

国家电网公司继电保护技术发展纲要

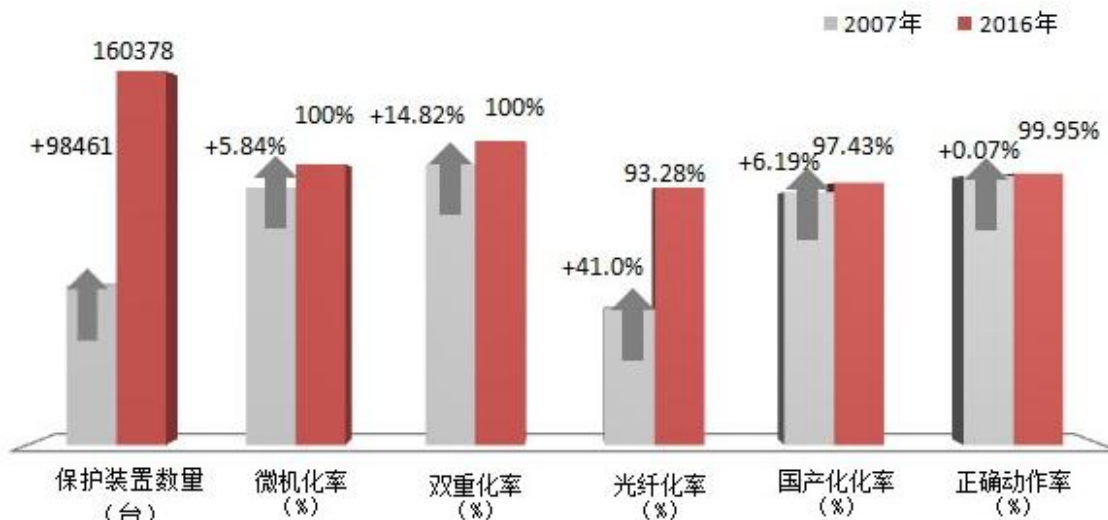
(信息来源: 国家电网公司)

一、编制背景与依据

(一) 编制背景

我国一次能源的逆向分布特征,使得发展远距离、大容量的超/特高压交直流输电技术成为必然。截至 2016 年底,国家电网公司系统特高压运行规模已达到了“六交五直”,到 2020 年基本建成特高压骨干网架,跨区跨省输电能力达到 2.5 亿千瓦。国家电网公司将大力推动各级电网的安全、清洁、协调、智能发展,把国家电网建成网架坚强、广泛互联、高度智能、开放互动的一流现代化电网。

自上世纪八十年代第一代微机保护投入运行以来,微机保护以其性能优越、可靠性高、灵活性好、运维便捷等特点得以全面应用。十年来,继电保护实现了跨越式发展,截至 2016 年底,国家电网公司 220 千伏及以上电压等级继电保护装置超过 16 万台,是 2007 年的 2.59 倍,微机化率从 94.16%提高到 100%,双重化率从 85.18%提高到 100%,国产化率从 91.24%提高到 97.43%,线路保护光纤化率从 52.2%提高到 93.28%,保护正确动作率达到 99.95%,继电保护装备、运行水平迈上新台阶。



2007-2016 年继电保护设备及运行水平发展情况

继电保护“六统一”标准化工作全面实施,保护装置统一了功能配置、回路设计、端子排布置、接口标准、保护定值和报告格式等,贯穿设计、制造、检测等各个环节,标准化的常规保护、智能保护、直流保护各类型设备实现在 10 千伏至 1000 千伏电网的全面应用。特高压交流保护装置实现了从无到有的突破,特高压直流成套控制保护系统全面实现国产化,“距离保护应对线路过负荷策略研究”从根本上解决了线路距离保

护过负荷误动作这一困扰保护界多年的世界难题,“特高压交流输电关键技术、成套设备及工程应用”项目荣获国家科技进步特等奖。智能变电站技术发展迅速,实现了 IEC 61850 的工程实用化,明确了继电保护独立分散、直采直跳等基本技术原则。一体化整定计算和在线校核深入推进,保护设备在线监视与分析、二次设备状态评价等手段不断完善,技术支撑能力不断提升。继电保护为保障大电网的安全稳定运行做出了重

要贡献。

随着国家电网公司电网的快速发展,特高压交直流混联格局已逐步形成,新能源并网容量持续增长,电网发展新态势使系统特性及其故障特征发生显著变化,电网电力电子化、单一故障全局化等特征日趋明显。在受端交流电网发生短路故障时,可能引发多回直流同时换相失败,造成巨大的暂态能量冲击,导致系统稳定破坏。

继电保护作为电网的安全卫士,面临的形势日益严峻。继电保护专业要对电网运行的风险有清醒的认识,准确把握当前面临的形势和挑战,站在大电网安全的角度,科学谋划专业发展方向,坚持创新引领,探索前沿技术,破解发展难题,全面构筑现代复杂电力系统的安全运行防线。

