

安全稳定控制系统测试装置及测试方法的研究

文/国电南瑞科技股份有限公司 熊峰 徐捷 刘东洋 卢洲

安全稳定控制系统是电网安全稳定运行的重要保障，对其进行全面、系统的测试至关重要。首先介绍了稳控系统测试中应用的测试装置，然后按照稳控装置出厂的流程对测试方法进行了梳理并指出了不足，最后再对现有不足进行总结的基础上提出了测试装置与测试方法的改进方向。

随着跨大区联网和电力市场的逐步实现，风电、光伏等新能源的迅猛发展，电网结构越来越复杂，系统运行方式灵活多变，大电网的稳定问题变得更加复杂。这些变化使得安全稳定控制装置（系统）在电力系统中扮演着越来越重要的角色。

稳控系统多由两个站或多个站的稳定控制装置组成，站与站之间通信架构复杂，传送信息多元，且实时数据量较大；常规稳控装置多针对区域电网，需接入多条线路的电气量以及多个开入。同时由于稳控系统是非标准产品，通常是根据电网中存在的稳定问题，提出定制化的解决方案并进行软件开发。因此，对稳控系统进行全面、系统的测试是一项非常重要并具有挑战性的工作。

而随着特高压直流输送容量占电网总容量的比重不断提高，一旦发生多回大容量直流输电线路连续换相失败引发直流闭锁，将会造成受端电网出现瞬时大幅功率缺额，同时新能源机组和直流输电的大规模应用对电网常规火电机组的替换效应不断增强，使得电网频率调节能力持续降低，常规基于就地或局部模式的稳控措施难以适应。为应对电网的新特性，国家电网公司提出构建系统保护的新理念。系统保护以分区电网为对象实现立体协调控制，通常包括多直流协调控制、抽蓄切泵控制以及

精准切负荷控制。其控制资源之多，时序协调难度之大，以及网络构建之复杂，远非常规区域稳控系统可比。如何对系统保护进行高效可行的测试成为了亟待解决的问题。

本文重点对稳控系统测试装置与测试方法进行总结与归纳，并在此基础上提出了现阶段测试方法的不足，给出改进意见。

测试装置

（1）继电保护测试仪

继电保护测试仪配备功放，能够输出0~120 V范围的电压模拟量以及0~40 A范围的电流模拟量，具有开关量输入输出功能；同时能够提供SV、GOOSE输出，供智能站稳控装置使用。该测试仪可以手动设置试验参数，也可以通过读取ComTrade格式的故障录波文件再现故障，或是通过简单的设置，利用预设的故障进行故障模拟。该测试仪能够自动记录测试数据，形成测试报告。继电保护测试仪具有输出功率大、纹波干扰小、产生的波形准确度高和线性好的特点，广泛应用于单板测试阶段模拟量采样模块、PT/CT模块的准确度测量以及装置单体硬件调试阶段的调零调精。继电保护测试仪的缺点是体积大、重量大，不方便携带；且单台继电

保护测试仪模拟量输出通道有限,无法满足稳控装置联调的需要。

(2) UTD-200安全稳定控制装置通用实验仪器

UTD-200传统变电站安控装置测试仪以小信号的方式输出两回独立的电压、电流,可以模拟低频、低压、过频、过电压、失步和短路等故障。通过外接开关盒的配合,可模拟单瞬、单永、相间故障和三相短路等故障。UTD-200体积小、重量轻,方便携带。实际使用中,一个测试仪可经过扁平线扩展多个稳态交流量输出给安控装置,在厂内联调和现场联调中得到广泛应用。

该测试仪器适合模拟单一就地故障,对于区域的、复合的故障,因测试仪之间不具备通信机制与对时功能,不能很好地再现故障;同时因为处理器和实时性的要求,故障波形做了很大程度的简化,与实际故障波形还具有一定程度的区别。

