

工程调试简述

三峡输变电工程是长江三峡工程的三大组成部分之一，是获得长江三峡工程投资效益、实现长江中上游水力资源滚动开发的重要渠道。三峡输变电工程是当今我国输电容量最大的输变电工程，也是世界上最大的输变电工程之一，是我国输电工程建设史上的一个重要里程碑。截至2007年4月底，已经建成并投入运行的高压直流输电工程有三峡—常州 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程（简称三常工程）、三峡—广州 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程（简称三广工程）、三峡—上海 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程（简称三沪工程）和西北—华中联网灵宝直流背靠背工程（简称灵宝背靠背工程）；已累计投产交流输变电25个单项工程，变电总容量1675万kVA，交流线路39个单项，线路总长度4964km；目前在建交流输电线路1526km。已经建成并投入运行交流输变电工程主要有万县—三峡—龙泉，三峡（左二）—江陵、荆门—江陵、江陵—宜都、三峡（右一）—江陵、三峡（右二）—宜都输变电工程。

输变电工程建设的最后一个环节就是工程调试。输变电工程调试是为了验证工程设备的功能和性能是否满足合同技术规范的要求，验证工程所涉及的指标允许值是否超过国家及电力行业的规定。

直流输电工程调试工作共分为四个阶段：设备预调试、分系统调试、站系统调试和端对端系统调试。在这四个阶段中，设备预调试是分系统调试的基础，分系统调试是站系统调试的基础，站系统调试是系统调试的基础。工程的系统调试工作既检验前三项工作的效果，也是系统投运前最后一次把关试验。因此，工程调试的各个环节相互衔接，丝丝相扣，层层把关，目的是力求在系统投运前通过调试对设备和整个工程进行全面检验，

消除所有不安全因素，保证工程安全可靠地投入运行。设备调试和分系统调试由施工单位和设备承包商完成；站系统调试由湖北电力试验研究院和华东电力试验研究院共同完成；端对端系统调试由中国电力科学研究院完成。

交流输变电工程调试工作共分为两个阶段：设备交接试验和系统调试。在这两个阶段中，设备交接试验是系统调试的基础，工程的系统调试工作既检验设备交接试验工作的效果，也是系统投运前最后一次把关试验。设备交接试验由施工单位、设备生产厂家和湖北电力试验研究院共同完成。先后负责三峡 500kV 交流输变电工程系统调试的单位有中国电力科学研究院、湖北省电力试验研究院、江西省电力试验研究院、湖南省电力试验研究院、华中电力集团技术中心、四川省电力试验调试所。

第一节 直流输电工程调试概述

一、三常工程

三常工程是三峡输变电工程的重要组成部分，是三峡电站送电华东的 I 回直流输电工程，是三峡电力外送的标志性工程。

三常工程单极额定输送功率 1500MW，双极额定输送功率 3000MW；额定直流电压为 $\pm 500\text{kV}$ ，最高运行电压 515kV；直流额定电流 3000A。该工程西起三峡电站附近的湖北宜昌龙泉换流站，途经湖北、安徽、江苏三省，东至江苏常州的政平换流站，直流输电线路全长 860km。

三常工程龙泉换流站于 2000 年 7 月 27 日开工建设，政平换流站于 2000 年 8 月 15 日开工建设；三常工程龙泉换流站于 2002 年 7 月 30 日站用电带电试运行；三常工程政平换流站于 2002 年 9 月 15 日站用电带电试运行，并开始站系统调试；龙泉、政平换流站于 2002 年 7 月 30 日站用电

带电试运行，9月30日开始站系统调试。端对端系统调试于2002年11月22日正式开始，按计划完成了所有系统调试试验项目（共计266项），工程于2003年5月双极投入试运行。

二、三广工程

三广工程是继三常工程之后，国内又一个输送容量最大的直流输电工程，也是三峡电力外送的第二个直流输电工程。该工程具有建设规模大、参建单位多、系统复杂、技术含量高、工期特别紧迫、设备国产化程度高等特点。

