

光伏电站启动试运行的关键技术要点与实践分析

——以罗杞打光伏电站为例

巩华威

中国水利水电第十一工程局有限公司 河南郑州 450001

摘要:光伏电站的启动试运行是确保项目安全并网与稳定运营的核心与关键,整个过程不仅复杂,技术难度高,同时对各环节的实施有着严格的要求和标准。本文以云南省楚雄州110kV罗杞打光伏电站为例,系统分析了试运行工艺流程以及相关关键技术要点,包括冲击试验技术、二次系统调试等关键技术,总结出一套适用于高海拔复杂地形光伏电站的试运行方案,以为同类项目提供技术参考。

关键词:光伏电站;启动试运行;冲击试验;二次系统调试;并网协调控制

引言

在全球能源结构向清洁化转型的背景下,光伏发电已成为实现“双碳”目标的重要途径。据国际能源署(IEA)统计,2023年全球光伏新增装机容量达350GW,中国占比超40%。然而,光伏电站的规模化建设对并网技术提出更高要求,尤其是启动试运行阶段的技术复杂性与安全风险亟待系统性研究。启动试运行是光伏电站从建设转向商业运营的“最后一公里”,其核心任务包括设备功能验证、保护系统联调及电网适应性测试。若在此阶段发生操作失误或设备故障,可能导致大规模停电、设备损毁甚至人身伤亡。因此,如何通过科学的工艺设计与安全管理规避风险,成为行业关注的焦点。

一、工程概况

罗杞打光伏电站位于云南省楚雄市子午镇,场址地理坐标为东经 $101^{\circ} 29' 4.47''$ ~ $101^{\circ} 34' 43.7''$ 、北纬 $24^{\circ} 50' 17.07''$ ~ $24^{\circ} 54' 45.38''$,总占地面积1.18公顷(永久)与83.26公顷(临时)。电站额定容量60.16MW,安装容量72.50MW_p,容配比1.205,配置一座110kV升压站,主变容量60MVA,通过1回110kV线路接入110kV龙潭变电站,送出线路长度15.81km。主要电气设备包括:

(1)一次设备:110kV GIS、35kV 配电装置、SVG成套装置、接地电阻柜;

(2)二次系统:微机五防系统、光功率预测装置、故障录波器;

(3)光伏阵列:24个方阵、188台组串式逆变器及

配套箱变。

二、光伏电站启动试运行的工艺流程设计

光伏电站启动试运行的工艺流程设计是确保设备安全投运与电网稳定接入的核心框架。罗杞打光伏电站的试运行流程以“分阶段投运、逐级验证”为原则,分为四个关键阶段:试运行前准备、110kV系统投运、35kV系统投运及光伏阵列并网。详细工艺流程如图1所示。

(1)试运行前准备。准备环节是后续开展的基础和关键,在该环节需要做好设备调试验收、保护定值核对、安全警示设置及启委会验收四方面的工作,尤其需要重点核查一次设备(如GIS、主变、断路器)的绝缘电阻(110kV设备 $\geq 1000M\Omega$)、二次回路接线正确性,并完成五防系统逻辑闭锁测试^[1]。所有参与投运的设备需张贴“已调试合格”标识,投运范围内的临时接地线须全部拆除,工作票终结率需达100%。

(2)110kV系统投运是流程的核心,包括三次110kV龙杞线冲击试验与五次主变冲击试验。线路冲击通过三次合闸操作(间隔5分钟)验证绝缘强度,每次冲击后需检测线路电流平衡度(三相偏差 $\leq 5\%$)及保护装置动作情况。主变冲击试验则通过五次合闸(间隔5分钟)检测励磁涌流衰减特性(第五次冲击电流需降至首次的80%以内)及瓦斯继电器排气效果。

(3)35kV系统投运分步实施,首先对母线进行三次冲击(首次不带电压互感器),随后依次投运站用变、SVG及集电线路。母线冲击后需通过二次核相验证相序一致性,并测量电压互感器二次侧误差($\leq 1\%$)。