为了适应电网发展态势与运行要求,国家电网公司组织编制了《继电保护技术发展纲要》,研究继电保护前沿技术,确定未来继电保护技术发展方向和目标,明确重点任务,为公司系统继电保护技术工作提供指导。

(二) 编制依据

1. 《国家电网公司“十三五”公司发展规划》
2. 《关于加强国家电网运行与管理工作的意见》
3. 《国家电网公司关于加强电网二次专业管理的意见》

(三) 基本原则

1. 坚持继电保护“四性”原则

继电保护“四性”是指“可靠性、速动性、选择性、灵敏性”,是几代电力工作者根据数十年的电网运行经验总结提炼出来的,是制造、设计、建设及运行各个环节必须坚持的基本原则。“四性”之间,既相辅相成,又相互制约,应针对不同时期的电网运行要求有所侧重。当前公司交直流混联电网相互影响特征明显,呈现单一故障全局化趋势,故障的快速可靠切除显得尤为重要,电网安全稳定运行对继电保护速动性和可靠性的要求提升至前所未有的高度。

2. 坚持快速保护独立配置原则

快速保护作为电网设备的贴身保镖,是保障电网安全稳定运行的第一道防线。当前交直流混联电网由于直流换相失败的存在,如电网故障不能快速切除,严重情况下会导致直流送、受端电网安全稳定破坏,故障快速可靠切除意义尤其重

大。集中式保护存在处理环节多、回路复杂等方面的不足,速动性无法满足当前电网稳定的要求;保护测控一体化装置存在异常后保护和远方控制功能同时失去的风险,造成一次设备长时间无保护运行。快速保护作为电网安全稳定的重要保障,必须坚持独立配置原则。

3. 坚持适应电网发展原则

随着电网的发展,当前电网电力电子化、单一故障全局化、调节能力和抗干扰能力弱化特征凸显,传统交流线路重合闸方式及时间、开关拒动或CT死区故障切除时间,已与当前电网特性要求不匹配,无法满足电网稳定要求。继电保护要站在电网发展、电网安全的高度,主动适应电网运行特性变化,把握技术发展方向,积极解决电网和设备运行中存在的问题,满足电网安全稳定要求。

4. 坚持创新引领原则

继电保护要坚持以问题为导向,增强创新意识,实现创新驱动,服务大电网安全稳定运行。积极开展大电网故障特性的研究,不断提升继电保护核心技术的自主创新能力,吸收芯片和通信等相关领域技术发展成果,丰富继电保护核心装备的创新手段,推动继电保护技术更新换代,重点培育一批国际领先的技术成果,实现技术引领。

二、继电保护面临的挑战与机遇

(一) 大电网故障特性发生显著变化

1. 交直流混联电网故障全局化特征明显

特高压交直流混联电网一体化特征不断加强,电网故障复杂化、全局化特征日趋明显。交直流电网耦合紧密,交流线路故障、重合闸、主变空充等常见扰动或常规操作均可能造成近区直流换相失败,引发交直流系统连锁性故障,导致巨大暂态能量冲击,影响范围广,已远超常规交流、直流N-1故障对电网的影响。特高压直流集中馈入近区交流系统故障,导致多回直流连续换相失败,成为制约系统稳定运行的重要因素。电网呈现出的新特性对继电保护的速动性与可靠性、交直流系统保护的协同配合提出了更高要求。

2. 电力电子化导致电网特性变化

随着大规模新能源和大容量直流的接入,柔性直流以及柔性交流输电系统(FACTS)设备的广

泛应用,电力电子设备已高度渗透至电力系统发电、输电、变电、配电及用电等各个环节,电网电力电子化特征日益凸显。大量电力电子设备的接入改变了电网的结构与参数,在故障期间呈现离散性、非线性的动态响应特性,故障暂态过程更加复杂多变。基于传统动作原理、配置方案、整定原则的继电保护有待进一步完善,以适应电网安全运行的需求。

(二)继电保护技术面临新的挑战

1. 现有交流保护难以完全满足当前电网新需求

对于传统交流电网,目前的继电保护技术已日臻成熟,但是随着特高压交直流混联电网的形成,交流保护对电网特性变化的适应性亟待提升。一是开关拒动或CT死区等故障后果严重。开关拒动、死区故障、高阻接地等故障切除时间长,在传统交流电网中,只要保护正确动作切除故障,对电网的安全稳定影响有限。但在当前交直流混联电网中,直流集中馈入近区发生上述故障,将引发多回直流连续两次以上换相失败,巨大功率冲击导致送端电网存在垮网风险,必须有针对性地开展相关新技术研究。二是后备保护性能亟待提升。在当前交直流混联电网中,一旦出现保护拒动或全站直流电源消失等极端情况,故障只能依靠远后备保护切除,动作时间长,或因灵敏度不足导致后备保护无法动作,如果故障发生在直流集中馈入近区,将引发多回特高压直流同时换相失败,导致系统发生灾难性后果,需要研究缩短后备保护动作时间技术。