三广工程由送端和受端换流站工程、接地极及其引线工程、直流输电线路工程、二次系统及通信工程四部分组成。该工程直流单极额定输送功率1500MW，双极额定输送功率3000MW；额定直流电压 $\pm 500\text{kV}$ ；额定直流电流3000A，最小直流电流不大于300A。该工程西起三峡电站附近的江陵换流站，途经湖南和广东两省，南至鹅城换流站，直流输电线路全长940km。

三广工程鹅城换流站于2001年10月1日开工建设，江陵换流站于2001年10月8日开工建设；江陵换流站于2003年11月4日开始进行站系统调试，2003年11月15日鹅城换流站进行站系统调试；2003年12月2日三广工程开始进行端对端系统调试，到2004年4月3日调试结束，按计划完成了所有系统调试试验项目（共计268项），于2004年5月双极投入试运行。

三、三沪工程

三沪工程是我国继葛洲坝—上海南桥 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电工程（简称葛南工程）、三常、三广工程之后的又一项超高压、大容量直流输电工程项目。该项目与三常和葛南工程一起，将构成三峡电站东送华东地区的强大

输电通道。

三沪工程单极额定输送功率为 1500MW，双极额定输送功率 3000MW；额定直流电压 $\pm 500\text{kV}$ ；额定直流电流 3000A。该工程西起三峡电站附近的湖北宜昌宜都换流站，途经湖北、安徽、江苏、浙江、上海五省市，东至上海郊区的华新换流站，直流输电线路全长 1048.645km。

三沪工程宜都换流站 2004 年 12 月 28 日开工建设，华新换流站于 2005 年 1 月 12 日开工建设；2006 年 4 月宜都换流站和华新换流站开始进行分系统调试，2006 年 8 月完成；宜都换流站和华新换流站于 2006 年 9 月 4 日开始进行站系统调试，9 月 20 日站系统调试结束；端对端系统调试于 2006 年 9 月 21 日正式开始，按计划完成了所有系统调试试验项目共计 238 项，于 2006 年 11 月 11 日双极投入试运行。

四、灵宝背靠背工程

灵宝背靠背工程是“十五”末期实现全国联网战略目标的一个重要工程，是我国第一个背靠背直流工程，同时又是直流设备国产化试验示范工程。

灵宝背靠背工程的组织建设、系统设计、设备成套设计、工程设计、设备制造采购、工程施工和调试全部立足于国内，全面实现了国产化的要求。

灵宝背靠背工程额定容量为 360MW，额定直流电压 120kV，额定直流电流 3000A，并建设了相应的交直流设施。灵宝换流站接入系统方式为将秦岭电厂至陕西五塬 330kV 线路断开，经陕西省罗敷变电站接入灵宝换流站 330kV 侧，灵宝换流站至 220kV 河南省紫东变电站以一回 220kV 大截面导线相连，实现西北电网与华中电网的背靠背互联。

灵宝换流站 2003 年 2 月 18 日开工建设，2004 年 7 月开始进行分系统调试，2004 年 12 月 18 日完成；灵宝换流站于 2004 年 12 月 23 日开始交流场带电试验，12 月底完成；2005 年 4 月 7 日开始站系统调试，4

月 10 日结束；该工程系统调试于 2005 年 4 月 11 日正式开始，按计划完成了所有系统调试试验项目（共计 132 项），于 2005 年 6 月 16 日投入试运行。

第二节 交流输变电工程调试概述

三峡输变电工程建设自 1997 年 3 月以长寿—万县（I 回）输变电工程的开工为标志，拉开了建设序幕。截至 2006 年 4 月底，累计投产交流线路 39 个单项，线路总长度 4964km，交流变电 25 个单项工程，变电总容量 1675 万 kVA，在建输电线路交流线路 1526km，主要调试投产的 500kV 交流输变电工程如下：

1998 年长寿—万县输变电工程调试投产，由于万县站当时为开关站，而非变电站，所以 1998 年长寿—万县输变电工程降压至 220kV 运行。到 2001 年，万县站改建成变电站，长寿—万县输变电工程升压为 500kV 运行。

2000 年 10 月 500kV 凤凰山—南昌输变电工程调试投产，该工程投运实现了湖北、江西省网通过 500kV 系统互联。

2001 年 11 月 500kV 玉贤—孝感输变电工程调试投产，此时孝感 500kV 变电站为新建，与湖北 220kV 电网互联。

2002 年 4 月 500kV 荆门—孝感输变电工程、500kV 荆门—双河输变电工程调试投产，该工程投运实现了在华中 500kV 电网中形成斗笠、孝感、双河、玉贤四点小环网。

