

ICS 27.100

F 24

备案号: 26371-2009

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL / T 1130 — 2009

高压直流输电工程系统试验规程

System Test Standard for HVDC Project



2009-07-22 发布

2009-12-01 实施

中华人民共和国国家能源局 发布

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 总则	1
5 站系统试验	2
6 端对端系统试验	6

前 言

本标准是根据国家发展改革委办公厅关于印发 2006 年行业标准制修订计划项目的通知（发改办工业〔2006〕号文）的要求制定的。

本标准是在总结葛洲坝至上海、天生桥至广州、三峡至常州、贵州至广东 I 回、三峡至广东工程、三峡至上海等直流输电工程和灵宝背靠背直流工程的实践经验基础上，参照国家及电力行业其他相关标准及规程、IEC 相关标准制定的。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由电力行业高压直流输电技术标准化技术委员会归口解释。

本标准主要起草单位：国网直流工程建设有限公司、北京网联直流工程技术有限公司、中国电力科学研究院、南方电网技术研究中心。

本规程主要起草人：常浩、陶瑜、袁青云、马为民、鲍瑞、聂定珍、马玉龙、曾南超、黎小林、韩伟强。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化中心（北京市宣武区白广路二条一号，100761）。

高压直流输电工程系统试验规程

1 范围

本标准规定了高压直流输电工程系统试验的项目、要求及验收标准。

本标准适用于功率可双向传输的每极一个 12 脉动阀组的双极高压直流输电工程，背靠背直流工程可参考使用。

对于某些直流输电工程所要求的特殊功能/性能，则应视该工程技术规范要求，增加相应试验项目。

工程的最终系统试验范围以工程启动委员会批准的试验方案为准。

本标准应在换流站相应部分的设备试验及分系统试验完成后执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本规程的引用而成为本规程的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本规程，然而，鼓励根据本规程达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本规程。

DL/T 968—2005 高压直流输电工程启动及竣工验收规程

3 术语和定义

3.1

站系统试验 converter station tests

指在分系统试验完成并合格的基础上，换流站相关一次设备已具备带电条件，按照合同和技术规范书的要求，检查换流站功能的试验，即换流站设备充电，顺序控制功能、直流线路开路试验等，同时也是为端对端系统试验作准备。

3.2

端对端系统试验 end to end system tests

指在站系统试验完成并合格的基础上，验证整个直流输电系统的总体功能是否达到了功能规范书所规定的性能指标及校验交、直流系统联合运行性能的试验。

4 总则

4.1 高压直流输电工程系统试验是全面验证工程设计、设备、施工等正确性的重要手段，是保证工程安全、可靠、经济运行的关键程序。直流输电工程在投入商业运行之前，应进行工程系统试验。

4.2 高压直流输电工程系统试验必须以工程批准文件、工程技术规范、工程设计图纸、工程采购合同、工程施工合同、工程试验方案及其所要求的国家及行业主管部门已颁布的相关标准、规范、规程和法规为依据。

4.3 站系统试验项目主要包括顺序操作试验、出口跳闸试验、换流变压器和换流器充电试验、直流线路开路试验、抗干扰试验、站用电源切换试验等。如果需要，还包括零功率试验；各试验项目的顺序应基本按照后叙条款顺序进行。交流场充电可以在站系统试验中进行，也可单独实施。

4.4 端对端系统试验的项目指直流系统在设计允许的运行范围内，以及现场条件允许进行的试验内容，通常包括单极低功率试验、单极大功率试验、双极低功率试验、双极大功率试验四个部分。各试验项目的顺序应基本按照后叙条款顺序，并应尽量结合双极试验项目进行。

在端对端系统试验过程中, 应按照试验方案对两端的稳态数据, 以及对系统动态和暂态过程中交流、直流系统(含设备)的动态响应特性、过电压、谐波性能、换流站噪声、无线电干扰、电磁干扰、接地极状态等进行跟踪监测; 系统和设备的功能和性能指标均应满足技术规范的要求。

端对端系统试验项目完成后直流输电工程可投入商业运行。

4.5 本规程应在换流站相应部分的设备试验及分系统试验完成后执行; 工程的最终系统试验范围以工程启动委员会批准的试验方案为准。

5 站系统试验

5.1 站系统试验的准备工作及要求

5.1.1 换流站应具备的条件

5.1.1.1 站辅助电源系统已具备供电条件。

5.1.1.2 交流开关场已具备带电条件。

5.1.1.3 与试验相关的建筑工程和生产区域的全部设备和设施, 站内外道路, 上下水、防火、防洪工程等均已按设计完成并经验收检查合格。生产区域的场地平整, 道路畅通, 平台栏杆和沟道盖板齐全, 脚手架、障碍物、易燃物、建筑垃圾等已经清除。

5.1.1.4 电气设备及分系统的各项试验全部完成且合格, 有关记录齐全完整并已通过该阶段的竣工预验收。待试验区域的接地线已全部拆除, 箱柜已关好并上锁; 施工临时设施不满足带电要求的经检查已全部拆除; 待试验区域与其他区域之间已有明显隔离、指示标志。

5.1.1.5 按工程设计, 站内所有设备及其保护(包括通道)、微机检测、控制系统、监控装置以及相应的辅助设施均已安装齐全, 试验整定合格且试验记录齐全。设备编号、相位、极性已标识并核对无误。

5.1.1.6 按工程设计, 调度通信自动化系统、安全自动装置以及相应的辅助设施均已安装齐全, 试验整定合格且试验记录齐全。

5.1.1.7 各种测量、计量装置, 以及仪表齐全, 符合设计要求并经校验合格。

5.1.1.8 所用电源、照明、通信、采暖、通风、防潮等设施按设计要求安装试验完毕, 已投入正常使用。

5.1.1.9 站系统试验范围内的通信已畅通。

5.1.1.10 水冷系统已具备投运条件。

5.1.1.11 消防工程已通过消防部门验收, 消防设施齐全, 能投入使用。

5.1.1.12 必须的备品备件及工器具已备齐。

5.1.1.13 站系统试验、检修和负责抢修的人员已到位, 各种试验记录表格已齐备, 试验设备已调整完毕。

5.1.1.14 参加站试验的施工、生产运行、调度、试验单位已将经审核的规程、制度、系统图表、记录表格、安全用具等准备好, 投入的设备等已标识调度命名和编号。

5.1.1.15 确认监控系统未出现影响站系统试验的报警信号。

5.1.2 输电线路应具备的条件

5.1.2.1 项目法人或建设单位主持的竣工预验收和电力建设质量监督站的质监检查已经完成。

5.1.2.2 影响线路安全运行的问题已处理完毕。

5.1.2.3 承担线路试运行及维护的人员已配备并持证上岗, 启动试运组已将试验试运方案向参试人员交底。

5.1.2.4 线路的运行杆塔号、极性标志和设计规定的有关防护设施等已经验收合格。

5.1.2.5 线路(包括两端换流站)的临时接地线已全部拆除。

5.1.2.6 已确认线路上无人登杆作业, 且安全距离内的一切作业均已停止, 已向沿线发出带电运行通告, 并已做好试验前的一切检查维护工作。

5.1.2.7 按照设计规定的线路保护（包括通道）和自动装置已具备投入条件。

5.1.2.8 线路绝缘电阻和频率特性参数已测试完毕。

5.1.3 接地极及接地极线路应具备的条件

5.1.3.1 项目法人或建设单位主持的竣工预验收和电力建设质量监督站的质监检查已经完成。

5.1.3.2 现场已清除影响接地极及接地极线路正常运行的设施，已修复被施工破坏的地形地貌，且安全标志和防护设施完好无损和清晰可见。

5.1.4 站系统试验的组织机构已成立并满足 DL/T 968—2005《高压直流输电工程启动及竣工验收规程》的要求；站系统试验方案及调度方案已经批准；安全措施已制定并经批准。

5.1.5 换流站与相关调度机构之间的通信已畅通。

5.1.6 各级试验调度组以及相关试验人员对经工程启动委员会批准的站系统试验调度方案和试验方案已熟悉，并根据调度规定将试验项目操作票准备就绪。已办理具备站系统试验条件的许可。新设备的启动申请。