2. 直流控制保护技术不能完全适应电网安全要求

直流输电自2003年开始在国家电网公司系统得到广泛应用,平均每年投运一至两回直流工程,截至目前已有5回特高压直流、12回常规直流投入运行,换流容量达6575万千瓦,馈入华东电网直流容量达到3980万千瓦。交直流、送受端已经呈现强耦合关系,直流输电系统运行可靠性对系统的安全稳定运行影响重大,直流控制保护系统作为直流输电核心部分,其缺陷可能引起直流系统异常运行或闭锁,严重情况下存在导致系统安全稳定破坏的风险。目前直流控制保护设计仅从自身考虑,未能统筹考虑系统安全稳定的要求,多回直流间缺乏有效配合,存在单一交流故障导致近区多回直流同时闭锁的风险。直流

控制保护系统的标准化程度低,功能逻辑不一致,工程差异化大,软件版本缺乏有效技术管控手段,存在较大安全隐患。直流控制保护系统结构复杂,装置模块之间耦合紧密,单一元件异常有可能造成双极停运等严重故障。直流控制保护装置可靠性和整体技术水平有待进一步提升。

3. 智能变电站继电保护技术有待进一步提升

智能变电站发展迅速,有力推动了继电保护技术创新,但也暴露出一些问题,智能变电站继电保护技术亟待提升。一是保护速动性和可靠性有待提高。保护采用常规互感器经合并单元采样的方案,一个合并单元采样数据供多类保护装置使用,增加了中间环节,导致保护整组动作时间延长5~100ms。个别科技项目依托工程试点采用集中式保护模式或网采网跳模式。集中式保护功能、回路复杂,检修和改扩建复杂;网采网跳保护采样同步依赖外部时钟,一旦同步信号丢失,将导致全站保护闭锁。二是运行检修技术有待提升。智能变电站以光缆和软件逻辑代替常规二次回路,以系统配置文件描述二次设备连接关系,二次“虚回路”无法直观可视、检修隔离无明显断开点,与常规站运行检修方式差异较大,运行检修手段和人员专业能力滞后于新技术发展;设备改造涉及全站配置文件的修改和验证,调试时间长,停电影响范围大,现场检修困难;变电站系统配置文件缺乏技术管控手段,存在配置文件错误导致保护不正确动作风险。

4. 安控系统装备水平与电网稳定要求不匹配

国家电网公司系统220千伏及以上电网共有安控装置2497套,已经形成了多个超大型区域稳控系统,电网运行安全高度依赖安控装置。安控装置的可靠性要求极高,一旦不正确动作将对电网稳定造成严重影响。目前安控装置型号繁多,标准化程度低,工程应用差异大,入网检测难以全面开展;安控系统涉及面广,停电检修协调难度大,调试检修技术水平差,检验周期难以保证,严重影响了安控装置运行可靠性,与电网运行要求不相适应。

5. 继电保护技术支撑手段不足

随着“三集五大”体系建设不断深化,调控一体化和变电站无人值守对继电保护技术支撑手段提出了更高的要求。一是整定计算和在线校核

智能化水平有待提升。上下级电网整定计算数据共享和交互能力不足，整定计算辅助决策的智能化程度较低，在线校核实用化水平不高，未实现整定计算与在线校核的闭环贯通，难以动态适应电网运行方式变化。二是继电保护设备的状态评估精益化程度不够。基础数据主要依靠人工录入，数据共享程度低，挖掘深度有限，装置状态评估和检修决策高度依赖人工经验，精益化程度不足，无法实现全网的大数据分析和优化决策。三是继电保护在线监视与分析实用化程度不高。故障数据采集未能实现全覆盖，缺乏有效技术手段实现对故障的综合智能分析，信息展示全面性和针对性不强，对调控运行业务支撑能力有待提升。

（三）新技术为继电保护发展提供机遇

近年来，芯片、通信等领域的技术发展日新月异，为继电保护新技术的发展创造了条件。芯片技术的发展使集成电路性能大幅提升，芯片的处理能力比 10 年前提升了 10 倍以上，功耗降低了 80% 以上；现代通信技术的迅速发展，通信速率、数据带宽成倍增长，可靠性不断提高，为保护装置硬件集成化、小型化和可靠性的提升奠定了基础。

三、总体思路和发展目标

（一）总体思路

围绕国家电网公司“十三五”电网发展战略目标，立足电网运行现状，准确把握电网发展趋势，以服务电网本质安全为根本，结合精益化、标准化、信息化的管理要求，从基础理论、技术装备、运行检修、支撑手段等方面统筹发展继电保护新技术，提升保护性能，提高运行管理信息化水平，以技术创新推动管理变革，实现设备先进可靠、运行智能高效、管理科学规范，保障电网安全稳定运行。

（二）发展目标

积极开展以“采样数字化、保护就地化、元件保护专网化、信息共享化”为特征的继电保护体系研究，推动智能变电站技术进步。优化后备保护配置，研究站域保护，提升后备保护性能，缩短故障切除时间。构建一体化整定与在线校核平台，提升整定计算智能化水平和对电网的动态适应性。构建继电保护设备运行管理平台，提升

