

# 箱变高压侧负荷开关拒动原因分析及改造方案

张旭刚

大唐四川发电有限公司新能源分公司 四川 成都 610000

**【摘要】**：箱变高压侧负荷开关是配电系统中实现电能分配、故障隔离和设备保护的重要装置，其动作可靠性直接关系到供电连续性与运行安全。针对负荷开关拒动问题，从机械卡涩、操作机构失灵、储能部件异常、二次控制回路故障、环境因素影响及维护管理不足等方面进行原因分析，明确拒动故障形成机理，并提出机构检修优化、控制回路改造、元件更换、状态监测完善及运维制度改进等措施。通过系统化改造，可降低设备故障率，提高箱变高压侧开关操作稳定性，为配电设备安全运行提供技术保障。

**【关键词】**：箱式变电站；高压侧；负荷开关；拒动故障；改造方案

DOI:10.12417/2705-0998.26.08.081

## 引言

箱式变电站因结构紧凑、安装便捷、运行灵活，被广泛应用于城市配电、工业园区及新能源场站等领域。高压侧负荷开关承担着电源接入、负荷切换和故障隔离等功能，一旦出现拒动现象，容易造成停电范围扩大、设备损坏甚至安全事故。负荷开关拒动往往与机械机构老化、控制回路异常、运行环境复杂及维护不到位密切相关。围绕箱变高压侧负荷开关拒动原因进行分析，并提出有效改造方案，对提升配电系统可靠性具有重要意义。

## 1 箱变高压侧负荷开关运行特征与拒动表现

### 1.1 负荷开关在箱变高压侧的配置特点

箱变高压侧负荷开关通常布置在进线单元或环网单元内，与熔断器、接地开关、带电显示装置、电缆终端及操作机构共同组成高压受电与隔离保护部分。该位置直接连接上级配电线路，承担高压电源接入、负荷投切、检修隔离和故障范围控制等任务。常见配置形式包括负荷开关柜、负荷开关—熔断器组合电器及环网柜单元，其中负荷开关主要用于正常负荷电流的开合，熔断器承担短路故障保护，接地开关用于检修状态下释放残余电荷并形成安全接地点。由于箱变内部空间紧凑，高压室设备布置密度较高，负荷开关与操作轴、连杆、分合闸弹簧、储能机构之间的配合精度要求较高。其操作方式既包括手动操作，也可根据配电自动化需求配置电动操作机构，实现远方分合闸控制。高压侧负荷开关还需满足“五防”闭锁要求，防止带负荷误拉隔离、带电合接地开关等误操作。箱变多安装于户外环境，设备长期受温差、湿度、粉尘、凝露及振动影响，负荷开关配置要关注额定电压、额定电流、开断能力等电气参数，还需重视机构密封、防潮防锈、联锁可靠性和二次控制适配性。箱变高压侧负荷开关与绝缘支柱、操作机构及电缆连接部位集中布置，其结构状态直接影响分合闸可靠性，见图1。



图1 箱变高压侧负荷开关及操作机构布置

### 1.2 拒动故障在运行中的主要表现

箱变高压侧负荷开关拒动在运行中主要表现为操作指令已发出但开关未能完成规定的分闸或合闸动作，具体可分为机械无响应、动作不到位、动作迟滞和状态反馈异常等类型。手动操作时，操作手柄可能出现转动阻力明显增大、无法到达终点位置、储能后不能释放或释放后触头未动作等现象；电动操作时，控制回路发出分合闸命令后，电机不启动、线圈不吸合、机构不储能，或电机运转但传动轴未带动主开关完成动作<sup>[1]</sup>。部分拒动故障具有间歇性特征，设备在空载试验时可以动作，但在带负荷、低温、潮湿或长时间停运后再次操作时出现卡滞。运行监测中还可能出现指示灯状态与实际触头位置不一致、远方后台显示分合位错误、辅助接点未转换、保护装置未收到位置信号等问题。若拒动发生在故障隔离过程中，高压侧负荷开关不能及时断开故障支路，容易造成上级保护越级动作；若拒动发生在恢复送电阶段，则会导致箱变无法投入运行，影响下游用户用电。由于箱变高压室封闭性较强，拒动初期不一定伴

随明显声响或外观异常，常在倒闸操作、停送电检修、事故处理或自动化联调过程中暴露。

### 1.3 拒动故障对供电可靠性的影响

高压侧负荷开关拒动会直接削弱箱变对线路负荷的控制能力，使配电系统在故障切除、运行方式调整和检修隔离等环节出现被动局面。正常运行状态下，负荷开关应根据调度或现场操作要求完成电源切换，一旦拒动，箱变无法按照预定方式退出或投入，可能导致局部供电单元长时间停运。故障状态下，若负荷开关不能及时分断故障线路，短路电流或接地故障电流将持续作用于电缆、变压器及高压柜内部元件，增加绝缘击穿、触头烧蚀和熔断器异常熔断的风险，并可能引发上级线路开关跳闸，使停电范围由单台箱变扩大到整条馈线。对于工业园区、商业综合体、新能源场站和居民集中区等负荷密集场景，拒动故障还会影响生产连续性、设备启停秩序及用户侧电压稳定。停电抢修过程中，开关拒动会延长故障定位和隔离时间，检修人员需要采取旁路、停上级电源或更换机构等措施，作业复杂度和安全风险同步上升。若设备状态反馈不准确，还可能造成运行人员误判开关位置，影响倒闸票执行和安全措施布置。负荷开关拒动并非单一设备故障，其影响会沿配电链条向上级保护、下游负荷和运维管理环节扩散。

