{01ZD} 为零序过流 I 段定值），模拟单相正方向故障（非故障相电流为 0），故障时间大于零序过流 I 段整定时间。 $m = 1.05$ 时，保护动作，装置面板上相应灯亮，液晶上显示“零序过流 I 段”； $m = 0.95$ 时，零序过流

保护 I 段不动作；在 $m=1.2$ 时测零序过流保护 I 段动作时间。

4) 加故障电压 30V, 故障电流 $1.2 \cdot I_{01ZD}$, 模拟单相反方向故障, 零序过流保护 I 段不动。

5) 同 1~3 条校验零序过流 II~IV 段保护, 注意加故障量时间应大于保护定值整定时间。

(4) PT 断线相过流保护

1) 投距离保护软、硬压板, 投入距离 I 段、距离 II 段、距离 III 段任一控制字, 且使装置报“PT 断线”告警。

2) 加故障电流 $ptdx1 = m \cdot I_{\phi}$

(其中 $ptdx1 I$ 为 PT 断线过流 I 段定值), 故障时间大于“PT 断线过流 I 段时间”定值。 $m=1.05$ 时 PT 断线过流 I 段动作, $m=0.95$ 时 PT 断线过流 I 段不动作, $m=1.2$ 时测试 PT 断线过流 I 段的动作时间。

3) 同 1~2 条校验 PT 断线过流 II 段保护, 注意加故障量时间应大于保护定值整定时间。

(5) 光纤通道联调

将保护使用的光纤通道连接可靠, 通道调试好后装置上“通道异常灯”应不亮, 没有“通道异常”告警, TDGJ 接点不动作。

1) 对侧电流及差流检查

将三侧保护装置的“CT 变比系数”定值整定为 1, 在某一侧加入三相对称的电流, 大小为 I_n , 在另外两侧“模拟量”→“保护测量”菜单中查看对应通道对侧的三相电流及差动电流应该为 I_n 。若三侧保护装置“CT 变比系数”定值整定不全为 1, 相应的三相电流和差动电流还要进行相应折算。假设 M 侧保护的“CT 变比系数”定值整定为 k_m , 二次额定电流为 I_{Nm} , N 侧保护的“CT 变比系数”定值整定为 k_n , 二次额定电流为 I_{Nn} , 在 M 侧加电流 I_m , N 侧显示的对侧电流为 $I_m \cdot k_m \cdot I_{Nn} / (I_{Nm} \cdot k_n)$, 若在 N 侧加电流 I_n , 则 M 侧显示的对侧电流为 $I_n \cdot k_n \cdot I_{Nm} / (I_{Nn} \cdot k_m)$ 。若两侧同时加电流, 必须保证三侧电流相位的参考点一致。

2) 三侧装置纵联差动保护功能联调

模拟线路空冲时故障或空载时发生故障: N、L 侧开关在分闸位置 (注意保护开入量显示有跳闸位置开入, 且将相关差动保护压板投入), M 侧开关在合闸位置, 在 M 侧模拟各种故障, 故障电流大于差动保护定值, M 侧差动保护动作, N、L 侧不动作。

模拟弱馈功能：N、L 侧开关在合闸位置，主保护压板投入，加正常的三相电压 34V（小于 65% U_n 但是大于 PT 断线的告警电压 33V），装置没有“PT 断线”告警信号，M 侧开关在合 闸位置，在 M 侧模拟各种故障，故障电流大于差动保护定值，M、N 侧差动保护均动作跳 闸。

远方跳闸功能：使 M、L 侧开关在合闸位置，“远跳经本侧控制”控制字置 0，在 N 侧使保护 装置有远跳开入，M、L 侧保护能远方跳闸。在 M、L 侧将“远跳经本侧控制”控制字置 1， 在 N 侧使保护装置有远跳开入的同时，在 M、L 侧使装置启动，M、L 侧保护能远方跳闸。

（6） 通道调试说明

（a） 通道良好的判断方法：

1) 保护装置没有“通道异常”告警，装置面板上“通道异常灯”不亮，TDGJ 接点不闭合。

2) “装置状态”→“纵联通道状态”中有关通道状态统计的计数应恒定不变化（长时间可能会有小 的增加，以每天增加不超过 10 个为宜）。

必须满足以上两个条件才能判定保护装置所使用的光纤通道通信良好，可以将差动保护投入运 行。

（b） 通道调试前的准备工作

1) 通道调试前首先要检查光纤头是否清洁？光纤连接时，一定要注意检查 FC 连接头上的凸 台和砧琅盘上的缺口对齐，然后旋紧 FC 接头。当连接不可靠或光纤头不清洁时，仍能 收到对侧数据，但收信裕度大大降低，当系统扰动或操作时，会导致纵联通道异常，故必 须严格校验光纤连接的可靠性。

2) 若保护使用的通道中有通道接口设备，应保证通道接口装置良好接地，接口装置至通讯设 备间的连接线选用应符合厂家要求，其屏蔽层两端应可靠接地，通讯机房的接地网应与保 护设备的接地网物理上完全分开。

