

风电场集电线路接地故障保护配置与优化

郭 岩 要晋达

内蒙古华电辉腾锡勒风力发电有限公司 内蒙古 呼和浩特 013500

【摘 要】：本文以某大型风电场 35kV 集电线路接地故障保护拒动案例为依托，阐述集电线路接地保护常规配置架构，分析零序电流互感器（TA）接线不规范、故障判别能力不足、保护定值整定固化、上下级保护配合紊乱等突出问题。从改进故障检测方式、优化保护定值整定、重构保护配合体系三方面提出落地措施，规范二次回路接线与采样通道，结合小电阻接地制式完善定值与时序配合。该方案可有效解决保护拒动、越级跳闸问题，提升风电场故障隔离能力与运行可靠性，可为蒙东电网及北方同类风电工程保护配置优化提供参考。

【关键词】：风电场；35kV 集电线路；接地故障保护

DOI:10.12417/2811-0528.26.16.001

引言

35kV 集电线路是风电场电能汇集的关键载体。内蒙古风电场普遍线路长、分支多，场区长期处于高寒风沙环境，线路绝缘易受潮、破损，单相接地故障高发。目前风电场普遍配置定时限过流与零序接地保护，但受施工接线不规范、定值静态整定、保护时序配合不合理等影响，常出现保护拒动、越级跳闸，易造成线路解列、全场风机停运，影响区域电网安全稳定。本文结合现场实际故障事故，梳理保护配置现状，深挖现存问题根源，制定针对性优化方法，对提升北方风电场继电保护水平和安全运维能力具有实际工程意义。

1 风电场集电线路接地故障保护现有配置体系

目前大型风电场 35kV 集电线路普遍配置定时限过流保护与小电流零序接地保护，依托零序电流互感器采集故障电气量，配合站用变过流保护形成层级防护架构。现场零序电流互感器主要采用 800/1、100/1 两种变比，保护装置设置自产零序、外接零序两类采样通道。风场全站采用小电阻接地运行方式，保护装置可兼容不同接地制式的运维调试需求^[1]。现有保护按固定电流、时限定值整定，零序方向元件依靠零序电压与零序电流相位关系判别故障区间，但现场存在零序 TA 二次极性抽取不统一、保护通道接线混用、接地类型与保护投退模式不匹配等固有配置隐患，为接地故障下保护拒动、越级跳闸埋下技术隐患。

2 风电场集电线路接地故障保护现存问题

2.1 故障判别能力不足，频繁出现误动与拒动

35kV 集电线路发生单相接地故障时，实测零序电流幅值已超出保护整定值，保护装置本应可靠跳闸。但现场零序电流互感器二次极性接线标准不统一，部分线路接线方式与保护方

向判断不匹配，致使区内接地故障发生后，零序方向元件无法正确判别故障方位，最终造成零序保护拒动。本次故障中保护装置软硬件工作正常，故障电气量特征清晰，问题根源在于二次回路施工工艺不规范，直接导致保护失去故障识别能力。故障线路本级保护未动作、无告警，进而触发站用变保护越级跳闸，给全场设备带来失压停运风险。同时，内蒙地区风场集电线路普遍距离长、分支数量多，线路对地分布电容容易引发零序相位偏移，进一步增大方向元件判定误差，诱发保护误动，严重影响接地故障的精准识别与快速隔离（见图 1）。

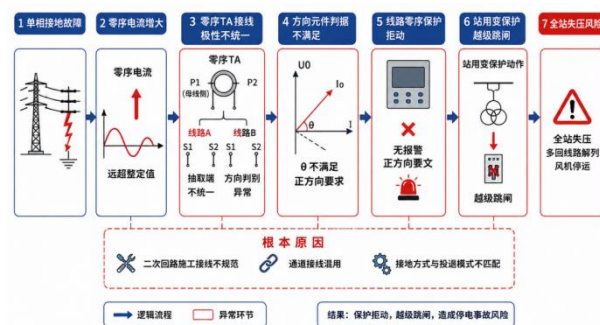


图 1 接地故障保护拒动原因链路图

2.2 保护定值整定不合理，工况适配效果较差

目前风电场 35kV 集电线路过流及零序保护均采用传统静态定值整定模式，未结合现场故障电流特性与保护动作时限开展匹配校核。线路故障电流达到保护动作阈值时，因本级保护动作时限设置偏大，站用变快速保护优先动作切除故障，导致线路过流保护无法启动。零序保护未依据 TA 实际变比完成一、二次电流精准换算，依旧沿用不接地系统整定标准，与场站小电阻接地运行制式严重不符^[2]。且保护定值缺少常态化校核机制，系统运行方式、接地模式变更时参数未同步更新，静态整定方式无法适配现场故障电流波动、运行方式切换的复杂工

