

光伏发电系统接入电力输配网常见问题及对策研究

刘 洋¹ 冯 伟² 宋晓飞³

1. 华润新能源投资有限公司山西分公司 山西 太原 030000

2. 华润新能源(乡宁)有限公司 山西 临汾 041000

3. 华润新能源(临汾)风能有限公司 山西 临汾 041000

摘 要: 随着能源转型推进,光伏发电在能源体系中占比攀升,其接入电力输配网成为重要课题。本文聚焦光伏发电系统接入电力输配网的关键问题与应对策略展开研究。首先阐述了光伏发电系统原理、分类,电力输配网结构及二者接入方式与意义,分析了接入后出现的电能质量劣化、保护适应性不足、运行稳定性下降、调度消纳困难、运维规划适配难题五大问题,最后针对性提出电能质量精准改善、输配网保护系统优化、系统运行稳定性增强等系列应对策略。研究为提升光伏并网安全性、稳定性与经济性提供技术支持,助力能源结构清洁低碳转型。

关键词: 光伏发电系统;电力输配网;常见问题;对策研究

引言: 光伏发电系统接入电力输配网过程中,电能质量、系统保护、运行稳定等问题凸显,制约光伏规模化应用与电网安全运行。鉴于此,本文先梳理光伏发电系统与电力输配网基础信息,再剖析接入常见问题,最后提出科学应对策略,旨在为解决光伏并网难题、推动可再生能源高效利用提供理论与实践参考。

1 光伏发电系统与电力输配网概述

1.1 光伏发电系统原理与分类

光伏发电系统的核心工作原理基于半导体的光生伏特效应,当太阳光照射到由P型和N型半导体组成的光伏电池表面时,光子能量被吸收,促使半导体内部的电子脱离束缚,形成可自由移动的电子-空穴对。在电池内部电场的作用下,电子向N区移动,空穴向P区移动,进而在电池两端产生电势差,当外部电路形成闭合回路时,便会产生持续的电流,实现太阳能到电能的直接转换。从系统规模与应用场景来看,光伏发电系统主要可分为以下集中式与分布式两类。(1)集中式光伏发电系统通常具备较大的装机容量,多选址于光照资源丰富的开阔区域,如荒漠、平原等,其电能产出后需通过高压输电线路接入电力系统,满足大范围用电需求;(2)分布式光伏发电系统则以小规模、分散式布局为主,可直接安装于建筑屋顶、工业厂房等场所,发电就近消纳,多余电能可反馈至电网,具有灵活性高、输电损耗小的特点。

1.2 电力输配网结构

电力输配网是保障电能从发电端输送至用电端的关键基础设施,整体呈现分级式网络结构,主要由输电系统与配电系统两部分构成。(1)输电系统以高电压等级为核心特征,通过输电线路将发电厂产生的电能远距离

输送至负荷中心区域,在此过程中,变电站承担着电压变换的重要职能,通过升压变压器提高电压以降低输电损耗,再通过降压变压器将电压调整至适配配电系统的等级。(2)配电系统则负责将降压后的电能进一步分配至各类用户,包括居民用户、工业用户、商业用户等,其网络结构更为复杂,涵盖配电线路、配电变压器、开关设备等众多组件,形成覆盖广泛的配电网络。

1.3 光伏发电系统接入电力输配网的方式及意义

光伏发电系统接入电力输配网的方式要根据系统规模、电压等级及电网结构合理选择,主要可分为低压侧接入与高压侧接入两类。(1)低压侧接入多用于分布式光伏发电系统,系统输出的电能经逆变器转换为交流电后,直接接入用户侧低压配电网络,电能优先满足本地负荷需求。(2)高压侧接入则适用于集中式光伏发电系统,系统发电经升压变电站提升至高压等级后,接入区域高压输电或配电网络,实现电能的大规模输送与分配。

光伏发电系统接入电力输配网具有以下意义。(1)可有效提升可再生能源在能源消费中的占比,减少对传统化石能源的依赖,推动能源结构向清洁化、低碳化转型;(2)能够充分开发利用太阳能资源,提高能源供应的多样性与稳定性,缓解传统能源供应压力;(3)光伏发电过程无污染物排放,可显著降低碳排放,减少对生态环境的影响,助力实现“双碳”目标^[1]。

2 光伏发电系统接入电力输配网常见问题

2.1 电能质量劣化问题

光伏发电系统接入后对电能质量的干扰具有多源性与叠加性。光照强度、环境温度的随机变化直接导致光伏出力剧烈波动,引发并网点电压频繁起伏与闪变,在

电网阻抗较大的偏远区域该问题更为突出。逆变器作为电力电子转换核心，其高频开关动作会产生大量谐波，单台设备谐波排放可能符合标准，但多台光伏系统集中接入时易形成谐波叠加效应，其中3次、5次等低次谐波会加速变压器、电机等设备老化，高频谐波则可能干扰电网通信信号。单相分布式光伏的无序接入易造成三相负荷不平衡，导致中性线电流超标，而逆变器故障时可能产生的直流分量注入电网，会引发变压器磁路饱和，进一步恶化电能质量。