(3) SSP-690 智能变电站稳控装置测试仪

SSP-690智能变电站稳控装置测试仪完全满足IEC 61850标准,实现了SV发送、GOOSE发布和GOOSE订阅等功能,并具备ComTrade波形文件的数字回放功能。测试仪小巧轻便,性能可靠,成本低,可方便地模拟多个元件的不同类型故障,如低频、低压、过频、过电压、短路和失步等;通过GOOSE发布或者输出开关量的配合,可模拟线路的单瞬故障、单永故障、相间故障和三相短路等故障;配合GOOSE订阅或者输入开关量,可进行安全自动装置动作时间的校验。该型测试仪广泛应用于智能变电站稳控装置的测试工作。与UTD-200类似,SSP-690难以模拟区域的、复合的故障,且对于故障波形的高准确度拟合还有一定难度。

(4) SSP-680直流控制保护模拟测试仪

SSP-680直流控制保护通信模拟测试仪采用FPGA实现标准的FT3数据的收发,可模拟南瑞继保、许继和ABB等多个厂商的直流控保产品,也可模拟直流运行状态,接收并解析安控装置发送的直流调制命令,一台测试仪可模拟5台直流控保产品。测试仪小巧轻便,性能可靠,成本低,填补了相关调试工具的空白,广泛用于需要稳控装置与直流控保装置进行交互的测试场合。

(5) CTD-1 电力系统通信测试仪

CTD-1主要用于模拟远方稳控装置向另一稳控装置发送信息,其与稳控装置间通过E1口进行连接。使用时一端通过网线与PC相连,另一端通过同轴电缆与装置通信机箱相连,PC端使用ComTest软件模拟发送数据,同时也可接收与分析稳控装置发送的数据。

(6) 万用表

通常利用万用表的蜂鸣档来测试两点间是否接通,如查线和开出测试。

(7) 手持式开出节点测试仪

手持式开出节点测试仪用于系统整组动作时间测试,使用时需利用外部时钟源进行对时,接入终端的开出信号,能够记录终端动作出口的准确时刻。除此之外,该类测试仪还可以测量SOE事件准确度,具有GOOSE报文发送/接收功能,可进行智能终端响应时间测试,具有操作携带方便、测量准确度高等优点。

测试方法

目前稳控测试方法主要有以下几种:①为了验证稳控逻辑的正确性以及控制措施对电网的有效性而进行的动模/RTDS试验;②整机装配完成前的单板测试;③装置单体硬件测试;④装置单体软件调试;⑤装置的分阶段联调和整体联调。

1. 动模/RTDS试验

动模试验可以实时逼真地模拟电力系统的稳态、机电暂态和由此引发的保护和自动装置的动作过程,对于有新判据使用的稳控系统使用动模试验具有积极的意义。但是动模试验的规模受实验室设备和场地限制,无法模拟大型电力系统,参数的调整和改变比较麻烦,试验方法不够灵活,不易实现大规模稳控系统装置间功能配合试验,试验效率较低。

RTDS电力系统实时数字仿真试验利用数学模型和数值算法对系统进行模拟,使得电力系统的实时仿真范围几乎覆盖电力系统扰动的全过程,可以真实地反映系统情况,对于稳控系统可以进行全面、详细的测试。但是RTDS仿真试验系统具有投资巨大、建设周期长、参数间难以匹配、可模拟的电力系统规模受限制且建模复杂等特点。正是基于以上原因,在实际的稳控测试过程中RTDS仿真试验使用的较少。对于重点的工程或新判据,利用

RTDS进行仿真试验,可对稳控装置的控制效果进行闭环测试,具有重要的意义。

2. 整机装配完成前的单板测试

装置在装配完成前需要进行单板测试。测试时,将需要测试的板件插在测试机箱上,将通信通道进行自环,利用特意编写的测试程序测试各板件的通信状态和数据收发正确性、定值读取/修改功能、文件读/写功能等。测试程序自动运行,自动显示结果,快速简单。除此之外,对于模拟量采样模件和PT/CT模件需要通过继电保护仪输入额定模拟量以检验其准确度和接线的正确性,确保其误差在标准规定范围内。

3. 装置单体硬件测试

装置按照工程需要装配完成后需按以下流程进行硬件测试:

1) 装置与端子排之间导线的查线。将万用表拨到蜂鸣档,两只表笔分别放在图样上显示由导线连通的两点间,以便测试该两点间实际是否连通。

2) 耐压绝缘试验。利用耐压测试仪/绝缘测试仪测试装置输入输出端子的耐压绝缘水平是否满足相关技术标准。测试时用导线将装置的所有输入输出端子与耐压测试仪/绝缘测试仪的一端相连,测试仪的另一端与地相连。