运行管理水平。全面提升安控系统整体可靠性，满足大电网安全运行需要。推动直流保护标准化，优化直流保护性能。构建继电保护在线监视与智能诊断平台，全面支撑调控一体化。积极探索前沿技术，坚持创新引领，全面建成适应交直流混联电网需要的继电保护技术体系。

四、继电保护技术发展重点方向

（一）研究以“四化”为特征的继电保护技术体系，推动智能变电站技术进步

开展以“采样数字化、保护就地化、元件保护专网化、信息共享化”为特征的继电保护技术体系顶层设计、关键软硬件技术和检修运行技术研究，构建适应新一代智能变电站电子式互感器接入、满足继电保护“四性”要求、不依赖文件配置的继电保护体系，推动智能变电站技术进步。

1. 开展顶层设计，构建整体方案

适应新一代智能变电站技术发展，形成以“采样数字化、保护就地化、元件保护专网化、信息共享化”为特征的继电保护体系，满足未来电网发展需求。

继电保护装置采用标准接口与电子式互感器连接，数字采样、电缆跳闸，贴近一次设备就地安装，通过独立专网实现信息交互，变电站 300 文件变动不影响保护功能，提升继电保护可靠性、速动性。线路保护独立完成保护功能；变压器保护采用分布式模式、高可靠性专网，确保可靠性；母线保护采用积木式可扩展设计，每个单元支持多个间隔，根据变电站实际规模灵活配置，各单元采用专网进行数据交互；智能录波器采集各间隔信息实现全景录波；智能管理单元按电压等级双重化配置，对保护信息进行集中管理，完成保护与变电站监控之间的信息交互，实现保护功能与全站文件解耦。

采样数字化。保护装置直接接收电子式互感器输出的数字信号，不依赖外部对时信号实现保护功能。

保护就地化。保护装置采用小型化、高防护、低功耗设计，实现就地化安装，缩短信号传输距离，保障主保护的独立性和速动性。

元件保护专网化。元件保护分散采集各间隔数据，装置间通过光纤直连，形成高可靠无缝冗

余的内部专用网络,保护功能不受变电站文件变动影响。

信息共享化。智能管理单元集中管理全站保护设备,作为保护与变电站监控的接口,采用标准通信协议,实现保护与变电站监控之间的信息共享。

对于采用常规互感器的变电站,保护装置具备模拟采样功能,电缆直接采样,其整体方案与采用电子式互感器的变电站一致。

2. 研究装置关键技术,提供设备支撑

研究高集成度一体化板卡、高可靠防护装置、标准化连接器、元件保护高可靠专用网络四大关键技术,为就地化保护装置提供支撑。

高集成度一体化板卡。应用最新的芯片技术,实现板卡的一体化、集成化设计,实现完整的继电保护功能,缩小装置尺寸;采用先进工艺,研究提升保护装置抗干扰能力,为装置小型化和就地化奠定基础条件。

高可靠防护装置。设计高可靠、高防护、低功耗的保护装置,满足 IP67 防护等级、电磁兼容的最高标准以及-401 至+7010 环境温度的运行要求,适用于高寒、高温、潮湿、盐雾、高海拔等极端运行环境,实现保护装置的无防护就地安装;研究保护装置与就地智能控制柜的预制方法、安装方式和端口布置,实现一体化设计,模块化安装、调试。

标准化连接器。基于装置接口标准化设计理念,研究保护装置的接口定义、通信规范以及插接方式,实现快速、可靠插接,实现不同厂家保护装置的通用互换,满足防水、防尘等严苛要求。研究连接器防误插拔技术,实现现场作业简单高效,降低人员“三误”事故概率。

元件保护高可靠专用网络。研究高可靠无缝冗余的专用网络,确保母线保护、变压器保护装置内部通信的可靠性。

3. 研究智能管理单元,提升智能化管理水平

研究就地化保护智能管理单元,集中管理保护设备,作为保护与变电站监控的接口,实现保护与变电站监控之间的信息共享。研究标准通信协议,实现不同厂家设备之间的互操作。研究在线监视和智能诊断功能,实现全站保护装置的智能管理,支撑保护装置的自动测试功能,提升现

场检修工作效率。研究变电站涉及保护的 3(3)文件变动只在智能管理单元上修改,不影响保护功能。

4. 研究智能录波器,实现故障全景录波

研究智能录波器集成故障录波、二次回路可视化、网络记录分析、保护在线监视与分析等功能。研究智能录波器集成 PMU 功能的可行性。智能录波器接入保护专网和站控层网络,实现过程层、站控层所有应用数据的完整记录、全景可视化展示、综合分析诊断、远传及管理等功能。

5. 研究检修技术,提高现场工作效率

研究“工厂化调试”和“更换式检修”新检修模式。研究与就地化保护配套的运行、检修、调试规范和作业流程,保证现场作业安全,大幅提高现场检修工作效率。

工厂化调试。研究集中仿真调试平台,模拟现场实际环境,实现全站保护装置集中调试和单装置检验测试,提高调试效率。实现装置动作分析、故障重现、全景反演,提高装置故障分析水平。

