

110kV 电力系统自动装置及运行技术分析

王小虎

江西赣能上高发电有限公司, 江西宜春, 336404;

摘要: 本文首先阐述了110kV电力系统中应用自动装置及运行技术的主要优势, 包括提升系统安全可靠水平、优化经济运行效益以及提高故障处理与运维效率。其次, 对继电保护、自动重合闸、备用电源自动投入、故障录波、同期并列以及智能变电站自动化系统等核心自动装置及其运行技术进行了深入分析, 探讨了其工作原理、功能特点及在110kV系统中的具体应用模式。再次, 针对自动装置自身及系统运行中可能存在的风险, 从装置可靠性、误动拒动防范、网络安全、运维管理等角度提出了相应的控制技术与策略。最后, 对未来技术发展趋势进行了展望。本文旨在为110kV电力系统自动装置的优化配置、高效运行及风险管理提供技术参考。

关键词: 110kV电力系统; 自动装置; 继电保护; 智能变电站; 运行技术; 风险控制

DOI: 10.69979/3029-2727.25.02.079

引言

电力系统是现代社会的不可或缺的基础能源网络, 其安全、稳定、高效运行对国民经济发展与社会生活稳定至关重要。110kV电压等级在电力网架中扮演着承上启下的关键角色, 既是地区性输电网的骨干, 也是向35kV、10kV等中低压配电网供电的源头。自动装置通过实时监测、智能判断和快速自动执行, 能够在毫秒至秒级的时间内完成故障隔离、供电恢复、系统调整等关键操作, 其响应速度与准确性远超人工。从早期的电磁式继电保护、自动重合闸, 到如今的微机型综合自动化系统、智能变电站, 自动装置经历了从单一功能到集成化、数字化、网络化、智能化的深刻变革。这些技术的发展与应用, 极大地增强了电网应对各类扰动和故障的能力, 优化了资源配置, 减轻了运行人员负担。

1 110kV 电力系统自动装置及运行技术运用的优势

1.1 提升电网系统安全性和可靠性

安全可靠是电力系统运行首要目标, 自动装置首要作用即在此。

快速隔离故障: 继电保护装置能在电力系统故障后数毫秒至数十毫秒内识别故障元件并驱动断路器跳闸, 快速切除故障部分, 防止故障范围扩大, 避免冲击非故障设备, 是防系统崩溃首道且最重要防线。

防止事故蔓延: 通过保护装置选择性配合, 可逐级、精确隔离故障, 缩小停电范围。如110kV线路故障由线路保护切除, 若拒动则上一级后备保护动作, 形成保护“梯队”, 增强系统抵御连锁故障能力。

自动恢复供电: 自动重合闸装置(ARC)在瞬时性故障清除后能快速重合断路器恢复供电, 因高压输电线路瞬时性故障占比高, 其应用减少停电次数和时间, 提高供电连续性。备用电源自动投入装置(ATS/BZT)能在工作电源失电后投入备用电源或线路, 保障重要负荷持续供电, 对110kV变电站站用电和10kV出线负荷很重要。

1.2 优化电网经济运行效果

自动化技术是安全的卫士和经济运行的重要工具。

实现电压与无功自动调节: 通过自动电压控制(AVC)系统, 调度主变分接头调节和并联电容器/电抗器的自动投切, 实现110kV母线及下级电压自动、优化控制, 确保电压合格、满足电能质量要求, 降低网损, 提高系统运行经济性。

优化负荷分配与网络重构: 在具备条件的自动化系统中, 利用馈线自动化(FA)等技术, 根据网络实时状态, 自动或半自动进行配电网网络重构(针对110kV系统下级网络), 转移负荷、平衡负荷、降低损耗。

支持优化调度决策: 各类自动装置采集的遥测、通信数据及故障录波装置记录的暂态数据, 为调度人员提供系统运行状态信息。结合能量管理系统(EMS)的应用软件, 可进行状态估计、潮流计算、安全分析等, 辅助制定最优运行方式。

1.3 提高故障处理和运维效率
自动化技术提升了电网运维效率与智能化水平。在定位与处理时间方面, 故障发生后, 自动化系统实时将保护动作信息、故障测距结果、故障录波数据上传至监控中心, 调度 and 运维人员可迅速判断故障相关情况, 制定抢修方案, 缩短故障查找和处理时间, 加快供电恢复。