5.2 站系统试验项目及要求

5.2.1 不带电顺序操作试验

以下试验项目（如果需要）在换流站交流场不带电的条件下，在两极分别进行；顺序操作试验可在有站间通信或无站间通信下进行检验。

5.2.1.1 手动控制模式检验换流站交流场单步操作及联锁。顺序正确的操作应能执行；错误的操作应被拒绝。

5.2.1.2 手动控制模式检验换流站直流场单步操作及联锁。顺序正确的操作应能执行；错误的操作应被拒绝。

5.2.1.3 检验换流站交流场顺序自动操作控制及联锁。顺序自动操作应能按顺序执行完毕。当一个顺序未能完成时，应有相应报警信息，且相应设备应能手动退回上一个有定义的状态，或进入下一个有定义的状态。

5.2.1.4 检验换流站直流场顺序自动操作控制及联锁。

顺序自动操作应能按顺序执行完毕。当一个顺序未能完成时，应有相应报警信息，且相应设备应能手动退回上一个有定义的状态，或进入下一个有定义的状态。

5.2.2 出口跳闸试验

5.2.2.1 以下试验项目在换流变压器及交流滤波器不带电的条件下，对两极分别进行。

5.2.2.2 直流保护系统跳闸。

从直流保护系统，包括换流变压器保护的被试保护跳闸出口端子施加跳闸信号，跳开相应换流变压器网侧交流断路器。每个保护的跳闸回路应能正确跳开换流变压器网侧交流断路器，并发出对应的信号和事件记录。

5.2.2.3 交流滤波器/并联电容器组/电抗器的保护跳闸试验。

从交流滤波器/并联电容器组的相应保护跳闸出口端子施加跳闸信号，跳开其电源侧交流断路器。

每个保护的跳闸回路应能正确跳开其电源侧交流断路器，并发出对应的信号和事件记录。

5.2.2.4 手动紧急跳闸。

手动按下主控室相应极的紧急停运按钮，跳开换流变压器网侧交流断路器。

换流变压器网侧交流断路器应能正确跳开，并发出对应的信号和事件记录。

5.2.3 交流场充电试验

5.2.3.1 交流场充电指对换流站交流母线（或引线）、交流滤波器等无功元件以及站用电变压器进行充电。

5.2.3.2 交流母线（或引线）充电/断电。

手动合换流站交流母线（或引线）电源侧断路器，向交流母线（或引线）充电。带电时间不少于 0.5h。

再手动切交流母线（或引线）电源侧断路器，使交流母线（或引线）断电。

检查避雷器动作情况。断路器、隔离开关操作及合闸角控制装置功能应正确；与换流站交流母线（或引线）相联设备的绝缘应能经受交流电压，应无明显放电现象。

5.2.3.3 交流滤波器组、并联电容器组、SVC 设备充电/断电。

手动依次合/分交流滤波器组、并联电容器组、SVC 电源侧断路器，向各组交流滤波器组、并联电容器组和 SVC 设备充电。每一交流滤波器组、并联电容器组和 SVC 的带电时间应不少于 2h；再手动断开其电源侧断路器，使其断电。

交流滤波器组、并联电容器组、SVC 电源侧断路器操作及合闸角控制装置功能正确，应能成功地投/切相应容性负荷。该组内的设备的绝缘应能经受交流电压，应无明显放电现象；电容器应无渗油、油箱应无明显变形。电容器不平衡电流应在技术规范容许的范围内；不应有保护动作。

检查避雷器动作情况。测量交流滤波器投切对换流母线（或引线）电压的影响，并监视相关设备的温度。

在充电 2h 过程中，应对交流滤波器组/并联电容器组/SVC 的测量、保护的二次回路进行检查，主要包括电压二次回路、幅值、相序，以及电流二次回路、极性等。

5.2.3.4 交流并联电抗器组充电/断电（如果有）。

手动依次合/分各交流并联电抗器组电源侧断路器，向并联电抗器组充电。每一并联电抗器组带电时间应不少于 2h，再手动断开其电源侧断路器，使其断电。

并联电抗器组电源侧断路器应能成功地投/切相应感性负荷。该组内的设备的绝缘应能经受交流电压，应无明显放电现象；不应有保护动作。

检查避雷器动作情况。测试交流电抗器投切对换流站交流母线（或引线）电压的影响，并监视相关设备的温度。

在充电 2h 过程中，应对并联电抗器测量、保护的二次回路进行检查，主要包括电压二次回路、幅值、相序，以及电流二次回路、极性等。

5.2.3.5 站用电变压器充电。

合站用变压器电源侧断路器，充电期间应进行带负荷校验试验。

试验中应无保护动作，负荷能力应符合设计要求。

5.2.4 换流变压器及换流器充电试验

以下试验项目对两极分别进行：

合换流变压器网侧断路器，向换流变压器以及处于闭锁状态且直流侧开路的换流阀组充电。在站系统试验期间，换流变压器充电次数应不少于 5 次；其中应有一次充电时间大于 1h，每次充电间隔 0.5h。

换流变压器充电时的励磁涌流峰值和操作过电压应在预期的限制值之内，其谐振应被充分阻尼。晶闸管阀预检功能应正确。相关换流变压器保护、换流阀保护不应动作。该充电试验不应引发晶闸管级损坏，如果出现晶闸管级损坏报警信号，应及时分析原因；在确保不会发生换流器更加严重故障时，可继续试验，并适时进行处理。

检查分接头位置、换流变压器风扇启动应符合设计要求；并对换流变压器的振动、噪声、分接头手动控制功能进行相关的测量和试验。

5.2.5 开路试验（两极分别进行）

5.2.5.1 开路试验（不带直流线路）

5.2.5.1.1 手动模式

该极直流中性母线与接地极连接，直流滤波器投入，受试端极母线与直流线路断开；手动控制模式，解锁该极换流器；将直流电压由 0 按试验方案分为几个台阶升至额定值，保持至少 0.5h；再将直流电压降至 0，闭锁换流器。

检查阀避雷器及直流场避雷器动作情况。升/降直流电压应平稳；阀厅及直流场设备应无明显放电；

交/直流系统保护不应动作。

5.2.5.1.2 自动模式

该极直流中性母线与接地极连接，直流滤波器投入，受试端极母线与直流线路断开；自动控制模式，解锁该极换流器；直流电压按预定速率由 0 升至额定值，保持至少 1min；再自动降至 0，闭锁换流器。

检查阀避雷器及直流场避雷器动作情况。升/降直流电压应平稳；阀厅及直流场设备应无明显放电；交/直流系统保护不应动作；直流电压升/降时序应与预设相符。

5.2.5.1.3 一极运行，另一极开路试验

此项试验在双极试验中进行。

一极运行，另一极分别在送端站和受端站进行不带直流线路的开路试验（参见第 5.2.5.1.2 款）。

5.2.5.2 开路试验（带直流线路）

5.2.5.2.1 手动模式

该极直流中性母线与接地极连接，直流滤波器投入，受试端极母线与直流线路连接，对站该极直流母线与直流线路断开；手动控制模式，解锁该极换流器；将直流电压由 0 升至额定值，或按试验方案分为几个台阶升至额定值，保持至少 0.5h；再将直流电压降至 0，闭锁换流器。

检查避雷器动作情况。升/降直流电压应平稳；阀厅、直流场设备及该极直流线路应无明显放电；交/直流系统保护不应动作。

5.2.5.2.2 自动模式

该极直流中性母线与接地极连接，直流滤波器投入，受试端极母线与直流线路连接，对站该极直流母线与直流线路断开；自动控制模式，解锁该极换流器；直流电压按预定速率由 0 升至额定值，保持至少 1min；再自动降至 0，闭锁换流器。

检查避雷器动作情况。升/降直流电压应平稳；阀厅、直流场设备及直流线路应无明显放电；交/直流系统保护不应动作；直流电压升/降时序应与预设相符。

5.2.5.2.3 一极运行，另一极开路试验

此项试验在双极试验中进行。

一极运行，另一极分别在送端站和受端站进行带直流线路的开路试验（参见 5.2.5.2.2 款）。

5.2.6 抗干扰试验（两极分别进行）

5.2.6.1 步话机、手机通话

在换流站一次设备未带电，该极二次设备盘柜全部运行的状态下，在距盘柜前/后门正前方 20cm 处，在开门和关门两种状态下，手持站内通信用步话机/手机通话。步话机的发射功率应在 3~5W 范围内。