3) 开出传动试验。进行开出传动试验时,对于常规站稳控装置,利用万用表的蜂鸣档测试出口/信号空接点是否闭合;对于智能站,通过抓包软件抓取GOOSE报文来查看对应出口的状态。测试时将装置自试压板以及需要测试的出口压板(GOOSE软压板)投入,其余出口压板(GOOSE软压板)退出。

4) 对时测试。将B码对时源接入装置,检视装置时间是否与当前时间一致。

5) 调零调精。对于常规站稳控装置,将装置所有电气量输入通道与地相连并自动调零,利用继电保护仪给装置提供额定电气量输入并自动调精;数字站装置无须调零调精。

4. 装置的单体软件调试

进行单体稳控装置的异常测试(包括上位机异常测试与采样单元异常测试)、投停测试、单体逻辑测试、定值核对及定值范围测试和打印功能测试等。

5. 装置的分阶段联调和整体联调

装置在出厂前和现场投运之前都需要进行分阶段联调和整体联调。装置的出厂联调与现场联调

的目的都是为了验证通道传输以及系统各项功能的正确性,其流程相似,区别在于:①现场通过实际的通信通道进行信息交互,在此基础上的整组动作时间测量才有意义;②现场联调由于实际地理的相隔,对于联调的统筹安排要求更高;③现场联调必须保证不能危害到正常的供电安全和人身安全,因此要预先做好安全措施,符合现场作业的相关要求。现在以现场联调为代表来说明分阶段联调与整体联调的流程。

一个典型稳控系统往往包括布设在枢纽变电站的稳控系统主站,布设在次级变电站、直流换流站的稳控分站、布设在再次级变电站的监控子站以及各切机切负荷执行站。稳控主站需要接收各执行站上送的可切负荷量/机组运行信息,以备故障发生时按照优先级顺序切除;需接收直流控保系统的直流速降信息;监控各变电站、换流站的电气量信息,接收保护动作信号等进行故障判断;接收线路的合位接/跳位接信号等进行系统的运行方式匹配;最后进行离线策略搜索,确定实切机组/负荷功率,并通过稳控系统内部通道以及与外部设备(例如直流控保系统、配电自动化终端等)之间的通信接口下发切机/切负荷命令、直流速降/速升命令。而对于系统保护,在以上的架构之外,还要与抽水蓄能电站、储能电站等处布设的稳控装置进行信息交互;同时由于精准切负荷的需要,其负荷控制终端的数量也非常可观。

可以看到,稳控系统各站点/负荷终端地域分布广,数量众多,与外围设备交互密切,使得站点之间/子站与负荷终端之间通信通道复杂,对外接口类型多样,需要监测数量庞大且地理上分布甚远的电气量与开关量,这对稳控系统整体联调提出了极高的要求。

稳控的现场联调主要分为分阶段联调和整体联调。分阶段联调分为若干阶段,每个阶段进行稳控系统每两个层级之间的调试,调试内容主要是通道测试和信息核对,目的是在整体联调之前确保各层级通信状态正常,如有异常也方便定位。调试方法主要为通道两端的调试人员查看通道运行状态并通过投退通道压板等验证通道异常判断策略的正确性;给装置提供模拟量输入或使用实测电气量,与通道另一端的调试人员进行信息核对;进行负荷层级正确性检测。加量装置一般常规站选择用UTD-200安全稳定控制装置通用实验仪输入小信号模拟

量,智能站选择用SSP-690智能变电站稳控装置测试仪提供数字量,继电保护仪因为体积巨大、输入通道数量有限较少被考虑。例如江苏电网毫秒级精准切负荷扩建系统如图1所示,分为调度主站及总站层、中心站层、主站层、子站层以及终端层5个层级。华东网调、江苏省调通过调度数据网与切负荷中心站和切负荷子站通信;华东协控总站通过2M通道与各换流站稳控装置进行通信,华东协控总站、切负荷中心站/切负荷主站与切负荷子站之间通过2M电缆通信;切负荷子站通过多种通信链路(光纤接口转换器、光纤通道、光纤-以太网接口转换器和以太网通道),然后上送LTE核心网,再通过回传网、LTE基站将数据转换为微波信号,最后通过客户终端设备(CPE)将无线微波信号转化为以太网信号传送给负控终端,或者经2M通道、E1-光纤接口转换器和光纤通道直接与控制终端通信。