在设备状态监测与预警上,智能变电站自动化系统集成在线监测功能,对关键设备多方面指标实时监测,通过数据分析实现设备状态评估与故障预警,推动运维模式转变,提高设备可用率,降低运维成本。此外,“四遥”功能让大量常规操作和监视工作可远程完成,减少现场巡检和操作频次,降低人员风险,提高操作一致性与准确性^[1]。

2 110kV 电力系统自动装置运行技术分析

2.1 继电保护装置

继电保护是电力系统的“神经中枢”和“免疫系统”。

配置原则:110kV系统通常采用主保护与后备保护相结合的双重化或多重化配置。对于线路,纵联差动保护(如光纤差动)作为主保护,实现全线速动;距离保护、零序电流保护作为后备保护。对于变压器,配置纵差保护、瓦斯保护作为主保护,复合电压闭锁过流保护作为后备保护。母线则配置母线差动保护。

技术特点:现代110kV继电保护已全面微机化、网络化。微型保护装置集保护、测量、控制、通信于一体,具有强大的逻辑处理能力和自检功能。采用IEC 61850标准通信协议的保护装置,支持GOOSE(面向通用对象的变电站事件)和SV(采样值)服务,实现了保护之间的快速信息交换(如闭锁、启信)和直接采样,简化了二次回路,提高了动作速度。

运行要点:需定期校验保护的定值、逻辑和动作特性;关注CT/PT的极性、精度及回路完好性;确保保护通道(如光纤通道)的可靠;分析保护装置的自检报告和事件记录,及时发现隐患。

2.2 自动重合闸装置(ARC)

主要应用于110kV架空线路。

工作方式:通常采用单相重合闸或三相一次重合闸。对于中性点直接接地系统的110kV线路,多采用单相重合闸(故障相跳闸、重合),以减少对系统的冲击,提高重合成功率。综合重合闸方式则更具灵活性。

关键技术:重合闸的启动条件(保护启动、不对应启动)、检同期/检无压逻辑、重合闸时限整定是核心技术^[2]。检同期用于确保重合时两侧系统相位差在允许范围内,避免非同期并列造成冲击。智能化的ARC还能结合故障性质判别(如利用暂态信息)决定是否重合,提高有效性。

配合问题:需与继电保护、断路器的操作机构特性良好配合。重合闸前应保证足够的故障电弧熄灭和去游

离时间;重合于永久性故障时,保护应能加速跳闸(如后加速)。

2.3 备用电源自动投入装置(ATS/BZT)

保障供电连续性的关键设备,常用于110kV变电站的站用变系统和重要10kV母线。

动作逻辑:实时监测工作电源的电压(有时也监测电流),当判断为工作电源失压(且备用电源有压)时,经短延时跳开工作电源进线开关,再合上备用电源开关。延时用于躲过母线所连其他出线故障造成的电压短暂波动。

运行模式:有明备用(专用的备用线路或变压器)和暗备用(分段开关,互为备用)两种典型方式。在110kV内桥接线或单母线分段接线的变电站中应用广泛。

防误动措施:需设置完善的闭锁逻辑,如工作电源开关因手分或保护(非失压保护)跳闸时应闭锁ATS;ATS动作一次后应自动退出,避免多次动作于永久故障。

2.4 故障录波装置

电力系统故障的“黑匣子”,用于记录故障前后的电气量波形和相关事件。

功能作用:记录故障电流、电压的瞬时值波形,为分析故障类型(如单相接地、两相短路)、计算故障点位置(故障测距)、评估保护动作行为是否正确、分析断路器动作性能提供最直接、详实的依据。

技术发展:从早期的模拟式磁带录波发展到全数字式录波。现代数字故障录波装置接入多路模拟量(电压、电流)和开关量,采样率高,存储容量大,具备完善的分析软件。支持IEC 61850标准,可实现数据的网络化传输和集中管理。

运行管理:需确保录波装置的正常启动(包括由保护启动、开关量变位启动、手动启动等);定期检查其时钟同步精度(通常需GPS对时);及时导出和分析录波数据,尤其在发生复杂或不明确故障后。

2.5 同期并列装置

用于将两个独立的电力系统(或发电机与系统)在满足条件下进行并联操作。

应用场景:在110kV系统中,主要应用于联络线合环操作、变电站内分列运行的两段母线需要并列运行、以及小电源并网等场合。

同期条件:自动准同期装置(ASS)自动检测并网两侧的电压幅值差、频率差和相位差。当所有差值均小于设定允许值时,装置在相角差为零点前的适当时刻发出合闸脉冲,确保断路器主触头在相位差接近零时闭合,