该极任何二次设备盘柜不应由于干扰而出现异常。

5.2.6.2 切/合空母线

在换流站一次设备未带电、该极二次设备盘柜全部带电的状态下，利用刀闸切/合距控制室最近的交流空母线。

该极任何二次设备盘柜不应由于干扰而出现错误的操作。

5.2.7 站用电系统切换试验

手动切/合站用电源的一回进线断路器。分别对各路进线断路器进行此项试验。

切除任何一回站用电源进线断路器，站用电系统的自备投功能应正确动作。

5.2.8 远动系统测试

- a) 规约测试：进行单点、双点的遥控/遥信/遥测变化测试。检查主站和子站数据的一致性和延时是否符合设计要求。
- b) 精度测试：对经换流站控制系统、远动系统上传至主站的数据与标准电源信号进行对比，测试其偏差和误差是否符合设计要求。

5.2.9 零功率试验

必要时,且系统条件允许,经工程启动委员会批准可加做零功率试验。此试验项目对两极分别进行:

(1) 将该极的极母线与直流线路断开,转而与中性线相连,造成该极直流侧短路。该极中性线应通过接地极线路与接地极相连。

(2) 解锁该极换流器;定电流控制模式,将直流电流升至在此工况下容许的最大值;保持时间应不大于厂方保证值。

(3) 载流回路中应无过热点出现;交/直流系统保护不应动作。

6 端对端系统试验

6.1 端对端系统试验准备工作及要求

6.1.1 站系统试验已完成,且试验结果满足要求。

6.1.2 换流站应具备的条件。

6.1.2.1 远动通信系统试验和两端换流站控制与保护信号传递联调均已完成,各项功能满足要求。

6.1.2.2 直流系统的控制参数和保护定值已整定完毕,现场已核对无误。

6.1.2.3 运行人员对直流系统运行规程已熟悉,并经考试合格。

6.1.2.4 确认监控系统未出现影响端对端系统试验的报警信号。

6.1.3 输电线路应具备的条件。

同 5.1.2。

6.1.4 接地极及接地极线路应具备的条件。

同 5.1.3。

6.1.5 端对端系统试验的组织机构已满足 DL/T 968—2005《高压直流输电工程启动及竣工验收规程》的要求。

6.1.6 端对端系统试验的试验方案(含试验计划和实施方案)、调度方案以及安全措施已获工程启动验收委员会批准。

6.1.7 换流站与相关调度机构之间的通信已畅通。

6.1.8 各级试验调度组以及相关试验人员对经工程启动委员会批准的端对端系统试验调度方案和试验方案已熟悉,并根据调度规定将试验项目操作票准备就绪。已办理具备端对端系统试验条件的许可。

6.1.9 试验、检修和负责抢修的人员已就位,各种试验记录表格已齐备,试验设备已调整完毕。

6.1.10 已办理新设备启动投运申请。工程启动委员会主任委员已下达系统试验的命令。

6.2 功率正送,端对端系统试验项目及要求

6.2.1 单极低功率(单极直流额定功率 1/3 及以下)试验

6.2.1.1 初始运行试验

6.2.1.1.1 大地回线初始运行试验

a) 极启/停。

大地回线方式,有站间通信,定电流控制模式,最小直流电流定值下解锁/闭锁该极换流器。

直流系统解锁/闭锁时序应正确;直流电流应尽快越过电流间断区,平稳地建立起直流电流和直流电压;无任何交/直流保护动作。

运行人员工作站上各显示数据应正确,交流滤波器投入情况应满足设计要求。

b) 控制系统手动切换。

大地回线方式,定电流控制,手动将主值控制系统切换为备用系统,再将主值控制系统切换为备用系统。

备用控制系统应自动转变为主值系统。控制系统切换不对直流传输功率产生扰动。

c) 有/无通信,手动紧急停运试验。

大地回线方式，定电流控制，在站间有通信和无通信两种条件下，分别在整流站和逆变站手动启动紧急停运。

紧急停运时序应正确，交/直流保护不误动作，交/直流侧包括直流中性母线均不应产生异常过电压。

d) 模拟量输入信号检查。

大地回线方式，定电流控制，检查并标定模拟量输入信号：

1) 极控模拟量输入信号检查：

检查输入极控系统的交/直流电压信号、交/直流电流信号。

2) 直流保护模拟量输入信号检查：

检查输入各直流保护软件的交/直流电压信号、交/直流电流信号。

3) 交流保护模拟量输入信号检查：

检查输入试验范围规定的各交流保护软件的交流电压信号、交流电流信号。

各模拟量输入信号极性应正确，显示值与实际值相吻合。

6.2.1.1.2 金属回线初始运行试验

在金属回线方式下，重复 6.2.1.1.1 款的试验内容。

6.2.1.2 保护跳闸试验

大地回线方式，有站间通信，定电流控制，被试极已处于低功率运行状态。

6.2.1.2.1 模拟保护动作跳闸：

保护动作跳闸的模拟应覆盖所有不同的保护出口类型，通常可包括：

- a) 有通信，整流站模拟阀短路保护跳闸；
- b) 有通信，整流站模拟阀直流差动保护跳闸；
- c) 有通信，整流站模拟直流极差动保护跳闸；
- d) 无通信，整流站模拟阀点火脉冲丢失保护跳闸；
- e) 有通信，逆变站模拟阀短路保护跳闸；
- f) 有通信，逆变站模拟平波电抗器气体检测保护跳闸（油浸式平抗）；
- g) 有通信，逆变站模拟中性母线差动保护跳闸；
- h) 无通信，逆变站模拟换相失败保护跳闸；
- i) 整流侧阀冷却系统故障启动跳闸；
- j) 逆变侧阀冷却系统故障启动跳闸；
- k) 整流侧直流滤波器保护跳闸；
- l) 逆变侧直流滤波器保护跳闸。

保护动作时序应正确，交/直流侧不应产生异常过电流及过电压。

6.2.1.2.2 分别在逆变站和交流进线线路对端站模拟满足最后一台断路器跳闸逻辑条件。

- a) 逆变侧换流站最后一台断路器跳闸；
- b) 逆变侧交流进线线路对端站最后一台断路器跳闸。

保护动作时序应满足设计要求，逆变站交流侧产生的暂时及工频过电压水平应低于限制值。

6.2.1.3 控制系统故障切换试验

6.2.1.3.1 大地回线方式，有站间通信，定电流控制，被试极已处于低功率运行状态。

6.2.1.3.2 主值控制系统电源故障。

断开主值极控制系统直流供电电源，备用极控制系统应自动切换为主值控制系统；恢复原主值控制系统的直流供电电源，使其进入备用状态；再断开现主值控制系统直流供电电源，重复一次电源故障试验。

在极控制系统自动切换过程中以及恢复极控制系统的直流供电电源过程中，直流传输功率应无明显

扰动。

6.2.1.3.3 对处理器进行故障模拟。

人工制造极主值控制系统处理器故障，极备用控制系统应自动切换为主值控制系统；恢复原主值控制系统，使其进入备用状态；再人工制造主值控制系统处理器故障，重复一次对其处理器进行故障模拟的试验。

在极控制系统自动切换过程中以及故障恢复过程中，直流传输功率应无明显扰动。

人工制造极备用控制系统处理器故障，然后恢复。模拟故障期间，该控制系统应自动退出备用状态；故障恢复后，该系统应按照设计要求能恢复为备用状态；过程中不应影响直流系统运行产生任何影响。

6.2.1.3.4 检测主机 CPU 负载率。

在直流系统稳态运行状态下，以及升/降直流功率、紧急停运、系统切换、故障试验等系统调试全过程中，加强对站控、极控、直流保护各主机 CPU 负载率的监视和监测。

各主机 CPU 负载率不应超过技术规范规定的限制值。

6.2.1.3.5 数据总线故障。

该项试验包括传输模拟量和开关量的数据总线故障。

断开一条主值控制系统的现场总线，备用极控制系统应自动切换为主值控制系统；恢复原主值控制系统的现场总线；再断开现主值控制系统的一条现场总线，重复一次数据总线故障。包括模拟、开关。