更换式检修。研究装置整机更换技术,实现自动寻址、自动配置、一键测试、自动对点和全回路传动功能,替代现有检修模式,缩短现场检修时间,提高检修和改造工作效率,保证现场作业安全。

6. 预期目标

成功研制高可靠性、高防护的就地化保护系列装置,经工程试点应用后,纳入变电站通用设计,积极稳妥推广应用。构建以“采样数字化、保护就地化、元件保护专网化、信息共享化”为特征的继电保护体系,提升继电保护的可靠性和速动性,适应电网新特性对继电保护提出的要求,引领世界继电保护技术发展方向。

第一阶段:完成整体方案制定,成功研制就地化全系列保护装置、智能管理单元、智能录波器。完成严寒、高温、潮湿、盐雾、高海拔等各种极端气候条件试运行和长寿命考核验证,完成各电压等级全站第一批试点应用。完成就地化保护系列标准制定。

第二阶段:在总结就地化保护装置试点应用的基础上,结合其他相关二次专业,形成公司技术标准,完成各电压等级整站二次系统方案第二

批试点应用。

第三阶段：第二批试点工程应用 1 年后，组织开展建设成效分析，经过充分论证确定最终技术方案，纳入变电站通用设计，积极稳妥推广应用。

7. 关键技术

(1) 以“四化”为特征的继电保护整体方案研究与应用。

(2) 就地化保护装置关键技术研究与应用。

(3) 就地化保护电磁兼容、气候环境、机械性能等标准研究。

(4) 元件保护高可靠性专用网络研究。

(5) 智能管理单元关键技术研究。

(6) 智能录波器关键技术研究。

(7) 就地化保护运行检修关键技术研究。

(8) 就地化保护专用测试平台研究。

(二) 研究后备保护优化技术，提升后备保护适应复杂大电网的能力

随着电网规模扩大，运行方式多变，后备保护配合日益复杂；开关失灵(死区)保护切除故障时间长，无法满足特高压交直流混联电网需要；自耦变压器、超短线路或短线路群的大量应用，导致整定配合困难，远后备保护灵敏度不足。研究提出“强化主保护、优化后备保护”的技术原则，提升后备保护适应复杂大电网的能力。

研究远后备保护配置优化，推广全网统一的零序反时限保护，提升远后备保护性能。研究失灵(死区)保护优化技术，缩短故障切除时间。研究利用站域信息提升后备保护性能，实现中低压保护冗余配置。研究自适应备自投技术，提高电网供电可靠性。

1. 研究远后备保护配置优化，提升远后备保护性能

按照“强化主保护、优化后备保护”的技术原则，开展 220 千伏及以上电压等级电网远后备保护的配合特性、配置原则与整定技术研究，提升远后备保护适应复杂大电网的能力。

反时限零序电流保护动作特性与故障电流具有天然配合能力，越临近故障点，切除速度越快，对电网稳定越有利。全网采用相同特性的反时限零序电流保护，通过平移动作曲线，能很好地实现电网各级线路零序电流保护的有机配合，具有整定计算简单、电网方式适应能力强的优点。推广应用反时限零序电流保护，可有效提升后备

保护整体性能。目前，华东电网和东北电网已全面推广应用反时限零序电流保护，运行效果良好。

反时限零序电流保护已成为“六统一”保护装置的标准配置，在公司主网全面推广应用反时限零序电流保护具有重要的现实意义。

2. 研究开关失灵(死区)保护优化技术，缩短故障切除时间

对于开关口单侧布置且目前无法技改的 500 千伏变电站，研究基于站域信息的开关失灵(死区)保护和加装光口差动保护的两种技术方案，缩短故障切除时间。研究基于变电站多间隔电压电流、保护动作等综合信息的站域失灵(死区)保护装置硬件优化技术；研究故障选串机制、拖尾识别技术，力争将开关失灵(死区)切除时间压缩至 200ms 以内，减少直流系统发生连续换相失败次数，防止引发电网稳定破坏事故。

3. 研究基于多间隔信息的站域保护，提升后备保护性能

研究基于变电站多间隔信息的站域保护，提升后备保护性能。研究基于站域信息的 110 千伏及以下电压等级保护冗余配置方案，提高保护的可靠性。研究站域备自投技术，实现自适应智能备自投，缩短主备电源切换时间、提高备自投成功率，提高系统的供电可靠性。研究采用局部电网负荷和电源容量，根据站内进出线负荷和拓扑结构，实现备自投、低频低压减载等功能的智能协同控制，提升电网的自愈能力。

4. 预期目标

优化远后备保护配置，推广全网统一的零序反时限保护，提升远后备保护性能。成功研制采用开关失灵(死区)优化技术的新型失灵保护装置，力争将故障切除时间压缩到 200ms 以内。成功研制站域保护装置，提升后备保护性能，提高电网供电可靠性。