2002 年 4 月 500kV 双河—荆门—南阳输变电工程调试投产，该工程投运实现了湖北、河南省网通过 500kV 系统互联。

2002 年 5 月 500kV 川电东送临时输变电工程调试投产，该工程投运首次实现了川渝电网与湖北电网互联，为四川二滩电厂电力外送提供通路，实现了远距离西电东送。

2002年10月500kV荆门—龙泉输变电工程调试投产，该工程投运为三常工程站系统试验和端对端系统调试提供试验电源。

2003年6月500kV万县—三峡—龙泉输变电工程调试投产，该工程投产实现川渝电网与湖北电网互联，并通过三常工程实现了继葛洲坝—上海南桥 ± 500 kV直流输电工程（简称葛南工程）之后，华中电网与华东电网Ⅱ回直流线路互联，加强了华中电网与华东电网联系，为三峡电力外送华东电网提供了条件。

2003年10月500kV荆门—江陵输变电工程调试投产，该工程投运为三广工程站系统试验和端对端系统试验提供电源，为三广工程进行系统试验、按期投运提供了条件，并为三峡左岸机组电力外送预先准备了又一交流通路。

2004年4月500kV三峡（左二）—江陵输变电工程调试投产，该工程投产增加了三峡电力外送的交流通路，并通过江陵—鹅城 ± 500 kV直流输电工程实现国家电网与南方电网互联，为三峡电力外送广东提供了条件。

2004年6月500kV南昌—磁湖—凤凰山输变电工程调试投产，该工程新建磁湖变电站，原凤凰山—南昌线 π 进磁湖变电站，增加凤凰山至磁湖变电站Ⅱ回线路，加强了三峡电力外送能力。

2003年12月500kV江陵—复兴输变电工程调试投产，该工程投产实现了湖北电网与湖南电网通过Ⅱ回500kV线路互联，加强了湖北电网与湖南电网的联络，提高了系统运行的可靠性和安全性。

2004年7月500kV万县—龙泉—斗笠输变电工程调试投产，该工程投运后，改变了川渝电网与湖北电网的联系结构，从川渝电网单一与三峡开关站相联，变化为川渝电网与三峡开关站相联和川渝电网与龙泉换流站相联，并同时新建龙泉—斗笠Ⅲ回线。川渝电网与龙泉换流站直接相联的效果是当川渝电力需要外送时，可缓解三峡—龙泉线和三峡—江陵线外送压力。

2005年1月500kV江陵—兴隆输变电工程调试投产，当时兴隆变电站为新建，其意义在于为500kV电网的进一步发展提供条件。

2006年2月500kV江陵—兴隆Ⅱ回线路投产。

此外，新建华中樊城变电站、原斗笠—白河线 π 进樊城变电站、新增樊城—白河Ⅱ回线、原葛洲坝—凤凰山线 π 进玉贤变电站、龙泉换流站间隔扩建工程、万县—三峡线路改接至龙泉换流站、奉节串补站投入运行、新建咸宁变电站、原凤凰山—梦山线 π 进咸宁变电站、新建凤凰山—咸宁Ⅱ回线、新建兴隆—咸宁Ⅱ回线输变电工程等，都对完善和加强三峡电网具有重要的意义。

第二章

三峡输变电工程调试组织管理

第一节 组织机构的职能

为了做好输变电工程调试工作，工程启动验收委员会成立了工程调试指挥部。调试指挥部管辖两个站的综合协调组和现场调试小组，并将各个试验小组的职能、分工进行了详细阐述，报工程启动验收委员会批准，在工程调试过程中实施，实现调试机构的科学化、规范化和制度化。

工程启动验收委员会的职责是：全面负责工程启动验收的各项准备工作；审批各阶段的调试方案；组织实施工程调试和试运行等初验工作；负责验收资料的整理和归档，审批调试总结报告；形成初验报告报工程业主验收领导小组审批后，上报国务院输变电工程验收分委员会。