在极控制系统自动切换过程中以及恢复现场总线过程中，直流传输功率应无明显扰动。

6.2.1.4 定电流控制模式试验

6.2.1.4.1 电流升/降及停止升/降

在定电流控制模式下，在主导站以一定的速率升/降直流电流；在电流升/降过程中，试验“暂停”功能。

电流升/降应是平稳的；当下令“暂停”时，直流电流应保持在下令“暂停”时刻的数值上。

6.2.1.4.2 电流升/降过程中控制系统切换

在电流升/降过程中，分别在整流站和逆变站手动将主值控制系统切换为备用控制系统，然后再切换回来。

在控制系统切换过程中，直流传输功率的升降过程应无明显扰动。

6.2.1.4.3 主控站/从控站转移

在稳态运行中及直流电流升/降过程中分别进行主控站转移操作。

在稳态运行中应能成功地实现主控站转移；在主控站转移过程中，直流传输功率应无明显扰动。在直流电流升/降过程中的主控站转移操作应被拒绝。

6.2.1.4.4 换流变压器分接头手动控制

在稳态运行中，将两站换流变压器分接头控制改为手动控制模式，分别在整流站和逆变站手动升高两档换流变压器分接头和降低两档换流变压器分接头。

换流变压器分接头位置应同步改变；分接头每改变一档，所引起的触发角/关断角的变化量应与预期值相符。

6.2.1.4.5 电流指令阶跃

手动控制逆变站换流变压器分接头位置，使逆变器进入电压控制模式或关断角控制模式。

分别在逆变站电压控制模式下和关断角控制模式下，在主导站将直流电流指令阶跃变化，阶跃值不小于额定值的+0.08p.u.和-0.08p.u.。

直流电流的响应，包括响应时间和超调量均应满足技术规范的要求。

6.2.1.4.6 电压指令阶跃

在逆变站将直流电压指令阶跃变化，阶跃值为额定值的+0.05p.u.和-0.05p.u.。

直流电压的响应，包括响应时间和超调量均应与工厂试验时的性能对照检查。

6.2.1.4.7 关断角 (γ) 阶跃

在逆变站将关断角指令阶跃变化, 阶跃值为 $+10^\circ$, 再阶跃返回原值。

关断角的响应, 包括响应时间和超调量均应与工厂试验时的性能对照检查。

6.2.1.4.8 两站控制模式转换和电流指令阶跃

将两站换流变压器分接头控制改为手动控制, 两站配合并分别手动改变各自换流变压器分接头位置, 实现控制模式转换, 逆变器控制电流。再在主控站进行电流指令阶跃试验 (参见 6.2.1.4.5 款)。

控制模式应能转变为整流侧最小 α 限制、逆变侧电流控制状态。由于电流裕度补偿功能的作用, 直流电流值保持不变。

控制模式转换应是平稳的; 直流电流的阶跃响应时间和超调量均应满足技术规范的要求。上述试验完成后, 将两端分接头控制恢复为自动, 直流系统应返回此试验前的状态 (如两端交流电压未变)。

6.2.1.5 定功率控制试验

6.2.1.5.1 极启动/停运

大地回线方式, 定功率控制模式, 最小直流功率定值下解锁/闭锁该极换流器。

直流系统解锁/闭锁时序应正确; 直流电流应快速越过电流间断区, 平稳地建立起直流电流和直流电压; 无任何交/直流保护动作。

6.2.1.5.2 功率升/降

在定功率控制模式下, 在主控站以一定的速率升降直流功率; 在功率升/降过程中, 试验“暂停”功能。

功率升/降应是平稳的; 当下令“暂停”时, 直流功率应保持在下令“暂停”时刻的数值上。

6.2.1.5.3 在功率升降过程中, 进行系统切换

在功率升/降过程中, 分别在整流站和逆变站手动将主值控制系统切换为备用控制系统, 然后再切换回来。

在控制系统切换过程中, 直流传输功率应无明显扰动。

6.2.1.5.4 功率指令阶跃

手动控制逆变站换流变压器分接头位置, 使逆变器进入电压控制模式或关断角控制模式。

分别在逆变站电压控制模式下和关断角控制模式下, 在主控站将直流功率指令阶跃变化, 阶跃值为额定值的 $+5\% \sim +10\%$ 和 $-10\% \sim -5\%$ 。

直流功率的响应, 包括响应时间和超调量均应满足技术规范的要求。

6.2.1.5.5 通信故障对功率升/降的影响

在功率升/降过程中, 切断两站间全部控制通信通道, 观察通信故障对功率升/降的影响。

通信故障对功率升/降应无影响。

6.2.1.5.6 两站控制模式转换

将两站换流变压器分接头控制改为手动, 通过两站配合改变分接头位置, 降低整流侧空载直流电压, 或升高逆变侧空载直流电压, 直到逆变侧控制直流电流为止; 再将两站换流变压器分接头控制改为自动。

控制模式转换后, 由于电流裕度补偿功能的作用, 直流电流值保持不变。当两站换流变压器分接头控制改为自动后, 如果两侧交流电压未发生变化, 直流系统应返回此试验前的状态。

6.2.1.5.7 定功率控制/定电流控制转换

定功率控制模式下, 在功率升/降过程中, 进行切换到定电流控制模式的操作;

定功率控制模式下, 在稳态运行中, 进行切换到定电流控制模式的操作;

定电流控制模式下, 在电流升/降过程中, 进行切换到定功率控制模式的操作;

定电流控制模式下, 在稳态运行中, 进行切换到定功率控制模式的操作;

在稳态运行中, 应能进行定功率控制/定电流控制模式转换。

6.2.1.5.8 通信通道切换试验

直流系统稳态运行时, 切断/恢复两站间全部通信通道。

切断/恢复两站间通信通道, 对直流传输功率应无扰动。

6.2.1.6 通信故障, 定电流控制试验

切断被试极两站间全部通信通道, 两站均设定为定电流控制模式。

6.2.1.6.1 极启动/停运

极启动时, 先手动解锁逆变站, 再手动解锁整流站; 极停运时, 则先手动闭锁整流站, 再闭锁逆变站。

直流系统的启/停应是平稳的; 应无任何交/直流保护动作。

6.2.1.6.2 手动紧急停运试验

分别在整流站和逆变站进行手动紧急停运。

整流站紧急停运时, 整流站紧急停运时序应正确, 整流器被闭锁; 而逆变器应保持解锁状态, 直到相应保护(零电流或直流欠压)动作或运行人员手动闭锁为止。

逆变站紧急停运时, 逆变站紧急停运时序应正确, 逆变站旁通对应正确投入, 闭锁时序应正常; 整流站直流低电压保护应动作, 闭锁整流器。

6.2.1.6.3 电流升/降

在整流站以一定的速率升降该极直流电流; 在电流升/降过程中, 试验“暂停”功能。

电流升/降应是平稳的; 当下令“暂停”时, 直流电流应保持在下令“暂停”时刻的数值上。

6.2.1.6.4 在电流升降过程中, 进行系统切换

手动将主值控制系统切换为备用系统, 再将主值控制系统切换为备用系统。

备用控制系统应自动转变为主值系统。控制系统切换不对直流传输功率产生扰动。

6.2.1.6.5 转换至定功率控制

恢复被试极两站间全部通信通道; 在电流升/降过程中, 主控站下令从定电流控制转到定功率控制; 在稳态运行中, 主控站下令从定电流控制转到定功率控制。

在稳态运行中, 应能进行从定电流控制到定功率控制的转换。

在定电流或定功率稳态运行中, 手动进行两端换流站间通信主/备通道的往返切换试验。

站间通信主通道至备用通道、备用通道至主通道的切换应不影响直流系统的运行工况。

6.2.1.7 直流正常电压/降压运行试验

6.2.1.7.1 手动/保护启动降压

将主控站设在整流站, 手动进行降压启/停; 降压/全压运行转换; 模拟直流线路保护启动降压运行。

将主控站设在逆变站, 手动进行降压启/停; 降压/全压运行转换。

降压方式下的启/停、降压/全压运行转换都应是平稳的; 降压/全压转换前后直流功率应保持不变。其他交、直流保护不应误动作。

6.2.1.7.2 定功率控制/定电流控制转换

在降压运行方式下, 在功率升/降过程中以及稳态运行中, 下令进行定功率控制/定电流控制转换。

在稳态运行中应能进行定功率控制/定电流控制转换, 且转换不对直流传输功率产生扰动。

6.2.1.7.3 电流指令阶跃

在降压运行方式下, 分别在逆变站电压控制模式下和关断角控制模式下, 在主控站将直流电流指令阶跃变化, 阶跃值为额定值的+0.08p.u.和-0.08p.u.。

直流电流的响应, 包括响应时间和超调量均应满足技术规范的要求。

6.2.1.7.4 功率指令阶跃

在降压运行方式下, 分别在逆变站电压控制模式下和关断角控制模式下, 在主控站将直流功率指令阶跃变化, 阶跃值为额定值的+5%~+10%和-10%~-5%。

直流功率的响应，包括响应时间和超调量均应满足技术规范的要求。

6.2.1.7.5 功率/电流升降

在直流降压方式下，分别在定功率控制和定电流控制模式下，以一定的速率升/降功率/电流。

功率/电流升降应是平稳的；功率/电流升降过程中直流电压应始终稳定在降压值。

6.2.1.7.6 手动改变换流变压器分接头位置

在直流降压运行、定电流控制模式下，将两站换流变压器分接头控制方式改为手动控制，在两站分别升/降两档分接头。

整流站分接头位置的变化，应只引起整流器触发角的变化，直流电流应保持不变；逆变站分接头位置的变化，应只引起直流电压变化（定关断角控制）或关断角变化（定直流电压控制）。