实现平滑、无冲击的并列。

2.6 智能变电站自动化系统

体系结构:遵循 IEC 61850 标准,采用“三层两网”结构。过程层(合并单元 MU、智能终端)实现电气量数字化采样和开关设备智能化控制;间隔层(保护、测控装置)完成保护、测量与控制功能;站控层(监控主机、远动网关)负责全站数据汇总、人机交互和远方通信。站控层网络(MMS网)和过程层网络(GOOSE网、SV网)相互独立^[3]。

核心技术特征:

数字化采样:由电子式互感器(ECT/EVT)或常规互感器+合并单元(MU)实现,输出符合 IEC 61850-9-2 或 FT3 格式的数字采样值报文。

网络化传输:保护跳闸、联锁等信息通过 GOOSE 报文在网络中高速传递,替代了传统的硬接线。

设备智能化:一次设备(如断路器、变压器)与智能终端集成,具备状态监测和智能控制接口。

模型标准化:全站设备采用统一的 SCD(变电站配置描述)文件进行信息建模和系统集成,实现了互操作性。

运行优势与挑战:优势包括接线简化、信息共享充分、扩展灵活、高级应用易于实现。挑战在于对网络可靠性、设备互操作性、运维人员技术水平、网络安全防护提出了更高要求。

3 110kV 电力系统自动装置运行风险控制技术

3.1 装置本体可靠性风险控制

严格选型与入网检测:选用技术成熟、质量可靠、有良好运行业绩的产品。新装置入网前需通过严格的型式试验和动模试验。

强化状态监测与定期检验:利用装置的自检功能,监测其运行状态。严格执行定期检验规程,但结合状态评估,探索最优检修周期。关注装置电源、元器件老化等问题。

实施双重化/冗余配置:对于重要的主保护(如 110kV 线路纵差保护、母线保护),应采用双重化配置,两套保护完全独立(包括 CT/PT 绕组、直流电源、跳闸回路等),互为备用。

3.2 误动与拒动风险控制

定值管理精细化:建立完善的定值计算、审核、下发、核对、归档流程。利用定值在线校核系统,及时发

现定值与电网实际运行方式不匹配的风险。

防止 CT/PT 及二次回路故障:确保 CT 不饱和、PT 不谐振;定期检查二次回路绝缘、端子紧固情况;在智能站中,关注 SV/GOOSE 虚端子的正确配置和链路状态^[4]。

完善闭锁与逻辑判据:保护装置内部应设置必要的启动元件和闭锁逻辑(如功率方向、电压闭锁),防止区外故障误动。ATS、ARC 等装置的动作逻辑应周密考虑各种异常工况。

3.3 系统性与网络安全风险控制

关注“二次系统隐性故障”:指装置内部存在但未暴露的缺陷,在特定系统条件下可能被触发,导致保护不正确动作。需通过深化事故分析、应用广域信息等手段进行防范。

防范继电保护“三误”(误碰、误接线、误整定):加强现场作业安全管控,严格执行工作票和二次安全措施票制度。

强化智能站网络安全防护:严格按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的防护原则。部署防火墙、入侵检测、加密认证装置,对 MMS、GOOSE、SV 网络进行有效的安全隔离和访问控制。定期进行漏洞扫描和安全评估。

4 结语

110kV 电力系统自动装置及运行技术是现代电网安全、优质、经济运行的核心支撑。从经典的继电保护、自动重合闸到先进的智能变电站自动化系统,技术的每一次演进都深刻改变了电网的运行模式与管理理念。当前,随着“双碳”目标的推进和新型电力系统建设的展开,110kV 电网将面临更高比例新能源接入、更高要求供电可靠性、更高水平互动化服务等挑战。

参考文献

- [1] 余川. 110kV 电力系统自动装置及运行技术分析[J]. 产业创新研究, 2025, (22): 112-114.
- [2] 甯泊文, 马生光, 王锋, 等. 110 kV 电力系统自动装置及运行方式的优化[J]. 电气时代, 2025, (11): 97-100.
- [3] 俸立媛. 110kV 线路断路器保护动作重合不成功事件分析[J]. 电力设备管理, 2025, (13): 25-27.
- [4] 王宝英. 供电 110kV 变电站的电气二次设计研究[J]. 中国高新科技, 2020, (20): 19-20.