况。

2.3 保护层级配合紊乱，整体动作逻辑存在漏洞

风电场 35kV 集电线路、站用变与主变低压侧保护，未形成科学的时限和层级配合关系。线路零序保护动作时限 0.1s，小于站用变过流 I 段 0.3s，本应由线路优先切除故障，却因线路保护拒动引发站用变越级跳闸，联动跳开主变低压侧断路器。部分零序 TA 二次回路误接入不接地系统采样通道，与现场小电阻接地方式相悖，破坏保护固有动作逻辑。加之基建、调试及验收环节管控不规范，保护投退规则、二次接线标准落实不到位，上下级保护动作时序混乱，故障无法就近隔离，易引发多回线路解列，最终造成全场风机停机停运。

3 风电场集电线路接地故障保护优化方法

3.1 改进故障检测技术，提升故障识别精准度

针对现场零序 TA 二次极性抽取不合规引发保护方向元件判据失效、接地故障保护拒动的问题，明确 35kV 集电线路零序电流互感器二次接线执行标准，TA 一次 P1 固定布置在母线侧，I、II 回路零序 TA 二次极性端从 S1 引出、非极性端 S2 向外接线，区内发生接地故障时，零序电压与零序电流相位符合保护正方向判据。调整零序电流接入通道，原有接入不接地系统 3I0L 通道的外接零序 TA 二次回路，全部转接至小电阻接地系统专用 3I0g 采样通道，适配风电场现有接地运行模式。结合故障录波数据搭建接地故障电气量特征库，收录单相接地故障工况下相电流、零序电流、零序电压的幅值与相位实测信息，核验保护方向元件动作门槛和相位闭锁逻辑，开展现场加量传动试验，逐条核对各集电线路零序保护启动、跳闸及报文上传状态，化解接线偏差、通道错配带来的故障判别异常，硬件接线与逻辑校验同步落实，强化接地故障检测与方向判别效果^[1]。

3.2 优化定值整定方案，匹配线路多变运行工况

摒弃传统固定静态定值整定模式，严格遵循《35kV 及以

下配电网继电保护整定导则》（DL/T584-2017）及蒙东电网风电并网相关技术规范重新开展全线保护定值核算与整定。结合现场 800/1、100/1 零序 TA 变比，以故障录波实测一次零序电流 1280A 为依据折算二次电流，校核零序过流保护定值与动作时限，退出适配不接地系统的零序过流保护功能，投用小电阻接地专用零序保护。优化两类保护时限配合，调整线路过流保护时长，防止站用变保护越级跳闸。根据场站运行方式、线路投运状态及风机出力，搭建分区定值模型并按需设置参数。定值测算完成后统一下发通知单，逐间隔开展核验、参数存储与传动试验，保障定值匹配现场工况、接地方式与线路故障特性。

3.3 重构保护配合体系，完善整体动作控制逻辑

重新梳理 35kV 集电线路、站用变、220kV 主变低压侧三级保护的层级与时序，依照继电保护 0.2s 阶梯时限要求，设定线路零序保护 0.1s、站用变过流 I 段 0.3s、主变后备保护延时更长，遵循故障就近切除原则，保障线路保护优先动作，避免越级跳闸造成全站失压。全面核查保护逻辑与联锁回路，补齐投退规则漏洞，明确小电阻接地方式下各保护投退要求。在施工、调试、验收环节增设保护专项检查，统一验收标准，逐项核验 TA 极性、零序通道、逻辑及定值。结合故障录波分析保护动作行为，持续优化配合逻辑，构建可靠的保护体系，有效减少保护拒动、越级跳闸及多条线路同时停运等问题。

4 结语

本文梳理了风电场 35kV 集电线路接地保护配置现状，系统剖析故障判别失效、定值适配性不足、保护层级配合紊乱三大问题，并制定针对性优化方案。通过规范零序 TA 接线与采样通道、结合现场工况重新整定定值、优化各级保护时序配合，可有效解决保护拒动、越级跳闸隐患。通过落实基建、调试、验收全流程标准化管理，可为蒙东电网及北方高寒风电项目保护运维、改造提供参考。后续可结合智能运维与大数据技术，实现保护定值自适应在线整定，推动接地故障保护向智能化、精益化方向发展。

参考文献：

- [1] 秦卫民.某大型风电场 35kV 集电线路接地故障保护拒动原因分析及处理[J].自动化应用,2023,64(03):56-57+61.
- [2] 喻锴,杨理斌,曾祥君,等.风电场集电线路单相接地故障柔性电压消弧与动态保护新原理[J].中国电机工程学报,2024,44(05):1789-1802.
- [3] 张恒坤,白迪.风电场集电多分支线路故障区段定位方法[J].沈阳工程学院学报(自然科学版),2025,21(03):74-79.