6.2.1.8 无功功率控制试验

6.2.1.8.1 手动投切无功补偿设备

此节中无功补偿设备指交流滤波器组、电容器组、电抗器。

在全压低功率稳态运行中，将无功功率控制模式改为手动控制。在两站分别对所有无功补偿设备（分组）进行一次手动投入和切除操作（如果交流滤波器投入状态为最小滤波器组，则应先进行投入一组交流滤波器的试验）。

无功补偿设备的投/切引起的交流电压动态及稳态变化量应在技术规范规定的范围内。检查避雷器动作情况。

6.2.1.8.2 自动投切无功补偿设备

无功功率控制设为无功自动控制模式，解锁被试极。按试验方案将直流功率升至适当数值，改变换流站与交流系统的无功交换参考值（ Q_{ref} ），观察两站无功补偿设备自动投/切情况。

当换流站与交流系统的无功交换量（ Q_{ex} ）满足以下条件时，应发生无功补偿设备的投/切：

$$Q_{\text{ex}} > Q_{\text{ref}} \pm \Delta Q$$

式中， ΔQ 是控制软件设定的无功调节死区。

6.2.1.8.3 交流滤波器替换

无功功率控制设为无功自动控制模式，稳态运行工况下，在两站分别手动断开一组交流滤波器。

当一组交流滤波器被切除后，另一同类型的交流滤波器小组应在技术规范规定的时间内自动投入。

6.2.1.8.4 无功控制自动投切无功补偿设备

无功功率控制设为无功自动控制模式，解锁被试极；按试验方案慢速升/降直流功率，观察两站无功补偿设备自动投/切情况。

当换流站与交流系统的无功交换量（ Q_{ex} ）满足以下条件时，应发生一组无功补偿设备投/切：

$$Q_{\text{ex}} > Q_{\text{ref}} \pm \Delta Q$$

式中， ΔQ 是控制软件设定的无功调节死区。

6.2.1.8.5 交流电压控制自动投切无功补偿设备

无功功率控制为无功自动控制模式稳态运行工况下，在两换流站，分别将无功功率控制切换为交流电压自动控制模式；按照试验方案手动改变电压参考值（ U_{ref} ），观察两站无功补偿设备自动投/切。

当换流站交流母线电压（ U_{ac} ）满足以下条件时，应发生一小组无功补偿设备投/切：

$$U_{\text{ac}} > U_{\text{ref}} + \Delta U$$

$$U_{\text{ac}} < U_{\text{ref}} - \Delta U$$

式中， ΔU 是控制软件设定的电压调节死区。

6.2.1.8.6 SVC 设备的投切

根据换流站 SVC 设备的设计原则，确定 SVC 设备参与的无功控制试验项目。

6.2.1.9 大地/金属回线转换试验

6.2.1.9.1 确认另一极处于极隔离状态，且另一极直流线路可用。

6.2.1.9.2 被试极运行在定电流控制模式、最小电流工况下，进行大地/金属回线转换，并模拟转换不成功。

转换不成功时，直流场相关刀闸和开关接线方式，以及运行工况应恢复到转换前的状态。

6.2.1.9.3 被试极运行在定电流控制模式、最小电流工况下，进行大地/金属回线转换，并转换成功。

直流场相关刀闸和开关动作顺序应正确；转换应在技术规范规定的时间内完成；转换过程中无严重的直流电压、直流电流扰动。

6.2.1.10 故障试验

6.2.1.10.1 丢失脉冲试验

a) 大地回线，逆变侧丢失单个脉冲。

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在逆变站模拟一个换流阀单次丢失脉冲故障。

直流系统应能经受相应扰动；直流传输功率应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行；直流保护应产生换相失败报警信号。

b) 大地回线，逆变侧丢失多个脉冲。

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在逆变站模拟一个换流阀连续多次丢失脉冲故障，脉冲丢失时间应根据保护设计定值确定。

直流系统应被相应的直流保护紧急停运，两站停运时序应正确；其他保护不应误动作。

c) 大地回线，整流侧丢失单个脉冲。

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在整流站模拟一个换流阀单次丢失脉冲故障。

直流系统应能经受相应扰动；直流传输功率应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行；直流保护应产生换相失败报警信号。

d) 大地回线，整流侧丢失多个脉冲。

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在整流站模拟一个换流阀连续多次丢失脉冲故障，脉冲丢失时间应根据保护设计定值确定。

直流系统应被相应的直流保护紧急停运，两站停运时序应正确；其他保护不应误动作。

e) 金属回线，整流侧丢失单个脉冲。

金属回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在整流站模拟一个换流阀单次丢失脉冲故障。

直流系统应能经受相应扰动；直流传输功率应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行；直流保护应产生换相失败报警信号。

f) 金属回线，整流侧丢失多个脉冲。

金属回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在整流站模拟一个换流阀连续多次丢失脉冲故障，脉冲丢失时间应根据保护设计定值确定。

直流系统应被相应的直流保护紧急停运，两站停运时序应正确；其他保护不应误动作。

g) 金属回线，逆变侧丢失多个脉冲。

金属回线、功率控制模式稳态运行工况下，在逆变站模拟一个换流阀连续多次丢失脉冲故障，脉冲丢失时间应根据保护设计定值确定。

直流系统应被相应的直流保护紧急停运，两站停运时序应正确；不应有保护误动作。

h) 无通信，金属回线，逆变侧丢失多个脉冲。

金属回线、定功率控制模式稳态运行工况下，切断两站间全部控制通信通道，在逆变站模拟一个换流阀连续多次丢失脉冲故障，脉冲丢失时间应根据保护设计定值确定。

逆变站应被相应的直流保护紧急停运，停运时序应正确；整流站应被直流低压保护闭锁；不应有保护误动作。

6.2.1.10.2 直流线路接地故障。

直流线路瞬间接地故障指故障后直流系统应能再启动成功。

- a) 模拟直流线路接地故障。
大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在直流线路保护软件中，模拟直流线路瞬间接地故障。
直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
- b) 整流侧直流线路故障。
大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在靠近整流站的直流线路上，人工制造对地瞬间短路故障。
直流线路保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。
- c) 直流线路中点线路故障。
大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在靠近直流线路中点的直流线路上，人工制造对地瞬间短路故障。
直流线路保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。
- d) 逆变侧直流线路故障。
大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在靠近逆变站的直流线路上，人工制造对地瞬间短路故障。
直流线路保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。
- e) 降压运行方式下，逆变侧直流线路故障。
大地回线、定功率控制模式、降压稳态运行工况下，在靠近逆变站的直流线路上，人工制造对地瞬间短路故障。
直流线路保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。
- f) 金属回线运行方式下，逆变侧直流线路故障。
金属回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在靠近逆变站的直流线路上，人工制造对地瞬间短路故障。
直流线路保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。
直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。
- g) 模拟直流线路纵差保护动作。
金属回线、定功率控制模式稳态运行工况下，在直流线路保护功能中模拟一个直流线路高阻对地长时短路故障。故障持续时间应略大于直流线路纵差保护动作时延。
直流线路纵差保护应正确动作，直流系统再启动逻辑应正确动作，直流系统应在技术规范规定的时间内恢复稳态运行。