测试时主要由各调度主站/总站、中心站/主站和子站的调试人员查看对下通信通道是否正常;每一层级显示的可切负荷量是否与下一层级上送的可

切负荷量一致;使用预置模式下逐层切负荷命令,查看各终端是否按照层级定值正确动作。

整体联调分为以下三个阶段:

1) 装置间通道状态检测。再次确认整体系统通信状态正常。

2) 整组动作时间测量。该测试一般通过模拟稳控动作的条件使稳控系统发出控制命令,并由每一层级的工作人员查看该层级接收控制命令的时间,最后的整组动作时间由终端实际出口时间减去最上一层发出控制命令的时间得到,测试人员同时还可以了解各环节传输时间是否满足设计需要。测试用例需要覆盖不同的通信链路,同种通信方式选用通信距离较长的通信链路,确保测试结果的普遍性。江苏电网毫秒级精准切负荷扩建系统整组动作时间如图1所示,为终端动作时刻 T_3 减去切负荷中心站下发控制命令时刻 T_1 。在整组动作时间测试开始前,各枢纽站、分站、子站和各终端必须统一校对,确保时间同步。各层级接收控制命令时间可以通过带时标的报文来获得,终端跳闸时间可通过将备用开出接点接入手持式开出节点测试仪来获得。

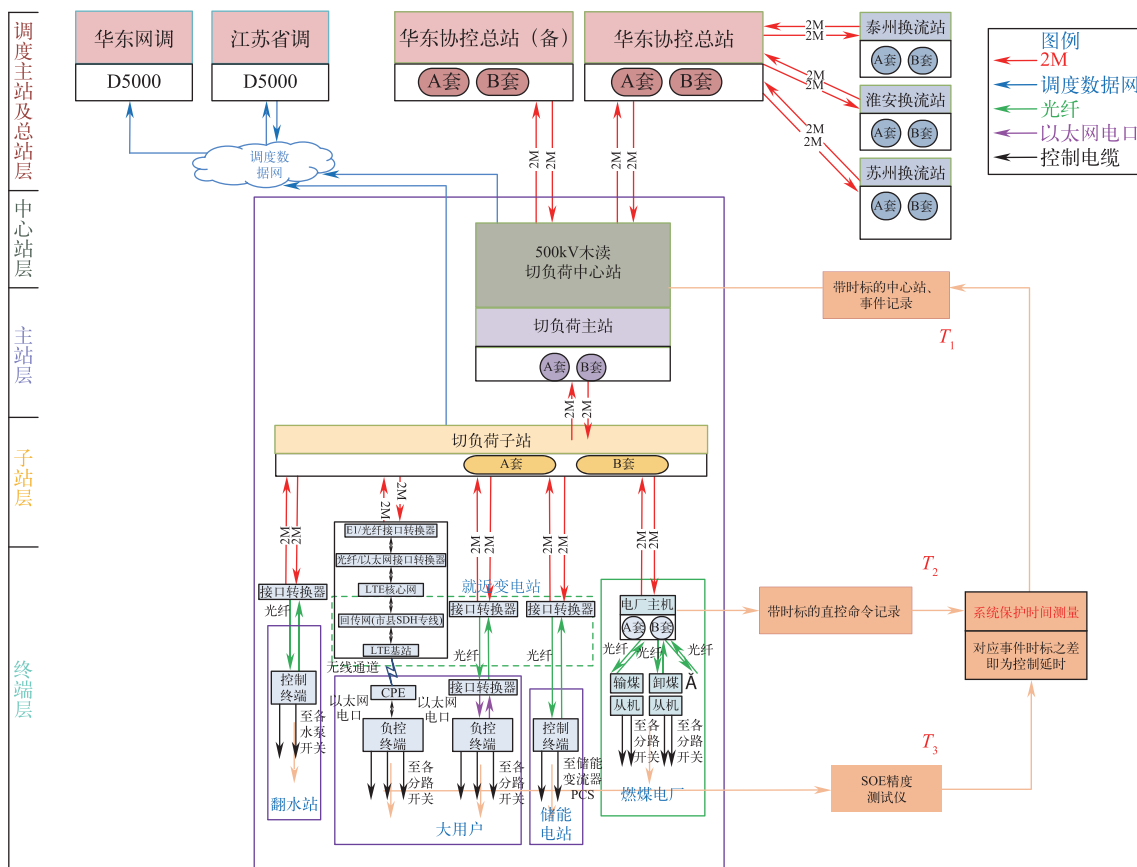


图1 江苏电网毫秒级精准切负荷扩建系统整体架构

3) 策略验证。该测试通过模拟不同故障,测试在区域电网不同的运行方式、终端上送不同负荷/机组信息时,稳控系统策略与预期的一致性。

稳控系统通常需要与诸多设备进行信息交互,在策略验证阶段,测试装置需要能模拟这些设备给装置提供所需的信息。

利用上述测试仪给装置提供电气量输入,必要时进行故障模拟。如江苏毫秒级精准切负荷扩建系统切负荷中心站需要收到华东协控总站的直流故障信息,同时进行本地两段母线低频确认才下发切负荷控制命令,因此需要在切负荷中心站利用UTD-200安全稳定控制装置通用实验仪器进行母线低频故障模拟。通常需要开入量进行配合的故障场景,都是人工在端子排上将开入与公共端通过导线连通并将开入信号输入装置。稳控装置需要采集的电气量众多,出于测试装置输出通道的限制,往往单站的稳控装置就需要大量的测试装置才能满足测试的需要。