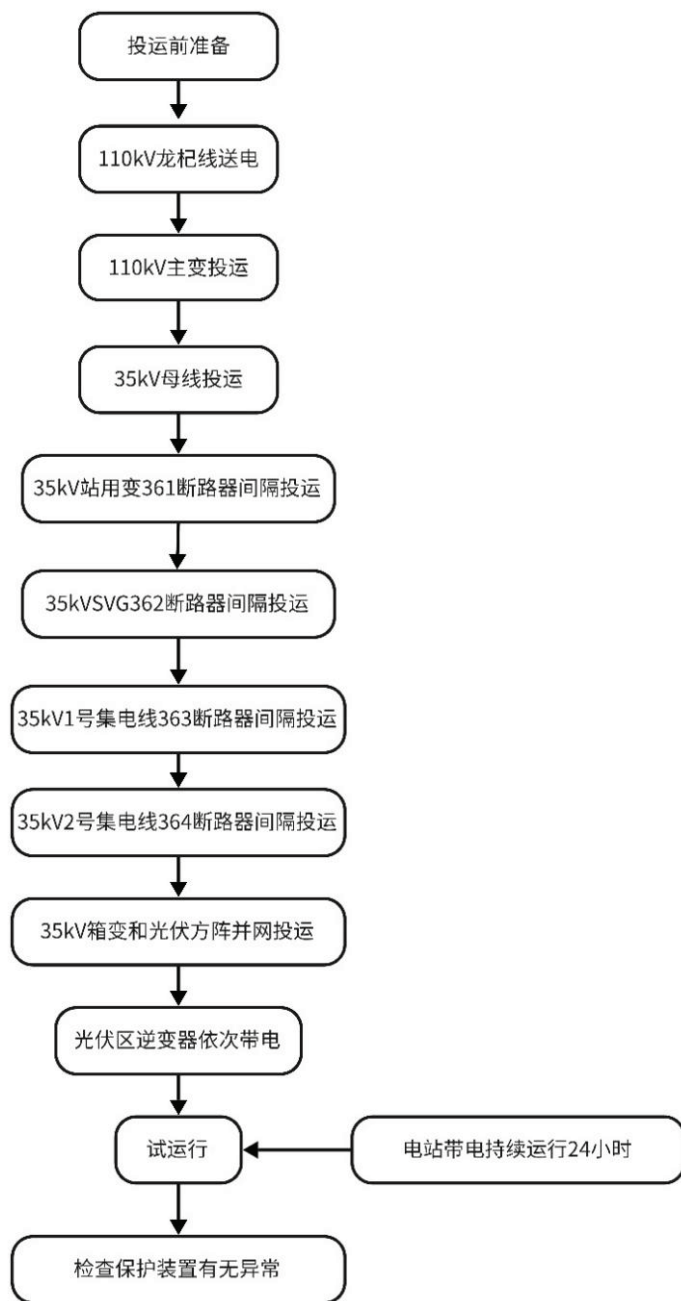


图1 光伏电站启动试运行的工艺流程示意图

(4) 光伏阵列并网是最终环节，需完成箱变三次冲击试验（间隔5分钟）、逆变器低电压穿越测试（电压跌落至20%时持续运行 $\geq 625\text{ms}$ ）及防孤岛保护验证（2s内停机）。整个流程通过“高压先行、低压跟进”的顺序，最大限度降低操作风险，确保电网与设备安全。

三、光伏电站启动试运行中的关键技术要点

1. 冲击试验技术

冲击试验是验证电气设备耐受瞬时电压波动能力的关键技术，其核心目标是通过模拟电网合闸或故障工

况，检测设备绝缘性能、机械强度及动态响应特性。罗杞打光伏电站的冲击试验分为线路冲击与主变冲击两类，具体实施需结合设备特性与电网要求，形成标准化操作流程。

(1) 110kV线路冲击试验

110kV线路冲击试验需执行三次合闸操作，每次间隔5分钟，旨在验证线路绝缘强度与断路器动态性能。首次冲击合闸后需立即测量线路参数，包括电容电流（要求 $\leq 0.1\text{A/km}$ ）、绝缘电阻（ $\geq 1000\text{M}\Omega$ ）及相

序正确性。使用无线核相仪（型号SHX-2000）验证线路与电网侧相位一致性，确保误差 $\leq 1^\circ$ ；第二次冲击重点检测断路器机械特性，通过录波仪记录合闸时间（ $\leq 80\text{ms}$ ）、分闸时间（ $\leq 60\text{ms}$ ）及同期性（三相不同期时间 $\leq 3\text{ms}$ ）^[2]。若检测到断路器弹跳时间 $> 2\text{ms}$ ，需调整操动机构液压系统压力至标准值（ $28 \pm 1\text{MPa}$ ）；第三次冲击使线路带电运行24小时，同时监测导线接头温升（红外测温仪检测温度 $\leq 70^\circ\text{C}$ ）、电晕放电（紫外成像仪检测无可见电晕）及保护装置误动情况，试验数据实时录入SCADA系统，生成《线路冲击试验报告》。