6.2.1.10.3 接地极线路接地故障

- a) 接地极线路中点接地故障。
大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，分别在整流侧和逆变侧接地极线路任一根导体靠近中点处，人工制造对地持续短路故障。

此短路对直流传输功率应无扰动；相应接地极线路保护应报警（由于低功率运行，不应引起保护停运）。

b) 接地极线路接地极端接地故障。

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，分别在整流侧和逆变侧接地极线路任一根导体靠近接地极处，人工制造对地持续短路故障。

此短路对直流传输功率应无扰动；相应接地极线路保护应报警（由于低功率运行，不应引起保护停运）。

6.2.1.10.4 模拟中性母线对地故障

大地回线、定功率控制模式稳态运行工况下，整流站和逆变站分别进行直流保护软件中模拟中性母线持续接地故障。

相应直流保护应正确动作，停运直流系统。其他交直流保护不应误动作。

6.2.1.10.5 直流滤波器投切

金属回线（或大地回线）、定功率控制模式稳态运行且两站直流滤波器均全部投入运行工况下，分别在两站依次手动切/投一组直流滤波器。

应依据工程设计检查其动态过程。通常两站中仅失去一组直流滤波器时，不应引起直流传输功率中断，不应有保护动作。

6.2.1.10.6 交流辅助电源切换

定功率控制模式稳态运行工况下，分别在两站依次手动断开/合上站用变压器一路进线开关。

断开站用变压器一路进线开关，相应母线联络开关应自动合上；直流传输功率应不受扰动。

6.2.1.10.7 直流辅助电源故障

定功率控制模式稳态运行工况下，分别在两站依次手动断开/合上 110V 直流一路电源。

丢失/恢复一路 110V 直流电源，对直流传输功率应无扰动。

6.2.1.11 直流系统附加控制试验

6.2.1.11.1 功率提升和功率回降

定功率控制模式稳态运行工况下，分别在两站整定好功率提升/功率回降各级别的功率定值和变化速率；激活功率提升/功率回降功能，并依次模拟向极控系统发出功率提升/功率回降指令，观察直流功率的变化。

直流功率应按照指令所启动的对应级别，按整定的功率提升/功率回降的功率定值和变化速率变化。

6.2.1.11.2 模拟交流系统频率异常控制

定功率控制模式稳态运行工况下，分别在两站模拟交流系统频率高于/低于限制值，观察直流功率的变化。

在整流站，交流系统频率高于/低于限制值，直流传输功率应增加/减少一个预定值；在逆变站则反之。

6.2.1.11.3 模拟调制控制

定功率控制模式稳态运行工况下，分别在两站激活功率调制控制功能，并模拟向极控系统发出功率调制指令，观察直流功率的变化。

如果站内已装设安控装置，可依据调试大纲，通过安控装置向极控系统发出功率调制指令，观察直流功率的变化。

直流功率应按照整定的速率跟随功率调制指令而变化。

6.2.1.11.4 交直流系统并联调制试验

根据工程设计功能要求以及系统条件，安排交直流系统并联运行时的调制试验。

模拟调制信号，并观察交直流系统相关的电压、电流、频率的动态过程，应符合工程设计要求。

6.2.1.12 本地/远方控制转换

6.2.1.12.1 远方控制启/停试验

在主控站，将控制点切换到远方调度中心；在远方调度中心对直流系统进行启/停操作。

将主控站转移到对站，重复此试验。

直流系统应能平稳地启/停。

6.2.1.12.2 远方控制单极功率升/降试验

在主控站，将控制点切换到远方调度中心；在远方调度中心对直流系统进行升/降功率操作；并在功率升/降过程中进行手动“暂停”操作。

将主控站转移到对站，重复此试验。

直流系统的功率升/降应是平稳的。在功率升/降过程中，当手动要求“暂停”时，直流功率应停留在“暂停”指令发出时刻的数值上。

6.2.1.13 后备控制面盘操作

6.2.1.13.1 启/停试验

在主控站的极控主值系统屏柜面盘上，对直流系统进行解锁/闭锁操作。

将主控站转移到对站，重复此试验。

直流系统应能平稳地解锁/闭锁。

6.2.1.13.2 单极功率升/降试验

在主控站的极控主值系统屏柜面盘上，对直流系统进行升/降功率操作；在功率升/降过程中进行手动“暂停”操作。

将主控站转移到对站，重复此试验。

直流系统的功率升/降应是平稳的。在功率升/降过程中，当手动要求“暂停”时，直流功率应停留在“暂停”指令发出时刻的数值上。

6.2.1.14 功率反转试验

定功率控制模式稳态运行工况下，整定功率反转速率和反转后的直流功率定值，手动启动功率反转顺序控制，在直流功率达到反向稳定状态后，再次启动功率反转顺序控制。

功率输送方向和反转时序应是正确的；直流电压、直流功率的变化应是平稳的。

此项试验可结合双极功率反转试验进行。

6.2.2 单极大功率（单极直流额定功率 1/2 及以上）试验

6.2.2.1 定电流控制试验

6.2.2.1.1 电流升/降

被试极直流电流指令从最小值，按试验方案分几个台阶慢速升至额定值，再以同样的方法从额定值返回最小值。在每一电流水平上至少停留 5min。在额定电流下，在两站分别校核模拟量输入信号，参见 6.2.1.1.1（4）款。

将主控制权转移到对站，重复功率升/降过程。

在每一电流升/降过程结束后，直流电流都应达到其指令值；在每一电流水平上，直流系统都应是稳定的。

6.2.2.1.2 手动调节分接头

额定电流运行状态下，将两站换流变压器分接头改为手动控制模式；分别手动升/降 2 档分接头。

换流变压器分接头应能在额定电流下成功地进行手动控制。

6.2.2.1.3 两站控制模式转换

额定电流运行状态下，将两站换流变压器分接头控制改为手动控制，两站配合并分别手动改变两站换流变压器分接头位置，实现控制模式转换，逆变器控制电流。

控制模式应能转变为整流侧最小触发角限制、逆变侧电流控制状态。由于电流裕度补偿功能的作用，

直流电流保持原值不变。

两站控制模式转换应是平稳的。

上述试验完成后，将两端分接头控制恢复为自动。若两端交流电压未发生变化，直流系统应返回此试验前的状态。

6.2.2.1.4 大地回线/金属回线转换

确认另一极处在极隔离状态，且另一极直流线路可用；被试极在大地回线额定电流运行状态下，进行大地回线至金属回线、金属回线至大地回线的转换。

转换时序应正确；金属返回转换开关和大地返回转换开关均应能在额定直流电流下成功地进行转换。转换过程对直流电压、直流电流应无严重扰动。

6.2.2.2 定功率控制试验

在定功率控制模式下，将被试极直流功率升至 80% 额定值，保持 2h。

系统运行应是稳定的。

两端换流站换流变压器油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器油温和线圈温度（油浸式）应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、导线、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围内。

6.2.2.3 直流全压/降压运行试验

6.2.2.3.1 手动全压/降压运行

大地回线、定功率控制模式、额定功率运行状态下，进行手动全压/降压运行转换操作。

在全压/降压转换过程中，直流电压的变化应是平稳的；交流滤波器组/并联电容器组的投/切应与设计相符。降压运行时直流电流不应超过限制值。

6.2.2.3.2 模拟保护启动降压

大地回线、全压并定功率控制模式、额定功率运行状态下，在直流线路保护软件中模拟保护启动降压运行。

在保护启动降压过程中，其他交/直流保护不应误动作。

6.2.2.4 无功功率控制试验

6.2.2.4.1 大地回线全压运行、无功控制

大地回线全压运行方式下，设定无功功率控制为无功自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定换流站与交流系统的无功交换参考值（ Q_{ref} ）；慢速升高直流功率直至额定功率；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.2 大地回线降压运行、无功控制

大地回线降压运行方式下，设定无功功率控制为无功自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定换流站与交流系统的无功交换参考值（ Q_{ref} ）；慢速升高直流功率直至功率限制值；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.3 金属回线全压运行、无功控制

金属回线运行方式下，设定无功功率控制为无功自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定换流站与交流系统的无功交换参考值（ Q_{ref} ）；慢速升高直流功率直至额定功率；再慢速降低直流功率