第一阶段：完成远后备保护优化方案研究，在华中、华北和西北电网推广零序反时限保护。完成站域失灵保护、站域后备保护、站域备自投的关键技术攻关、装置研制、入网检测和试运行。

第二阶段：试点成功后，根据电网实际需要，在必要的变电站配置应用开关失灵(死区)保护。在公司系统推广应用站域后备保护、站域备自投。

5. 关键技术

(1) 远后备保护优化研究。

(2) 全网统一的零序反时限保护推广应用研究。

(3) 开关失灵(死区)保护优化技术研究。

(4) 站域后备保护、站域备自投技术研究。

(三) 研究一体化整定与在线校核技术, 提升整定计算智能化水平和对电网的动态适应性

研究基于交直流混联电网统一数据模型的继电保护一体化整定计算技术, 优化全网保护定值的配合性能, 提高整定计算的智能化和规范化水平。研究保护定值在线校核与预警技术, 实现保护定值在电网变化时的动态校核。

1. 研究一体化整定计算技术, 提升整定计算智能化和规范化水平

研究基于调控云的一体化整定计算技术, 统一全网数据、模型和图形标准, 统一基础数据平台, 统一整定计算原则, 实现不同调控机构间整定计算管理的相互贯通和高效协同, 确保继电保护定值的正确性, 提升全网继电保护定值的配合性能。

研究一体化整定计算数据建模技术。研究一体化整定计算基础数据、基本运行方式、图形、保护配置及定值的建模技术, 形成全网规范统一的继电保护整定计算基础数据和图形。研究基于一体化整定计算数据平台的数据源端维护及全局应用技术, 实现不同地区电网整定计算数据的实时修正与异地协同。研究整定计算与在线校核的离线在线数据共享技术, 为定值整定与在线校核闭环应用奠定基础。

研究一体化整定原则和计算技术。研究统一整定计算原则、定值模板和计算方法, 实现全网整定计算业务和流程的规范化、一体化。研究全网保护定值整定协同配合技术, 实现保护整定范围、保护配合关系的全网优化, 实现不同调控机构间整定计算管理的相互贯通和高效协同。

2. 研究保护定值在线校核与预警技术, 提升定值对运行方式的适应性

研究保护定值在线校核与预警技术, 在线获取电网运行的实时信息和保护定值信息, 研究电网保护定值的灵敏性、选择性分析技术, 实现保护定值的在线校核与预警。

研究定值在线校核及预警技术。研究基于电

网调度控制系统在线信息的数据、图形、运行方式、定值等模型, 在线实时采集运行信息和保护定值信息。研究基于电网潮流的在线方式和预想方式下的故障计算技术, 实现保护灵敏性、选择性、距离保护躲负荷能力等校核, 准确及时掌握保护定值适应性, 实现继电保护定值在线预警和风险预控, 对调控运行提供支撑; 研究日检修计划方式自动获取, 实现检修方式下的保护定值校核, 确保保护定值的适配性。

研究整定计算与定值在线校核闭环技术。研究离线整定计算与在线实时校核交互技术, 实现整定计算结果与在线校核闭环贯通, 确保整定计算定值的准确性和适应性。

3. 预期目标

构建全网一体化整定与在线校核平台, 全面提升整定计算智能化水平和对电网的动态适应性。

第一阶段: 建成一体化整定计算平台, 实现整定计算智能辅助决策, 提升整定计算配合性和效率。实现定值在线校核系统的实用化。

第二阶段: 实现基于云计算的继电保护一体化整定。推进一体化整定与在线校核的闭环应用。

4. 关键技术

(1) 基于调控云的一体化整定计算技术研究。

(2) 整定计算智能辅助决策技术研究。

(3) 保护定值在线校核及预警技术研究。

(4) 整定计算与定值在线校核闭环技术研究。

(四) 研究继电保护设备运行统计分析技术, 提升运行管理水平

利用设备身份识别代码, 研究数据自动采集和智能录入技术, 实现基于大数据的保护信息存储、处理和统计分析。研究基于身份识别的全寿命周期管理、状态评估、精益化评价的继电保护运行管理技术。创新继电保护统计分析技术, 提升继电保护运行管理精益化水平。

1. 研究保护信息自动采集和智能录入技术, 准确掌握设备运行状态

研究保护装置信息自动采集和智能录入技术。实现数据从保护装置源端至变电站端、调度端的信息自动采集及智能录入管理。研究继电保护装置身份识别技术, 实现全网保护设备数据的唯一识别, 实现各应用系统基于身份识别信息的

关联应用。

研究保护信息的大数据建模和处理技术。研究保护设备全寿命周期信息模型。研究基于身份识别的继电保护设备数据完整性、唯一性、标准性的校核技术，为继电保护信息准确、完备采集及分析应用奠定基础。研究基于调控云的继电保护信息存储与处理技术，利用大数据分析技术，整合设备基础数据、运行数据、故障信息等海量数据，实现继电保护大数据的存储、处理和共享应用。