2.2 输配网保护适应性不足

传统配电网多为单电源放射状结构，保护装置按单向潮流特性设计，光伏发电接入后形成多电源供电格局，彻底改变故障电流的大小与方向。这种变化会导致原有继电保护范围缩小，出现灵敏度不足或误动作现象，如并联分支故障时可能触发光伏接入点保护装置误跳闸。孤岛效应风险同样突出，电网故障停电时若光伏系统未及时断开，会形成独立供电孤岛，不仅导致孤岛内电压频率失控，还会对检修人员构成安全威胁，且电网恢复供电时易产生相位差浪涌电流。

2.3 系统运行稳定性下降

高比例光伏并网显著降低系统惯性，削弱电网对功率扰动的抵御能力。光伏出力的间歇性与随机性导致源荷平衡难度骤增，一旦出现较大功率缺额，电网频率调节速度滞后，易引发频率偏差甚至解列风险。电压稳定方面，光伏出力变化会改变馈线电压分布，接入容量较大时易出现电压越限，弱电网区域因电压支撑能力不足，该问题更为突出。光伏系统依赖电力电子设备实现并网，其控制策略与电网动态特性的交互可能引发次同步振荡等新型稳定性问题，而配电信息物理系统中设备老化、指令传输延迟等问题，会进一步降低电压控制的可靠性。

2.4 调度与消纳管理困难

光伏出力的强预测难度大幅增加电网调度复杂度，传统基于固定负荷曲线的调度模式难以适配源荷双重波动特性。在无储能配套的场景下，午间光伏高峰出力可能超出电网接纳能力，导致弃光现象，而夜间或阴天出力低谷时又需依赖其他电源补足缺口，造成调度资源浪费。分布式光伏的“就近消纳”特性改变传统单向潮流模式，双向潮流使网损计算复杂度上升，部分用户侧光伏出力可能抵消自身负荷，导致关口计量点功率因数下降。

2.5 运维与规划适配难题

光伏发电的分布式布局使电网运维范围与复杂度显著提升，要额外投入资源对光伏接入点的逆变器、汇流

箱等设备进行状态监测与维护，直接增加运维成本。规划层面，大量光伏接入改变原有负荷增长模式，传统负荷预测模型难以准确预估区域电力供需变化，导致配电网改造方案缺乏针对性。接入点选择与容量配置不合理会加剧电压波动、设备过载等问题，而现有规划体系对光伏与储能、需求侧资源的协同考虑不足，难以实现系统整体优化^[2]。

3 光伏发电系统接入电力输配网问题的应对策略

3.1 电能质量精准改善策略

针对光伏并网引发的电能质量问题，要构建以下“主动抑制+被动补偿”的协同治理体系策略。（1）在主动抑制层面，采用具备宽范围功率调节能力的智能逆变器，通过改进控制算法实现多目标优化——基于模型预测控制（MPC）的策略可实时跟踪光伏出力波动，动态调节无功功率输出，抑制电压波动与闪变；引入虚拟同步发电机（VSG）技术，模拟同步电机的惯量与阻尼特性，降低逆变器高频开关产生的谐波含量，同时通过零序电流补偿功能缓解三相不平衡问题。（2）在被动补偿层面，根据电网阻抗特性与光伏接入容量，配置分级式无功补偿装置：低压配网侧采用静止无功发生器（SVG）与有源电力滤波器（APF）组合装置，实现无功功率快速调节与谐波精准滤除，其中APF需具备2-50次谐波补偿能力；高压输电侧则可结合固定电容补偿与可控电抗器，构建多时段、多场景的无功平衡体系。

3.2 输配网保护系统优化策略

为适配多电源格局下的保护需求，要从以下装置升级与策略重构两方面入手。（1）在装置层面，推广具备双向故障识别能力的自适应保护装置，通过实时采集光伏接入点的短路电流特性与潮流方向，动态调整保护定值与动作逻辑，避免传统保护的误动或拒动；针对孤岛效应风险，采用基于电压相位突变与频率偏移双重判据的孤岛检测算法，结合主动式扰动注入技术，确保电网故障时光伏系统能在200ms内实现安全离网，同时配置防孤岛保护装置与电网侧重合闸闭锁逻辑，避免并网冲击。（2）在策略重构层面，构建“分区保护+纵联协作”的保护体系：将含光伏的配电网划分为若干虚拟分区，每个分区内设置主保护与后备保护，通过光纤通信实现分区间保护信息交互，解决分布式光伏导致的故障定位难题；对于集中式光伏接入的高压配网，采用基于同步相量测量（PMU）的纵联差动保护，实时对比两侧电流相位与幅值，提升故障切除的速动性与选择性^[3]。