（c） 专用光纤通道的调试步骤：

1) 用光功率计和尾纤，检查保护装置的发光功率是否和通道插件上的标称值一致，常规插件 波长为 1310nm 的发信功率在-14dBm 左右，超长距离用插件波长为 1550nm 的发信功率 在-11dBm 左右。

2) 用光功率计检查由对侧来的光纤收信功率，校验收信裕度，常规插件波长为

1310nm的接收灵敏度为-40dBm；应保证收信功率裕度（功率裕度=收信功率-接收灵敏度）在 8dB 以上，最好要有 10dB。若对侧接收光功率不满足接收灵敏度要求时，应检查光纤的衰耗是否与实际线路长度相符（尾纤的衰耗一般很小，应在 2dB 以内，光缆平均衰耗：1310nm 为 0.35dB/km；1550nm 为 0.2dB/km）。

3) 分别用尾纤将两侧保护装置的光收、发自环，将相关通道的“通信内时钟”控制字置 1，“本侧识别码”和“对侧识别码”整定为相等，经一段时间的观察，保护装置不能有“纵联通道异常”告警信号，同时通道状态中的各个状态计数器均维持不变。

4) 恢复正常运行时的定值，将通道恢复到正常运行时的连接，投入差动压板，保护装置纵联通道异常灯应不亮，无纵联通道异常信号，通道状态中的各个状态计数器维持不变。

(d) 复用通道的调试步骤：

1) 检查两侧保护装置的发光功率和接收功率，校验收信裕度，方法同专用光纤。

2) 分别用尾纤将两侧保护装置的光收、发自环，将“通信内时钟”控制字置 1，“本侧识别码”和“对侧识别码”整定为相等，经一段时间的观察，保护装置不能有纵联通道异常告警信号，同时通道状态中的各个状态计数器均维持不变。

3) 两侧正常连接保护装置和 MUX 之间的光缆，检查 MUX 装置的光发送功率、光接收功率（MUX 的光发送功率一般为-13.0dBm，接收灵敏度为-30.0dBm）。MUX 的收信光功率应在-20dBm 以上，保护装置的收信功率应在-15dBm 以上。站内光缆的衰耗应不超过 1~2dB。

4) 两侧在接口设备的电接口处自环，将“通信内时钟”控制字置 1，“本侧识别码”和“对侧识别码”整定为相等，经一段时间的观察，保护不能报纵联通道异常告警信号，同时通道状态中的各个状态计数器均不能增加。

5) 利用误码仪测试复用通道的传输质量，要求误码率越低越好（要求短时间误码率至少在 $1.0E-6$ 以上）。同时不能有 NO SIGNAL、AIS、PATTERN LOS 等其它告警。通道测试时间要求至少超过 24 小时。

6) 如果现场没有误码仪，可分别在两侧远程自环测试通道。方法如下：将“通信内时钟”控制字置 1，“本侧识别码”和“对侧识别码”整定为相等，在对端的电口自环。经一段时间测试（至少超过 24 小时），保护不能报纵联通道异常告警信号，同时通道状态中的各个状态计数器

维持不变（长时间后，可能会有小的增加），完成后再到对侧重复测试一次。

7) 恢复两侧接口装置电口的正常连接，将通道恢复到正常运行时的连接。将定值恢复到正常运行时的状态。

8) 投入差动压板，保护装置纵联通道异常灯不亮，无纵联通道异常信号。通道状态中的各个状态计数器维持不变（长时间后，可能会有小的增加）。

(e) 通道状态和告警信息

1) 通道状态信息

“本侧主机方式”：本侧的主从机状态。

“对侧识别码”：接收到的对侧识别码，如果没有收到数据，则显示“-----”。

“通道延时”：光纤通道的路由延时（单位：微秒），纵联通道异常时显示“-----”。

“误帧总数”：接收到错误帧（通不过 CRC 校验）时累加。

“报文异常数”：由于通道的异常原因引起的帧接收错误时累加。

“丢帧总数”：约定时间内接收不到帧时累加。

“对侧异常数”：对侧装置接收不到正确的帧时累加。

“严重误帧秒”：通道在连续 1s 内超过 7 帧报文通不过 CRC 校验报警或丢帧，1s 累加一次。

“失步次数”：收到有效数据，但两侧不同步时累加。

2) 通道告警信息

“纵联通道无有效帧”：通道接收不到正确的数据延时 100ms，展宽 1s 返回。

“纵联通道严重误码”：通道在连续 1s 内有 13 帧报文通不过 CRC 校验报警。

“纵联通道识别码错”：接收到的对侧识别码和本侧装置的定值“对侧识别码”不一致，延时 100ms，展宽 1s 报“识别码错”。

“差动退出”：保护装置启动后出现通道异常报差动退出，通道异常恢复后报警返回。

“长期有差流”：差动电流大于差动启动值延时 10s 报警，展宽 10s 返回。

纵联通道异常=无有效帧+识别码接收错。通道异常时，装置面板上纵联通道异常灯亮，TDGJ 接点动作。

注意：上述异常仅在“纵联差动保护”控制字=1

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要
下载或阅读全文，请访问：

<https://d.book118.com/888020036043006115>