## 2 箱变高压侧负荷开关拒动成因与改造路径

### 2.1 机械传动机构卡涩与部件磨损

机械传动机构是箱变高压侧负荷开关完成分合闸动作的基础环节，主要由操作轴、拐臂、连杆、弹簧、轴销、限位件及触头传动组件构成。长期运行过程中，机构各连接部位会受到反复受力、振动冲击和环境侵蚀影响，容易出现润滑油脂干化、金属表面锈蚀、轴销间隙增大、连杆变形、弹簧疲劳及限位偏移等问题。箱变多处于户外或半户外环境，高压室内部空间封闭，通风条件有限，潮气进入后易在金属构件表面形成凝露，使转动节点摩擦阻力增加。粉尘与老化油脂混合后会形成黏附物，进一步影响操作轴和传动关节的灵活性。部分负荷开关在使用年限较长后，触头系统存在烧蚀、偏磨或压力不足现象，分合闸过程中需要更大的驱动力才能克服机械阻力，若操作机构输出力矩不足，便会出现动作缓慢、行程不到位或完全拒动。机械卡涩还可能与安装质量有关，如柜体变形、机构固定螺栓松动、传动轴同心度偏差等，均会破坏原有传动配合关系，使分合闸动作受阻。此类故障通常具有逐步发展的特点，早期表现为操作手感变重、动作声音异常、分合闸时间延长，后期则演变为机构无法释放或触头不能到达规定位置。

### 2.2 操作机构失灵与二次回路异常

操作机构失灵多与储能、脱扣、闭锁和驱动部件状态异常有关。电动操作型负荷开关依靠电机、储能弹簧、合闸线圈、分闸线圈、辅助开关和限位接点协同完成动作，其中任一环节

失效都可能导致拒动。储能电机电源缺失、碳刷磨损、齿轮啮合不良或电机过载保护动作时，机构无法完成储能；弹簧储能到位后，若释放机构卡滞、脱扣线圈烧损、铁芯吸合力不足，分合闸命令便不能转化为有效机械动作<sup>[2]</sup>。二次控制回路异常则主要表现为控制电源电压偏低、熔断器熔断、端子排松动、航空插头接触不良、中间继电器触点氧化、辅助接点转换不到位等。由于箱变高压侧控制回路常与远方监控、保护装置及配电自动化终端相连接，信号传输链路较长，接线端子数量较多，任何接点接触电阻增大或回路断线均会造成控制命令无法传递。联锁回路异常也是拒动的重要原因，接地开关位置、柜门闭锁、熔断器状态及储能位置等条件未满足时，控制回路会自动闭锁分合闸操作。若辅助接点位置反馈失准，后台系统可能显示操作条件具备，而现场机构实际仍处于未储能或闭锁状态，导致远方操作失败。此类故障涉及电气控制与机械执行两个层面，表现形式较复杂，需要结合电压测量、回路导通检查、继电器动作测试和机构状态核验进行判断。

### 2.3 机构检修优化与控制回路完善

机构检修优化应围绕传动顺畅、储能可靠、闭锁准确和触头到位等关键要求展开。对负荷开关进行停电检修时，应清理操作轴、连杆、拐臂、轴销及弹簧周边积尘和旧油脂，检查转动部位是否存在锈蚀、变形、松旷和磨损，对阻力偏大的节点进行除锈、润滑和调整。弹簧机构应检测储能状态、释放行程及复位情况，发现弹簧疲劳、棘轮磨损、限位偏移或脱扣不灵敏时，应及时更换部件并重新校准行程。触头部分需检查接触压力、开距、超程及烧蚀程度，确保机构输出动作能够准确传递至主回路。控制回路完善应从电源、元件、接线和信号反馈四个方面同步推进，重点核查控制电源容量及电压稳定性，更换老化继电器、熔断器、按钮、端子和辅助开关，对松动、氧化和标识混乱的接线进行整理紧固。远方控制回路宜增加分合闸位置、储能状态、闭锁状态和故障告警信号，使后台能够准确掌握现场开关条件。对于运行年限较长、拒动频繁或机构型号落后的负荷开关，可采用新型弹簧操作机构或电动操作模块进行改造，并完善防凝露加热、温湿度监测和柜内密封措施。检修后应开展手动、电动、远方及联锁试验，验证机构动作时间、位置反馈和闭锁逻辑符合运行要求。