2. 研究保护信息统计分析及运行管理技术，支撑专业管理水平全面提升

研究继电保护运行统计分析指标体系。研究涵盖综合评价、责任部门评价、运行分析评价、保护设备评价以及保护设备缺陷评价的继电保护设备运行评价体系。研究反映继电保护装备水平、动作行为、健康水平的关键指标。

研究继电保护运行统计评价技术。研究利用大数据的关联分析和挖掘分析技术，深度挖掘继电保护运行数据，全面掌握设备运行状况，提高运行管理水平；分析评价设备当前健康状况及其发展趋势，辅助决策状态检修。

3. 预期目标

构建继电保护设备运行管理平台，实现各电压等级保护设备的运行分析和状态评价，全面提升运行管理水平。

第一阶段：利用设备身份识别代码，实现 220 千伏及以上继电保护设备数据自动采集和智能录入，实现保护信息准确、完备采集，实现设备状态评价。实现大数据技术在统计分析中的应用。

第二阶段：全面实现设备身份识别代码、设备数据自动采集和智能录入在各电压等级的应用。实现基于大数据的保护信息存储、处理和状态检修辅助决策。

4. 关键技术

(1) 继电保护设备数据自动采集和智能录入技术研究。

(2) 基于大数据的保护信息存储、处理和统计分析技术研究。

(3) 保护设备状态检修辅助决策技术研究。

(五) 研究提升安控系统可靠性，满足大电网安全稳定需要

开展安控装置“六统一”设计，提升安控装置标准化水平；优化安控系统的可靠性设计，满足电网安全需求；创新安控装置检验技术，解决现场安控系统联调的问题，提升现场工作效率和检修水平。

1. 开展安控装置“六统一”设计，提升标准化水平

开展安控装置“六统一”标准化设计，统筹规范安控装置功能、接口、人机界面、信息模型和二次回路；开展安控装置站间通信协议和交互信息的标准化设计；开展安控系统直流控制保护、风电场控制保护等系统间信息交互标准化研究，提升安控系统接入能力。

2. 优化安控系统可靠性设计，满足电网安全需求

研究高可靠性安控系统整体架构和配置方案，防止单一环节异常导致安控系统不正确动作。提升安控装置自检和运行状态监测能力，采用数据校验、出口防误等技术，提高安控装置可靠性。

研究安控系统的可靠性量化评估指标体系，开展可靠性评估，指导安控系统的建设、调试、验收和检修工作。

3. 创新安控装置检验技术，提升安控装置运行水平

开展安控测试模拟机和“一键式”测试系统的研究，利用计算机和通信技术实现安控装置虚拟仿真，具备模拟安控系统装置能力，搭建与实际运行环境高度一致的虚拟仿真测试平台，实现“一键式”自动检验，解决现场安控系统联调的问题，提升现场工作效率和水平。

4. 预期目标

提升优化安控系统可靠性和标准化水平，实现虚拟仿真检验技术的全面推广应用。

第一阶段：研究高可靠性安控系统整体架构和配置方案，完成安控装置标准化的标准制定。完成虚拟仿真测试平台关键技术研究、设备研制。

第二阶段：完成标准化安控装置的研制、入网检测和试运行，在此基础上推广应用。全面应用虚拟仿真检验技术。

5. 关键技术

(1) 安控系统可靠性提升研究。

(2) 安控装置标准化研究与应用。

(3) 安控装置仿真测试平台研究与应用。

(六) 提升直流保护性能，保障大电网安全运行

研究直流保护模块化设计，提高保护装置运

行可靠性。研究软件可视化校验技术,实现软件修改自动校核。研究建立直流保护可靠性评价系统。研究换流站全息实景展示及故障反演系统,完善直流异常及故障处置技术分析手段。研究优化柔性直流控制保护技术。

1. 研究直流保护装置标准化设计,实现保护装置定型

梳理现有直流保护系统架构,理清功能逻辑、接口范围和参数,对程序进行模块划分,研究直流保护装置标准化设计和通用配置原则,实现保护装置定型。

2. 研究软件可视化校验技术,提高软件修改防误水平

研究直流保护系统软件可视化页面校验码技术,实现校验码自动比对和错误识别功能,防止超范围修改,确保现场修改软件页与通过检测软件页的一致性,提高现场软件修改效率,确保修改正确性。

3. 研究保护可靠性评价系统,提升精益化管理水平

研究直流保护可靠性评价系统,建立评价模型,自动采集动作和缺陷信息,实现对保护装置及板卡、二次回路的量化打分,准确把握装置健康水平,指导现场运行检修、基建设计工作,形成运行与建设的良性沟通机制,提升直流工程建设和运行水平。

4. 研究换流站反事故可视推演技术,提升事故应急处置能力

研究采用虚拟现实和基于可视化逻辑建模技术,实现对特高压换流站一二次设备的全方位再现,根据直流控制保护逻辑建立异常和故障算法模型,实现录波回放、故障重现和自动分析功能,为快速分析定位故障原因及确定解决措施提供技术支撑。同时可对调度、运行及检修人员进行专业化培训,辅助调控机构及运维单位编制反事故预案、开展反事故演习。