两个换流站的系统调试现场协调小组，负责调试期间各单位间的协调和沟通。调试人员分为 12 个小组，各小组的职责如下：

(1) 综合协调组。负责召开每天的调试碰头会，时间为每天下午调试结束前，并形成日报上报调试总指挥；负责检查各单位应急预案、体系和应急准备情况；负责调试期间各消防体系的核查；负责调试期间安全保卫体系的核查；负责协调调试期间现场各单位之间的工作关系，并对调试期间出现的重大事项及时作出处理；在各单位间合理调配人员、机械，保证设备抢修工作的顺利进行；负责制定调试期间现场相关管理规定，并监督执行。

(2) 调试指挥组。负责调试期间的现场指挥工作；接受系统调试指挥部的命令和调试计划，并根据计划提出调试工作申请，根据调试工作需

要对操作组下达操作命令，许可调试工作开工、完工，控制有关调试工作的进程，在电网紧急情况下有权终止试验；负责编写三日滚动调试计划，报调试指挥部审批。

(3) 调试技术组。负责分析调试过程中出现的技术问题，提出解决措施；协同调度指挥组处理调试过程中的事故；牵头召开每天的技术分析会；根据调试工作的进展和存在的问题提出建议，编写调试工作日报，报调试指挥部审批。

(4) 调试测试组。负责调试期间的各项测试工作。在调试过程中，接收现场调试指挥指令，进行各试验项目的测试、试验数据的记录和分析整理工作；根据现场试验测量的数据判断系统或设备的状况，向调试指挥部建议是否暂停有关试验；在系统或设备紧急情况下，立即向现场调试指挥通报，由现场调试指挥发令停止试验。根据调试计划和测试工作的要求提出测试申请，办理工作票。

(5) 运行操作组。严格执行“两票三制”制度，根据调试计划，接受工作申请，并向国调中心和现场调试指挥组提出申请；接受调试指挥组的命令，编写操作票，完成各种试验项目的操作任务，许可现场试验开工，监护现场试验工作，接受完工汇报；在设备或电网紧急状态下，按照事故处理的程序进行各项操作。

(6) 一次和二次抢修组。负责调试过程中设备的维护工作；负责设备的故障排除和事故抢修工作；负责换流站内各项试验和测试的临时接、拆线工作，包括临时接、拆接地线工作；负责进行二次设备抢修；协助一次抢修组处理一次设备问题；组长和副组长保证手机 24h 开机，主要抢修人员也必须能够随时联系；处理完问题后，立即向综合协调组汇报，并做好抢修记录；负责维护抢修工具、试验设备，保证其完好。

(7) 线路组。按调试要求负责调试过程中线路的巡线观察工作和抢修工作；承担在直流线路进行人工短路接地等试验的临时接、拆线及其他工作。

(8) 人工接地试验组。负责人工接地短路试验方案的编写和短路试

验的实施工作，明确满足调试试验的接地点、接地方式，做好人工接地试验的安全工作。

(9) 通信保障组。接受调试指挥部的命令，保证通信系统畅通，开通电话会议系统。

(10) 后勤组。负责参加调试人员的饮食和交通；负责调试工作的宣传报道工作和其他后勤事宜。

(11) 安监组。督促检查调试期间现场工作人员按照《国家电网公司电力安全工作规程》要求开展工作，监督“两票三制”的执行情况；检查各项安全措施、各项事故预案等落实情况，协助进行事故处理和事故抢修。

(12) 安全保卫组。负责具体监督执行系统调试期间现场相关的安全及保卫规定的执行与落实；负责注意带电区域建筑物、设备有无变形并标出警戒线，严禁无关人员进入；负责保护重要的物资、设备，密切注视有可能损失的部分并进行转移；疏散通道，防止通道堵塞，保障车辆畅通，维持正常秩序；负责检查消防器材的配备，施工现场发生火警、火灾事故时，应立即了解起火部位及燃烧的物质，拨打“119”向消防部门报警，同时组织撤离和扑救；在系统带电调试期间，组织各单位人员进行设备巡视，及时发现异常状况，并向综合协调组汇报。

第二节 组织管理的实施

在工程系统调试阶段，参加工程建设的单位最多，工程各个参建单位之间的协作和配合就显得尤为突出，所以下面就以直流工程系统调试现场试验管理来阐述工程现场调试组织管理实施方法。