3.3 系统运行稳定性增强策略

提升含高比例光伏电网的稳定性，要从源网荷储协

同角度构建以下多层次调控体系。(1)在电源侧,推动光伏电站配置15%-20%容量的储能系统,采用“峰谷套利+调频调压”的复合运行模式,通过储能的充放电快速平抑光伏出力波动,同时参与电网一次调频与二次调压,提升系统惯性与电压支撑能力;对于分布式光伏,推广“光伏+户用储能”一体化设计,实现本地负荷消纳与电网支撑的双重功能。(2)在电网侧,优化电压控制策略:采用分层分区电压调节机制,高压侧通过有载调压变压器(OLTC)实现coarse调节,中低压侧利用SVG、电容器组实现fine调节,同时引入电压灵敏度分析方法,动态确定各调压设备的控制优先级;针对次同步振荡风险,在光伏逆变器控制策略中加入阻尼控制环节,通过在线辨识系统振荡特性,实时调整控制参数抑制振荡。(3)在调度侧,构建基于数字孪生的电网仿真平台,整合气象数据、负荷数据与光伏出力预测数据,实现系统稳定性的实时评估与预警,提前制定功率平衡预案。

3.4 调度与消纳效率优化策略

为提升光伏消纳能力,要建立以下“预测-调度-消纳”全链条优化机制。(1)在预测环节,采用多模型融合的光伏出力预测方法:结合数值天气预报(NWP)与卫星云图数据,构建基于长短期记忆网络(LSTM)与梯度提升树(XGBoost)的组合预测模型,将短期(0-24h)预测误差控制在8%以内,超短期(0-4h)预测误差控制在5%以内;同时引入实时校正机制,利用光伏电站历史运行数据与实时出力数据,动态修正预测结果。

(2)在调度环节,构建源荷储协同调度模型:以“最小化弃光率+最小化运行成本”为目标,将光伏出力预测曲线、储能充放电约束、传统电源调节能力、用户可调节负荷特性纳入优化变量,采用混合整数规划算法生成日内滚动调度计划;推广需求响应(DR)机制,通过价格信号与激励政策引导工业用户、商业用户在光伏出力高峰时段增加用电负荷,在低谷时段减少负荷,实现“削峰填谷”。(3)在消纳环节,优化电网拓扑结构:通过配电网重构技术,调整馈线连接方式,均衡光伏出力在电网中的分布;对于分布式光伏占比较高的区域,构建

微电网运行模式,在电网故障时实现“孤网运行”,提升本地消纳能力,电网恢复后平滑并网。

3.5 运维与规划体系完善策略

构建适配光伏并网的运维与规划体系,要从技术升级与管理优化两方面发力。(1)在运维层面,推广“智能监测+状态检修”模式:在光伏接入点、逆变器、配电设备上部署物联网(IoT)传感器,实时采集设备运行参数与环境参数,通过边缘计算节点实现数据预处理与异常预警;基于设备健康度评估模型,结合故障树分析(FTA)与剩余寿命预测(RUL)技术,制定差异化检修计划,减少盲目运维。建立跨主体协同运维平台,整合光伏电站运维方、电网运维方、设备厂家的资源,实现故障信息共享、检修资源调度与技术支持的一体化管理,缩短故障处理时间。(2)在规划层面,完善光伏并网规划技术标准:明确不同电压等级配网的光伏接入容量上限、接入点选择原则与设备技术要求,将光伏接入纳入配网规划的常规环节;采用“负荷-光伏”联合预测模型,结合区域经济发展规划与能源消费趋势,精准预测未来电力供需变化,避免配电网改造的盲目性^[4]。

结束语:本文系统研究了光伏发电系统接入电力输配网的相关问题与对策。明确了接入后的五大核心问题,且针对各问题提出了涵盖技术、管理层面的应对方案,可有效缓解光伏并网对电网的不利影响。未来可进一步探索储能技术与光伏、电网的深度融合,以及智能算法在光伏预测与调度中的优化应用,持续完善光伏并网技术体系,促进新能源与电力系统协同高质量发展。

参考文献

- [1]王林军,潘晓光,车向辉.光伏发电系统接入电力输配网常见问题及对策研究[J].户外装备,2020(11):95.
- [2]郭育.光伏发电系统接入电力输配网常见问题及对策研究[J].市场周刊·理论版,2020(39):220-220.
- [3]谢顺.分布式光伏系统接入10kV配电网的稳定性分析[J].中文科技期刊数据库(引文版)工程技术,2024(10):0209-0212.
- [4]黄达区.光伏发电接入智能配电网后的系统问题[J].电力系统装备,2021(21):31-32.