（2）35kV母线冲击试验

35kV母线冲击试验采用分步策略，结合电压互感器（PT）与无功补偿装置联调，确保系统稳定性。首次冲击断开PT二次空开，仅验证母线绝缘性能，使用2500V兆欧表测量母线绝缘电阻（ $\geq 100\text{M}\Omega$ ）及局部放电量（ $\leq 10\text{pC}$ ）。第二次冲击前投入PT并进行升压试验，通过三相调压器将电压从0kV逐步升至35kV，使用高精度数字示波器（带宽 $\geq 100\text{MHz}$ ）测量二次侧相序与幅值误差（要求 $< 1\%$ ）。若发现PT谐振（表现为二次电压畸变），需加装消谐装置或调整PT接地方式。第三次冲击结合SVG投运，动态调节无功功率（ $\pm 1\text{Mvar}$ 阶跃变化），监测母线电压波动（ $\leq 2\%$ ）及谐波畸变率（ $\text{THD} \leq 3\%$ ）^[3]。试验后需复核保护装置采样值（误差 $\leq \pm 0.5\%$ ），确保无保护误动风险。

（3）主变冲击试验

主变冲击试验需完成五次合闸操作，重点验证励磁涌流衰减特性及差动保护可靠性。试验前需确认主变中性点接地开关处于分闸状态，瓦斯继电器排气阀已开启，油温稳定在 $20\sim 40^\circ\text{C}$ 。首次冲击时监测励磁涌流峰值（要求不超过额定电流的8倍），若涌流过大需检查铁芯接地电阻（ $\leq 0.1\Omega$ ）及合闸相位角（优选电压过零点合闸）。第五次冲击后测量差动保护差流值（ $\leq 5\text{mA}$ ），并执行瓦斯继电器轻瓦斯报警测试（油流速 $\geq 1.0\text{m/s}$ 触发报警）。试验中若主变本体出现异常振动（振动加速度 $> 4.0\text{m/s}^2$ ）或持续蜂鸣声，需立即停运并检查铁芯夹件螺栓扭矩（标准值 $120\text{N}\cdot\text{m}$ ）及绝缘油色谱（氢气含量 $\leq 150\mu\text{L/L}$ ，总烃 $\leq 150\mu\text{L/L}$ ）。

2. 二次系统调试技术

二次系统调试是确保继电保护、自动化控制及通信系统可靠运行的核心环节，需通过多维度测试与联调实现功能闭环。

（1）继电保护调试

继电保护调试遵循“定值核对—逻辑验证—回路校验”三步法。先依据调度下发的正式定值单（盖红章），逐项录入线路差动保护（如RCS-931A型光纤差动保护，差动门槛值 $0.2I_n$ ）、主变保护（如PCS-978差动速断动作值 $1.3I_n$ ）及母线保护（如BP-2B复压闭锁过流保护动作时间 0.3s ），定值误差需控制在 $\pm 2\%$ 以内并通过密码锁闭管理防止误修改^[4]。其次，进行整组传动试验，模拟线路单相接地故障（故障电流 $1.2I_n$ ），使用继电保护测试仪（型号ONLLY-6600）注入故障量，验证保护动作时间（ $\leq 30\text{ms}$ ）及断路器跳闸准确性。试验中需同步检查失灵保护联跳逻辑（主变高压侧断路器拒动时，相邻断路器应在 50ms 内跳闸）。最后执行电流互感器（CT）二次通流试验和电压互感器（PT）二次升压试验，确保变比误差（ $\leq 5\%$ ）、相位偏差（ $\leq 3^\circ$ ）及二次电压误差（ $\leq 1\%$ ）符合规范。

（2）自动化系统调试

自动化系统调试涵盖监控、预测与录波功能，需满足电网调度实时性与可靠性要求。自动化系统调试涵盖监控、预测与录波功能。1) SCADA功能测试需验证遥测数据刷新周期（ $\leq 2\text{s}$ ）、遥控命令执行成功率（100%）及遥信信号准确性；2) 光功率预测系统采用数值天气预报（NWP）与历史数据融合算法，短期预测（4小时）误差要求 $\leq 10\%$ ，并定期校准光伏组件衰减系数（年均衰减率 $\leq 0.5\%$ ）及逆变器转换效率（ $\geq 98.5\%$ ）；3) 故障录波器校验需模拟三相短路故障，验证录波启动时间（ $\leq 10\text{ms}$ ）及数据完整性（每周波采样点数 ≥ 80 点），录波文件需支持COMTRADE格式导出。