(1) 换流站（变电站）分工管理。按照工程调试组织机构划分的职能，整流站和逆变站（交流线路两端变电站）调试人员分为综合协调组、调试指挥组、调试技术组、调试测试组、运行操作组、一次和二次抢修

组、线路组、人工接地试验组、通信保障组、后勤组、安监组和安全保卫组 12 个组，每一组指定一位负责人负责本组的日常调试任务，如果遇到组与组之间的合作问题或者组与外单位合作问题，报调试总指挥来协调工作。在线路一端换流站（变电站）人员负责编排三日滚动调试计划，报调试指挥部和国家电力调度通信中心批准，在线路另一端换流站（变电站）人员负责统编每日调试日报，报调试总指挥批准后，发给各参调单位。

（2）调试准备工作。在工程调试验收启动委员会的领导下，工程调试负责单位、工程施工安装单位、工程监理、设备制造商及参与调试的单位，从各方面进行了充分的准备。

1) 编写调试大纲及调试方案。工程调试的准备工作从技术资料的收集与研究开始，总结以前直流工程调试经验，组织技术人员对文献进行了分析，确定调试的项目。参考分析计算报告结果编写了调试方案初稿，提交给工程启动验收委员会，后通过多次会议讨论、修改，充分吸收了国内外专家的智慧，确定了调试方案。在此基础上，国家电力调度通信中心编写了调度调试方案和反事故预案。以上方案正式通过工程启动验收委员会的审查和批准，确保系统调试万无一失。

2) 明确分工，统一指挥。工程调试涉及工程的设计、设备制造、建设安装、调度、运行、试验和监理等十余个单位，相关配合人员更多，加上整个调试工作任务繁重、时间紧，必须设立坚强有力的组织机构，统一调度指挥和安排各项试验工作。工程调试指挥部负责指挥调试启动过程的事事故处理和抢修工作；按三日滚动方式向国家电力调度通信中心提交每日调试计划；批准和签发调试日报。调试指挥部明确各组职责，落实责任，强调各工作组要坚决服从调试指挥部总部的统一指挥，在做好本组工作的同时，要加强互相之间的协同配合工作。调试指挥部建立了例会制度，由两站的调试指挥组和技术组负责召开每天晚上的试验小结和技术分析会，及时总结分析当天试验中发现的问题，尽快落实消缺的责任单位，全面部

署下一工作日的试验工作。

(3) 协调配合工作。在工程调试过程中，各单位从确保工程按期投入运行的大局出发，不计较本单位的利益，在调试指挥部的领导下，明确任务，落实责任，高效、和谐地完成自己在调试工作中的任务。调试单位在每次试验完成后，除了更改有关接线，还及时处理测试数据，汇报调试指挥部，确保调试指挥部始终掌握设备的状况，确保设备的安全。运行和施工单位组成的现场巡视组负责变电站设备和输电线路的巡视，做到随时发现试验中一次和二次设备出现的问题，及时上报调试指挥部。

(4) 规程的严格执行。在工程调试过程中，为了确保调试试验安全，调试过程严格执行“两票三制”和“双签发”制度。所有调试、测试工作均由试验单位填写工作票，由工程施工单位人员担当工作负责人和工作票签发人，调试单位参加，并由运行人员再一次许可签发。

(5) 调试项目的优化组合安排。借鉴以往工程调试的经验，组合本工程实际情况，为解决工期紧迫等问题，在保证到直流工程各个环节均能得到有效验证的前提下，在调试过程中对调试项目进行了科学优化组合，保证了工程按期投运。

(6) 工程调试总结。

1) 工程调试结束后，召开调试工作总结会，总结工程调试成果，讨论调试过程中发现的问题，提出消缺清单，逐一进行落实。

2) 工程业主召开工程调试工作的总结大会，总结调试成果，宣布本阶段调试工作结束，讨论落实工程消缺方案，提出具体措施，限期处理，并确定工程试运行时间和试运行期限。

3) 负责工程调试的单位整理现场调试资料，分析试验结果，编写调试技术报告。

交流输变电工程调试

第一节 电气主设备现场交接试验

一、试验方案的编制及审定工作

交流输变电工程设备交接试验涉及一、二次设备，其中一次设备主要包括变压器、载波装置及噪声滤波器、站用电源变压器、交流高压并联电抗器、交流互感器、交流 SF₆ 断路器、组合开关 GIS、电力电缆等。二次设备包括交流控制保护和计量等设备。