## 3 箱变高压侧负荷开关改造应用与运行提升

### 3.1 典型箱变负荷开关改造实施

某配电区域箱变在停送电操作中多次出现高压侧负荷开关分闸不到位现象，现场检查发现操作机构存在传动间隙偏大、储能释放不稳定、辅助接点转换滞后及柜内凝露痕迹等问题。改造实施以停电检修为基础，对原有负荷开关机构进行分解检查，拆除磨损严重的轴销、拐臂连接件和老化弹簧，重新校正操作轴中心位置，恢复传动机构动作行程。对触头系统进

行同步检查,重点处理触头烧蚀、接触压力不足和合闸超程偏差等问题,避免机械动作完成后主触头仍处于接触不充分状态。二次部分同步更换老化端子、辅助开关、中间继电器和控制熔断器,重新梳理分合闸回路、闭锁回路和位置反馈回路,使现场机构状态能够准确传输至监控端。针对箱变内部潮湿问题,在高压室内增设防凝露加热器和温湿度控制装置,对电缆孔洞、柜门密封条及通风结构进行封堵和修复。改造完成后,按照手动操作、电动操作、远方控制、闭锁校验和状态反馈五个环节开展分项试验,确保负荷开关在不同操作方式下均能稳定完成分合闸动作。

### 3.2 改造前后动作性能对比

改造前,负荷开关动作稳定性较差,分合闸过程受机构阻力和控制回路接触不良影响明显,手动操作时存在手柄行程偏重、终点位置不清晰、机构释放声音不一致等现象;电动操作时,电机启动后偶有空转或储能不到位情况,远方分合闸命令发出后,现场开关动作滞后,后台位置反馈与实际状态之间存在短时不同步<sup>[3-5]</sup>。经多次试验记录,改造前分闸动作时间波动较大,部分操作需要重复发令才能完成,辅助接点转换延迟影响保护及监控装置对开关状态的判断。改造后,传动机构摩擦阻力明显降低,储能弹簧释放过程平稳,操作轴和连杆动作衔接顺畅,手动分合闸终点感清晰,电动操作能够一次完成储能与释放。二次控制回路整理后,控制电压传输稳定,继电器动作灵敏,分合闸线圈吸合可靠,远方操作成功率得到提升。位置反馈信号经辅助接点校准后,现场指示、后台遥信和实际触头状态保持一致。连续分合闸试验中,机构无卡涩、无异常振动、无拒动复现,动作时间趋于稳定,开关从接收命令到完成状态转换的全过程具备较好的可控性。

### 参考文献:

- [1] 马晶晶,曹建华.智能箱式变电站的设计与实现[J].中国科技纵横,2025,(24):13-15.
- [2] 吴琼.箱式变电站线路保护定值优化策略研究[J].光源与照明,2025,(08):196-198.
- [3] 张景尧.智能箱式变电站的设计与应用[D].华南理工大学,2022.
- [4] 韩盛选.变电站断路器监测系统的研究与应用[D].辽宁科技大学,2021.
- [5] 王中杰.箱式变电站设计方案的优化与实现[J].价值工程,2019,38(34):111-112.

### 3.3 运行维护机制与可靠性提升

负荷开关改造后的可靠运行需要依靠规范化维护机制进行支撑。日常巡视应将高压侧负荷开关操作机构、位置指示、储能状态、柜内温湿度、带电显示装置及二次端子状态纳入重点检查范围,发现机构锈蚀、指示异常、凝露积水、异味放电或端子发热时,应及时安排专项处理。定期维护中,应建立分合闸试验制度,在具备安全条件下对手动、电动和远方操作功能进行验证,并记录动作次数、动作时间、操作力变化及位置反馈情况,为判断机构状态提供依据。对于户外箱变,应根据季节变化加强防潮、防尘和防小动物措施,雨季前检查柜门密封、防凝露加热器和电缆孔洞封堵情况,低温季节关注润滑状态和弹簧释放性能。二次回路维护应重视端子紧固、继电器触点检查、控制电源测试和遥信核对,防止因接触不良造成远方拒动或误判。运维档案中应完整记录故障发生时间、处理措施、更换部件、试验结果和后续跟踪情况,形成可追溯的设备健康记录。将检修周期、状态监测、缺陷闭环和人员操作规范结合起来,可使负荷开关拒动风险由事后抢修转向过程控制,提升箱变高压侧设备运行的稳定性。

### 4 结语

箱变高压侧负荷开关拒动与机械传动状态、操作机构性能、二次控制回路及运行环境密切相关。对卡涩磨损、储能异常、接点失灵、闭锁不准等因素进行系统分析,并采取机构检修、部件更换、回路优化、防潮治理和状态监测等改造措施,可有效提升负荷开关分合闸可靠性。改造后的设备在动作稳定性、位置反馈准确性和故障隔离能力方面得到改善,为配电系统安全运行和供电连续性提供保障。