稳控系统策略验证阶段对于本次验证系统区域之外的稳控装置的逻辑策略并不关心,只需利用CTD-1电力系统通信测试仪模拟远方装置与本系统内稳控装置进行信息交互。CTD-1对外接口为E1口,只要是通过E1口进行交互的远方装置,该设备都能进行模拟,其对外发送的报文可以手动设置,同时可以接收稳控装置发送的报文以备校核之用。例如在江苏电网毫秒级精准切负荷现场整体联调中,利用CTD-1模拟华东协控总站向500 kV木渎切负荷中心站发送切负荷命令和频率确认信息。

通过SSP-680直流控制保护模拟测试仪模拟直流控保装置向稳控装置提供直流运行状态,并接收稳控装置发送的直流功率调控信息、直流孤岛运行信息等。

进行测试时,按照测试大纲对策略表进行逐条验证。这个过程通常需要联调现场开通会议电话,下级站点的调试人员需逐一向上级站点调试人员报

告动作情况与策略表的预定策略进行校核。

可以看到,在整个现场调试的过程中,任务量大,涉及多厂站间协调配合,需耗费大量的人力和时间,且实施过程中任一环节稍有疏漏,都会给电网的安全运行带来隐患。并且,故障场景中会出现需要多场站同步模拟故障的复杂故障,各地的故障波形和开入量可能需要复杂的时序配合才能还原实际的故障情况,各测试设备需要同步进行故障触发,同时其故障数据也需要一台测试主机进行集中统一下发。当前使用的相互独立的测试设备显然难以满足这样的要求。

结论与展望

稳控系统在电网安全稳定运行过程中承担着重要任务,每年稳控系统都会因为系统运行方式的改变而进行大量的策略计算以及稳控装置的升级、改造和现场调试等工作。稳控装置的测试工作量大,测试工具繁多,测试流程复杂,本文阐述了目前稳控系统中常用的测试装置、测试方法以及存在的问题。未来,随着硬件性能的提升,数据处理能力也随之增强,对于故障波形的拟合将会更加精确,测试装置也会向着更加集约化、小型化的方向发展。在策略验证阶段,如果可以实现测试设备的分布式架构,各测试设备下位机分布在各场站,通过网络接收测试上位机(可以是PC机)的命令和故障参数,通过统一时钟源对时、故障同步触发,将能够模拟区域故障、复合故障,使得稳控系统对逻辑的验证更加全面,测试的结果也更加可信。测试装置实现联网后,还可以将稳控系统的策略表预先输入测试系统,测试系统根据稳控装置的动作情况与预设的策略行为进行比对,形成闭环测试,将能节约大量的人力成本、时间成本,使得稳控联调的效率大大提升,也降低了人为疏漏的可能性。EA

(收稿日期:2021-06-09)