一般而言，交流输变电工程电气主设备现场交接试验的现场试验地点为交流线路两端变电站，被试设备（试验项目）为变电站主变压器、断路器、隔离开关、电压互感器、交流线路工频参数测试、两个变电站接地网测试、隔离开关支柱绝缘子超声波探伤、绝缘子油试验、SF₆ 气体试验以及主变压器油样分析等。

对于 500kV 交流输电工程高压设备的交接试验，一般由网、省电力公司所属电力试验研究所（院）编制交接试验方案，中国电力科学院或网、省电力试验研究所（院）和施工建设单位共同实施，对于特殊交接试验，由中国电力科学研究院或网、省电力试验研究所（院）负责完成。工程业主组织参建单位召开联络会，与设备生产厂商讨论试验项目，将会议讨论内容和结论形成会议纪要。根据联络会议精神，参照设备生产厂家提供的与设备有关的文件和资料及 GB 50150—1991《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的要求，编制设备现场特殊交接试验方案。

在交接试验项目实施前，在现场有多方参加的会议上，进行技术交底和工作分工，并对试验技术方案进行确认，保证了设备试验的安全。

二、完成的试验项目及结果

三峡电力外送 500kV 输变电工程设备特殊交接试验的主要项目有：500kV 主变压器局放试验，500kV GIS 耐压试验，500kV 电压互感器（TV）、电流互感器（TA）角比差试验，500kV 线路参数测量。

以上试验项目试验结果均满足相关交接试验标准。

第二节 输变电工程系统调试

三峡 500kV 输变电工程系统调试涉及国内许多调试试验单位，其中湖北电力试验研究院承担了大部分的三峡外送交流输变电工程的系统调试任务。

交流输变电工程系统调试是交流输变电工程投产前的一项重要工作，在设备交接试验合格的基础上，通过系统调试试验对输变电设备和工程进行全面、系统的检验和考核，以验证设备相关参数与设计值是否满足技术规范的要求，工程是否具备投入运行条件。

按照工程建设计划进度，在工程调试之前，根据 500kV 交流输变电工程建设规划、设计和建设规模，收集与本期工程有关的技术资料，进行有关的系统计算分析，为研究和编制系统调试大纲提供条件。

一、系统调试前计算分析

系统计算分析是编制系统调试大纲的重要技术依据。

首先，准备工程调试的基础潮流计算网络。潮流计算需要依据调试前不同的运行方式、网络结构等实际的电网情况构建潮流计算网络。由于工

程调试时间、气候等不确定性，工程调试计算需要考虑各种典型方式下不同负荷水平的基本潮流，为实际工程调试准备多种可能的网络结构和潮流基础数据是进行计算分析的前提。

其次，进行正常状态下的调试计算分析。在已有的网络基础上，进行输变电工程的调试计算，按事先确定的调试项目，一一对调试过程中的系统状态变化进行具体分析计算，根据计算得出关键点的电压、断口电压差、负荷等的变化情况，提出最佳的开机方式、变压器抽头挡位等具体建议，为调度方式的安排和调试项目的制定提供了计算依据。

另外，对调试中可能发生的意外情况进行预分析计算。在工程调试计算中，通过过电压计算、电网稳定计算分析以及考虑省间、大区域间的功率交换等因素提出防止出现电网安全稳定问题的建议，最大程度地避免了出现因工程调试出现的系统安全事故。

二、调试项目及试验结果分析

（一）调试项目

500kV 输变电工程主要调试项目有：

- （1）500kV 主变压器全压冲击试验（含变压器油试验）；
- （2）500kV 系统解、合环（并列）试验；
- （3）500kV 断路器带线路（单相）分、合、分试验；
- （4）35kV 无功设备投、切试验；
- （5）500kV 线路保护电压、电流二次回路检验；
- （6）500kV 高压电抗器保护电压、电流二次回路检验；
- （7）500kV 母线保护电压、电流二次回路检验；
- （8）500kV 开关保护电压、电流二次回路检验；
- （9）500kV 主变压器保护电压、电流二次回路检验；
- （10）35kV 无功设备保护电压、电流二次回路检验；