直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.4 金属回线降压运行、无功控制

金属回线降压运行方式下，设定无功功率控制为无功自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定换流站与交流系统的无功交换参考值 (Q_{ref})；慢速升高直流功率直至功率限值；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.5 大地回线全压运行，交流电压控制

大地回线运行方式下，设定无功功率控制为电压自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定电压参考值 (U_{ref}) 等于实际的交流电压值，设定电压死区为最小值；慢速升高直流功率直至额定功率；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.6 大地回线降压运行，交流电压控制

在大地回线降压运行方式下，设定无功功率控制为电压自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定电压参考值 (U_{ref}) 等于实际的交流电压值，设定电压死区为最小值；慢速升高直流功率直至功率限值；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.7 金属回线全压运行，交流电压控制

在金属回线运行方式下，设定无功功率控制为电压自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定电压参考值 (U_{ref}) 等于实际的交流电压值，设定电压死区为最小值；慢速升高直流功率直至额定功率；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切情况。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.4.8 金属回线降压运行，交流电压控制

在金属回线降压运行方式下，设定无功功率控制为电压自动控制模式、最小功率下解锁；按照试验方案设定电压参考值 (U_{ref}) 等于实际的交流电压值，设定电压死区为最小值；慢速升高直流功率直至功率限值；再慢速降低直流功率直至最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组的自动投/切。

升/降直流功率过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.2.5 热运行试验

6.2.2.5.1 在热运行试验前后，应对换流变压器、平波电抗器（油浸式）以及充油型套管（当有疑问时）中的油样进行色谱分析，监测乙炔等气体含量的变化。

6.2.2.5.2 额定负荷试验

a) 金属回线，备用冷却不投运，额定直流电流热运行试验。

关闭被试极换流变压器、平波电抗器（油浸式）和换流阀的冗余冷却系统，在金属回线、定电流控制模式下，将该极直流电流升至额定值，持续运行至少 6h。

在此期间，核查主回路参数，监测阀冷却水、换流变压器和平波电抗器的温度，直流场、交流场和阀厅的母线、夹线接头、刀闸、设备等的温度。进行第 6.2.2.5.4 款的相关测量。

系统运行应是稳定的。

系统运行参数，如交流母线电压、阀侧电流、换流变压器分接头位置、直流电压、直流电流、直流功率、触发角、关断角、叠弧角、投入的交流滤波器类型和组数等均应与设计值相符。

两端换流站换流变压器（包括套管）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器（油浸式）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、刀闸、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围內。

b) 大地回线，备用冷却不投运，额定直流电流热运行试验。

关闭被试极换流变压器、平波电抗器（油浸式）和换流阀的冗余冷却系统，在大地回线、电流控制模式下，将该极直流电流升至额定值，持续运行至少 2h。

在此期间，核查主回路参数，监测阀冷却水、换流变压器和平波电抗器的温度，直流场、交流场和阀厅的母线、夹线接头、刀闸、设备等的温度。进行第 6.2.2.5.4 款的相关测量。

系统运行应是稳定的。

系统运行参数，如交流母线电压、阀侧电流、换流变压器分接头位置、直流电压、直流电流、直流功率、触发角、关断角、叠弧角，投入的交流滤波器类型和组数等均应与设计值相符。

两端换流站换流变压器（包括套管）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器（油浸式）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、刀闸、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围內。

6.2.2.5.3 过负荷试验

a) 固有有负荷试验。被试极在定功率控制模式、额定功率稳态运行状态下，将直流功率指令值设置为稍高于当时环境温度下直流系统的固有有负荷能力，并升功率。

直流功率应被限制在当时环境温度下直流系统的固有有负荷水平。

b) 2h 过负荷试验。被试极在定功率控制模式、额定功率稳态运行状态下，手动启动 2h 过负荷运行。并在过负荷运行期间，进行第 6.2.2.5.4 款的相关测量。

直流功率应升至直流系统的 2h 过负荷水平，并保持 2h 稳定运行。

系统运行参数，如交流母线电压、阀侧电流、换流变压器分接头位置、直流电压、直流电流、直流功率、触发角、关断角、叠弧角，投入的交流滤波器类型和组数等均应与设计值相符。

两端换流站换流变压器（包括套管）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器（油浸式）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、刀闸、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围內。

c) 短时过负荷试验。

该极在定功率控制模式、额定功率稳态运行状态下，在控制软件中，模拟满足短时过负荷启动条件。

直流功率应迅速升至直流系统相应的短时过负荷水平，并保持技术规范规定的过负荷时间。

此项试验在双极运行工况下进行，无须改动控制软件，可安排在双极试验中进行。

6.2.2.5.4 额定功率运行下的测量

a) 直流谐波测量。

测量两端换流站直流线路出口处直流电流中的 1~50 次谐波。按技术规范规定的算法, 计算等效干扰电流。

计算出的等效干扰电流应不大于技术规范规定的数值。

b) 交流谐波测量。

测量两端换流站交流母线电压中的 2~50 次谐波。按技术规范规定的算法, 计算各次谐波畸变率、总谐波畸变率、电话谐波波形系数。

计算出的各次谐波畸变率、总谐波畸变率、电话谐波波形系数应不大于技术规范规定的数值。

c) 无线电干扰测量。

在试验方案规定的位置进行测量。

测得的无线电干扰数值应不大于技术规范规定的数值。

此项测试容许在直流系统投运 3 个月后再进行。

d) 电磁场强测量。

对换流站内、外的电磁场强进行测量。

测量值应符合环评的要求。

e) 可听噪声测量。

按照试验方案规定的测量点进行测量。

测得的可听噪声数值应不大于技术规范规定的数值。

f) 站辅助系统功率损耗测量。

测量两换流站站用电负载功率。

各换流站站用电负载功率应不大于设计值。

g) 接地极测试。包括以下工作内容:

——测量接地极电阻

——计算接地极线路电阻

——测量接地极现场的跨步电压、接触电势

——测量接地极各个组成部分的电流分布

——测量接地极导线和土壤的温度上升情况

h) 在两端换流站测量换流变压器中性点直流电流。

在接地极各部分的电流分布都应处于设计限值之内。

跨步电压及接触电压应处于安全限制值之内。

接地极电流在通信线路上产生的压降不应干扰邻近通信系统正常运行。

接地极导体温度处于设计限值之内。

6.2.3 双极低功率（双极直流额定功率 1/5 及以下）试验

6.2.3.1 双极启/停试验

6.2.3.1.1 双极先后启/停

a) 一极定电流控制, 另一极启/停。

一极在定电流控制模式下稳态运行, 观察运行极对非运行极的感应影响。另一极在定电流控制模式下进行换流变压器充电、极解锁/闭锁、换流变压器断电操作。

b) 一极在定电流控制模式下稳态运行, 另一极在定功率控制模式进行解锁/闭锁操作。

以上试验对两极分别进行。

后投运极的启/停应是平稳的, 且不对已运行极的传输功率产生扰动。

6.2.3.1.1.2 一极定功率控制，另一极启/停

- a) 一极定功率控制模式下稳态运行，另一极在定电流控制模式进行解锁/闭锁操作。
- b) 一极定功率控制模式下稳态运行，另一极在定功率控制模式下进行换流变压器充电、极解锁/闭锁、换流变压器断电操作。

以上试验对两极分别进行。

后投运极的启/停应是平稳的，且不对已运行极的传输功率产生扰动。

6.2.3.1.1.3 一极双极功率控制，另一极启/停

- a) 一极在双极功率控制模式下稳态运行，另一极在定电流控制模式进行解锁/闭锁操作。
- b) 一极在双极功率控制模式下稳态运行，另一极在定功率控制模式下进行换流变压器充电、极解锁/闭锁、换流变压器断电操作。