（3）通信联调

通信联调需实现电站与调度主站的无缝对接，重点验证规约兼容性与数据传输可靠性。其中，104规约测试通过规约分析仪（如EKL-104）模拟主站与子站通信，验证遥测数据上传延迟（ $\leq 500\text{ms}$ ）及遥控命令响应时间（ $\leq 1\text{s}$ ），特别关注双机冗余切换（切换时间 $\leq 50\text{ms}$ ）及通信中断恢复能力（断线重连时间 $\leq 10\text{s}$ ）。

而对时系统校准采用北斗/GPS双模时钟源，确保站内设备对时误差 $\leq 1\mu\text{s}$ ，合并单元（MU）与保护装置的采样同步性需通过IRIG-B码校验，相位差 $\leq 2\mu\text{s}$ 。网络安全防护依据《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委14号令），部署纵向加密装置（如SJJ1610）与防火墙，实现调度数据网与非实时控制区的物理隔离。

3. 并网协调控制技术

并网协调控制旨在实现光伏电站与电网的功率平衡与动态响应,通过多设备协同与参数优化提升系统稳定性^[5],是光伏电站成功并网并稳定运行的关键所在。

(1) SVG无功补偿调试

SVG调试需兼顾稳态精度与动态响应,初始投运时设定1Mvar容性无功输出,通过PID控制器调节逆变器功率因数至0.98,动态响应时间要求 $\leq 20\text{ms}$ (通过阶跃试验验证);谐波治理需使用电能质量分析仪(如FLUKE-435)检测输出电流谐波畸变率($\text{THD} \leq 3\%$),若超标需调整PWM调制策略或加装滤波电抗器;过热保护模块实时监测IGBT温度($\geq 85^\circ\text{C}$ 触发降容运行),并启动强制风冷系统。

(2) 逆变器并网测试

逆变器并网需通过严苛功能验证,其中,低电压穿越(LVRT)测试模拟电网电压跌落至 $20\%U_n$ (持续时间150ms),逆变器需维持并网 $\geq 625\text{ms}$,并记录直流母线电压波动($\leq 10\%$)与输出电流谐波($\text{THD} \leq 5\%$);防孤岛保护测试通过RLC负载模拟孤岛条件(负载 $Q_f=1 \pm 0.05$),验证频率突变($\Delta f \geq 0.5\text{Hz}$)与电压畸变($\text{THD} \geq 5\%$)触发保护的可靠性;MPPT效率测试需在辐照度突变($800 \rightarrow 1000\text{W}/\text{m}^2$)条件下确保跟踪效率 $\geq 99\%$,采用太阳能模拟器(AAA级)与自然光照对比验证。

(3) 光功率预测与系统优化

光功率预测与系统优化中,光功率预测系统需实现高精度发电预测,并结合实际运行数据优化控制策略。预测模型校准采用机器学习算法(如LSTM神经网络)

融合NWP数据、历史出力与组件温度,提升短期预测精度(误差 $\leq 15\%$),每季度需重新训练模型,适应季节变化。群控策略优化针对逆变器群功率振荡问题,调整PID控制参数(比例增益 $K_p=0.8$,积分时间 $T_i=10\text{s}$),并引入虚拟同步机(VSG)技术模拟惯量响应,抑制频率波动($\Delta f \leq 0.2\text{Hz}$)。72小时试运行连续监测系统稳定性指标,包括电压合格率($\geq 99\%$)、频率偏差($\leq 0.2\text{Hz}$)及保护正确动作率(100%),试运行报告需经电网调度部门签字确认,作为商业运营许可依据。

结论

光伏电站启动试运行是衔接建设与运营的核心环节,光伏电站启动试运行过程中的冲击试验技术、二次系统调试技术以及并网协调控制技术从不同层面为电站的稳定运行与成功并网提供了关键保障。通过严格执行各技术要点中的操作流程与标准,能够有效降低电站运行风险,提高运行效率。

参考文献

- [1]GB/T 42006-2022,高原光伏发电设备检验规范[S].
- [2]GB/T 37409-2019,光伏发电并网逆变器检测技术规范[S].
- [3]NB/T 32038-2017,光伏发电工程安全验收评价规程[S].
- [4]冯连霞.浅谈50MWp光伏电站工程试运行方案[J].科技创新与应用,2015,(36):199.
- [5]GB/T 50796-2012,光伏发电工程验收规范[S].