- (11) 高压电抗器振动测量；
- (12) 主变压器（高压电抗器）噪声测量；
- (13) 系统谐波测量；
- (14) 过电压测量等。

（二）输变电交流工程系统调试结果分析

由于交流输变电工程系统调试试验项目基本相同，且每一个输变电工程在投入运行之前，一次和二次设备必须满足工程技术规范或有关标准的要求，所以交流工程系统调试结果也是基本相同的。在此以500kV万县—龙泉—斗笠输变电工程和500kV宜都—江陵Ⅰ、Ⅱ回线路接入系统调试试验为例，对三峡交流输变电工程系统调试结果进行分析。

1. 万县—龙泉—斗笠输变电工程系统调试结果分析

500kV万县—龙泉—斗笠输变电工程包括万县变电站间隔扩建工程、龙泉换流站间隔扩建工程、斗笠变电站间隔扩建工程、500kV万县—龙泉—斗笠线路工程。500kV万县—龙泉线是川渝电网与华中电网相连的第二条通道，也是国家电网西电东送的重要组成部分。它的投产对于增加川电东送能力，提高三峡、华中电网、川渝电网联网的安全性具有重要意义。龙泉—斗笠Ⅰ回线的建成投运对扩大和加强华中电网500kV骨干网架，提高华中电网的安全稳定运行具有重要意义，同时也是确保三峡电站电力外送的重大步骤。

2004年7月4日开始系统调试，2004年7月8日，万县—龙泉线投入运行。调试期间，发现斗笠变电站线路CVT缺陷，龙泉—斗笠线调试工作延期至7月24日进行。

万县—龙泉—斗笠输变电工程系统调试结果如下：

(1) 万县—龙泉线、龙泉—斗笠Ⅰ回线核相和电压回路检查。按照系统调试大纲项目，各站分别在万县—龙泉线、龙泉—斗笠Ⅰ回线两侧空

充线路时，对线路所有电压回路的幅值、相序、相位进行了检查，结果正确。对运行线路进行核相，确认线路一次接线正确。在龙泉侧用 5063 断路器对万龙线充电试验中，万县变电站过电压保护动作，跳开龙泉侧 5063 断路器。经检查万县侧万县—龙泉线路 TV 接线不完整，导致保护中性点漂移。将此回路连接完好后进行电压回路检查正确。

(2) 保护检查结果：

1) 龙泉换流站、万县变电站、斗笠变电站万县—龙泉线、龙泉—斗笠 I 回线线路保护电流、电压极性检查正确。

2) 龙泉换流站、万县变电站万县—龙泉线路并联电抗器保护电流、电压极性检查正确。

3) 龙泉 5061、5062、5063 断路器，万县 5032、5033 断路器、斗笠 5021、5023 断路器保护电流、电压极性检查正确。

4) 龙泉换流站、万县变电站、斗笠变电站母差保护极性检查正确。

5) 龙泉换流站、万县变电站、斗笠变电站 TV、TA 变比正确。二次电压、电流回路接线正确。

(3) 同期回路检查结果。龙泉换流站、万县变电站、斗笠变电站各开关同期测量回路接线正确。同期装置带回路及开关操作正确。龙泉换流站在进行同期并列操作时，无论是“自动合闸”或“手动合闸”操作方式，合闸出口不经任何闭锁，不具备防误操作的功能。因此，建议不采用在龙泉换流站进行并列操作的运行方式。

(4) 投切空线试验结果：

1) 在龙泉换流站采用 ABB 公司生产的 SF₆ 断路器合切空载万县—龙泉线，断路器无重燃、复燃现象，动作无异常。最大合闸过电压首、末端分别为 1.06p. u. 和 1.22p. u.；首、末端分—合一分过电压分别为 1.21p. u. 和 1.28p. u.。因被试断路器装有合闸电阻，因此空线的合闸和单相重合闸过电压较低，未超过规程规定值。

2) 在万县变电站采用西门子公司生产的 3AT2ET 型 SF₆ 断路器合切