以上试验对两极分别进行。

后投运极的启/停应是平稳的，且不对双极传输功率产生扰动。

6.2.3.1.2 双极同时启/停

两极均在双极功率控制模式下进行解锁/闭锁操作。

两极应能同时解锁。闭锁时，两极应能同时闭锁，若一极先闭锁，直流功率应转移到另一极，待其功率下降到最小值后再闭锁。

6.2.3.2 双极功率升/降试验

6.2.3.2.1 手动进行双极功率升/降

两极均在双极功率控制模式下稳态运行。手动升/降双极直流功率指令，在功率升/降过程中，分别在两站对各极进行控制系统切换操作。

两极功率应同步升/降；控制系统切换对双极功率升/降应无扰动。

6.2.3.2.2 双极功率自动升/降

两极均在双极功率控制模式下稳态运行。整定负荷曲线，将功率控制模式由手动改为自动。

双极功率应跟随负荷曲线平稳变化。

6.2.3.3 双极电流平衡控制试验

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，监测两极直流电流。

两极均在双极功率控制模式下稳态运行时，流入接地极的直流电流应小于技术规范规定的限制值。

6.2.3.4 控制模式转换、双极功率补偿试验

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，将其中一极由双极功率控制模式依次改为定功率控制模式、定电流控制模式、切断此极站间控制通信通道，并在各种控制模式下降/升该极功率（电流）。

将主控权转移到对站，重复上述试验。

对两极都进行同样的试验。

在此项试验中，双极直流传输功率应始终保持不变。

6.2.3.5 极跳闸，双极功率补偿试验

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，将其中一极手动紧急停运。

对另一极进行同样的试验。

一极紧急停运，其功率应能在技术规范规定的时间内转移到另一极；双极稳态直流传输功率应保持不变。

6.2.3.6 双极功率反转

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，进行双极功率反转操作。

双极功率应按设计要求同步反转。

6.2.3.7 故障试验

6.2.3.7.1 接地极线路故障

- a) 接地极线路接地故障。

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，分别在整流侧、逆变侧接地极线路上人工制造持续接地故障。

相应接地极线路保护应报警。

b) 接地极线路开路故障。

——双极功率控制，接地极线路开路

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，分别在两站控制保护软件中模拟本侧接地极线路开路故障。

该侧站内直流接地开关应自动合上。

——一端站内接地，双极功率控制运行，一极闭锁

一端站接地极线路开路、站内接地；两极在双极功率控制模式下同时解锁；在双极功率控制稳态运行中，手动紧急停运其中一极。

双极应能同步解锁；一极紧急停运，另一极应随之被相应保护紧急停运。

6.2.3.7.2 一极直流线路故障

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，在其中一极直流线路中点附近人工制造对地短路故障。在另一极重复上述试验。故障极直流线路保护应正确动作。健全极应能保持双极稳态直流功率不变。

直流线路故障探测装置检测到的故障距离应在技术规范规定的精度范围之内。

6.2.3.7.3 交流线路故障

a) 整流侧交流线路故障。

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，在整流站附近交流线路上人工制造单相对地瞬时故障。

两极直流功率均应在技术规范规定的时间内恢复到故障前的稳态值。

b) 逆变侧交流线路故障。

两极均在双极功率控制模式下稳态运行，在逆变站附近交流线路上人工制造单相对地瞬时故障。

两极直流功率均应在技术规范规定的时间内恢复到故障前的稳态值。

6.2.3.8 降压运行试验

两极均在双极功率控制模式下全压运行，对其中一极手动启动降压运行。

此项试验对两极分别进行。

一极全压、一极降压运行应是稳定的；两站投入的交流滤波器型号和组数应符合设计要求。

6.2.4 双极大功率（双极直流额定功率 1/2 及以上）试验

6.2.4.1 双极热运行试验

在热运行试验前后，应对两极换流变压器、平波电抗器（油浸式）及充油型套管（当有疑问时）中的油样进行色谱分析，监测乙炔等气体含量的变化。

两极均在双极功率控制模式下解锁到双极最小功率；无功功率控制选择无功自动控制模式，设定换流站与交流系统的无功交换参考值（ Q_{ref} ）；分阶段慢速升高直流功率直至双极额定功率，在每个功率水平下至少停留 5min，到达双极额定功率后保持 2h，进行第 6.2.2.5.4 款的相关测量。

系统运行应是稳定的。

两极的运行参数，如交流母线电压、阀侧电流、换流变压器分接头位置、直流电压、直流电流、直流功率、触发角、关断角、叠弧角，投入的交流滤波器类型和组数等均应与设计值相符。

两端换流站换流变压器（含套管）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器（油浸式）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、导线、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围内。

此项试验可与双极无功功率试验合并进行。

6.2.4.2 双极无功功率试验

两极均在双极功率控制模式下解锁到双极最小功率。无功功率控制选择无功自动控制模式，设定换流站与交流系统的无功交换参考值 (Q_{ref})；分阶段慢速升高直流功率直到额定功率；在每个功率水平下至少停留 5min，直至双极额定功率。再同样分阶段慢速降低直流功率直至双极最小功率，观察两站交流滤波器组/并联电容器组自动投/切情况。

在直流功率升降过程中，两站交流滤波器组/并联电容器组的投/切类型和顺序应与设计相符；各交流滤波器组/并联电容器组的投/切时刻所对应的直流功率应与设计相符。

6.2.4.3 双极降压运行试验

两极均在双极功率控制模式、无功功率控制选择无功自动控制模式，额定功率下运行，手动启动双极同时降压。

两极直流电压下降应是平稳的；两站交流滤波器组/并联电容器组投入的组数及与交流系统交换的无功功率应符合设计要求。直流电流应保持在允许的限制值内。

6.2.4.4 一极全压、一极降压运行试验

两极均在双极功率控制模式、无功功率控制选择无功自动控制模式、额定功率下运行；手动启动其中一极降压。

降压极直流电压下降应是平稳的，其直流电流应保持在允许的限制值内；两站交流滤波器组/并联电容器组投入的组数及与交流系统交换的无功功率应符合设计要求。

6.2.4.5 过负荷试验

6.2.4.5.1 双极 2h 过负荷

两极均在双极功率控制模式、无功功率控制选择无功自动控制模式、额定功率下运行；手动启动 2h 过负荷运行，并在过负荷运行期间，进行第 6.2.2.5.4 款的相关测量。

直流功率应升至双极 2h 过负荷水平，并保持 2h 稳定运行。

两极的运行参数，如交流母线电压、阀侧电流、换流变压器分接头位置、直流电压、直流电流、直流功率、触发角、关断角、叠弧角，投入的交流滤波器类型和组数等均应与设计值相符。

两端换流站换流变压器（含套管）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站平波电抗器（油浸式）油温和线圈温度应在技术规范规定的范围内。

两端换流站阀冷却水的温度应在技术规范规定的范围内。

换流阀结温应在设计允许范围内。

两端换流站直流场、交流场和阀厅、母线、接头线夹、导线、设备等的温度值都应在技术规范允许的范围内。

6.2.4.5.2 一极短时过负荷

两极均在双极功率控制模式下稳定运行，双极功率整定值稍大于一极的短时过负荷能力。手动紧急停运一极。迫使另一极进入短时过负荷运行。

进入短时过负荷的极的直流功率水平、过负荷时间应满足技术规范规定的要求。

6.2.4.6 双极运行紧急停运试验

6.2.4.6.1 一极为额定直流功率运行，另一极运行在双极功率控制模式和低功率工况。手动紧急停运额定功率运行极。

两站交/直流系统应不产生高于技术规范规定的过电压；健全极应在允许条件下接受停运极的转移功率。

6.2.4.6.2 两极均在双极功率控制模式、双极额定功率下稳态运行，手动双极同时紧急停运。

两站交/直流系统应不产生高于技术规范规定的过电压；两端交流系统应能经受甩掉双极额定功率的冲击。

该项目为备选项。

6.3 功率反送，端对端系统试验项目及要求

功率反送试验可参照 6.2 款中的试验项目选择进行。

6.4 试运行

在上述试验项目完成、试验中发现的问题已解决并处理完毕的基础上，可启动工程的试运行。

根据工程启动委员会批准的试运行方案确定试运行期间的负荷水平、试运行时间，以及试运行期间内应进行的其他工作。

中 华 人 民 共 和 国
电 力 行 业 标 准
高压直流输电工程系统试验规程
DL/T 1130—2009

*

中国电力出版社出版、发行
(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)
北京博图彩色印刷有限公司印刷

*

2009年12月第一版 2009年12月北京第一次印刷
880毫米×1230毫米 16开本 1.75印张 47千字
印数 0001—3000册

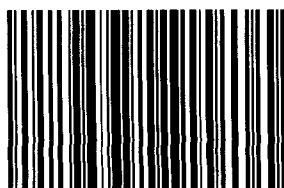
*

统一书号 155083·2254

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失
本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究



155083.2254

销售分类建议：规程规范/
电力工程/输配电