5. 研究多端柔性直流输电控制保护技术,提高电网灵活配置能力

研究多端柔性直流控制保护技术,提出适应多端柔直的子模块损耗率、内部环流抑制、可控充电及不控充电算法,开展高速线路保护逻辑策略、多站有功及无功协调控制策略、交直流电网故障及耦合特性研究,确定控制及保护协调配合

策略。研究多端柔性直流控制保护装置标准化设计、入网测试方案及二次设备联调方案。

6. 预期目标

通过开展直流保护装置标准化设计、软件防误校核、保护可靠性评价、反事故可视推演、柔性直流输电技术研究,提升直流输电控制保护整体可靠性。

第一阶段:完成直流保护标准化设计和装置定型工作,完成装置检测和试运行。直流保护软件可视化校验技术实用化。完成保护可靠性评价系统部署。完成换流站反事故可视推演技术试点应用。完成多端柔性直流控制保护功能配置及整体设计。

第二阶段:推广应用标准化直流保护设备。深化换流站反事故可视推演技术应用。多端柔性直流控制保护标准化设备研制、入网检测。

7. 关键技术

- (1) 直流保护装置标准化设计和定型研究。
- (2) 直流保护系统可视化校验技术研究。
- (3) 特高压换流站反事故可视推演系统研究。
- (4) 直流输电保护可靠性评价系统建模研究。
- (5) 多端柔性直流输电控制保护系统技术研究。

(七) 应用物联网和移动互联网技术,构建智能化运行检修体系

利用物联网和移动互联网等技术,推动在运智能变电站继电保护运行检修技术创新和模式变革。研究以信息化装备、自动化巡视、智能化检修为特征的智能运行检修体系,实现由传统装备向信息装备、由人工巡视向自动巡视、由经验检修向智能检修的跨越。

1. 研究工程文件标准化及智能应用,提升变电站建设运行水平

研究构建智能站工程文件管控系统,研究智能站工程文件在线匹配校验技术,实时监控运行设备与管控系统工程文件一致性。研究智能化配置工具,研究基于系统描述的继电保护虚端子关联信息的自动生成方法,实现继电保护信息系统的自动配置,简化智能站配置流程。开发基于标准工程文件的智能应用,综合应用光纤标示、工程文件信息,研究基于标准工程文件的继电保护数据、模型、图形的一体化展示平台,对二次设

备实现自动精益化评估。

2. 研究智能化检修模式，提高检修安全性和效率

研究构建智能检修模式，通过装置智能诊断、远程终端支持、安措自动执行、二次回路可视、检修综合决策等技术的研发，实现智能变电站可观、可控、可维护，提升现场工作效率和防误水平。

研发变电站继电保护设备智能诊断装置。利用多维信息，研究对装置硬件及二次回路状态进行评估的方法，实现装置硬件和二次回路异常的故障定位，并能实现隐性故障辨识预警、二次系统异常状态推演、故障和异常信息推送，提高运行检修人员快速诊断和处理设备缺陷的能力。

研究“一键式安措”技术。研究建立标准的安全措施数据库，用于实现检修工作安全措施票的自动生成；应用顺序控制实现安全措施自动执行，比对实际安全措施与标准安措库的数据，校核安全措施是否执行到位；实现安全措施自动生成、自动执行和实时校核。

研究二次回路状态实时可视化技术。研究二次虚回路、软压板以图形化呈现的方式，为运维人员提供直观的状态确认手段；研究二次回路运行状态的实时展示。研究设计图纸与实际回路的在线对比分析方法，增强二次回路的可视性与可控性。

研究检修智能辅助决策技术。建立智能变电站检修策略辅助决策专家库，为设备停电检修计划、安全措施等提供支撑；建立典型缺陷库，提供相关缺陷处理方法，提高消缺效率；构建电网检修辅助决策系统，对继电保护检修工作实现从计划、批准、实施到竣工验收的闭环管理。

3. 研发信息化单兵装备，提高现场智能感知和作业能力

研发智能移动终端，实现人员、任务和现场作业流程的实时管控。研发智能穿戴设备，提高作业人员的现场感知能力，构建二次作业智能防误体系。研发移动检测平台，实现被测设备的快速连接与高效测试，减轻现场检修压力，缩短检修停电时间。

4. 研究智能远程巡视技术，实时掌握设备运行状态

研发保护设备智能远程巡视技术和机器人

自动巡视技术，实时采集站端保护设备功能投退状态、开关量输入、模拟量采集、差动保护差流、运行温度及光口光强等信息，并进行分析判断，动态掌握装置运行健康水平。

5. 预期目标

构建以信息化装备、自动化巡视、智能化检修为特征的智能运行检修体系，全面提升继电保护运行水平。

第一阶段：完成工程文件标准化及管控系统建设；完成信息化单兵装备、智能远程巡视技术、智能化检修模式关键技术研究、设备研制及试点应用。

第二阶段：以信息化装备、自动化巡视、智能化检修为特征的智能运行检修技术全面推广应用。

6. 关键技术

(1) 工程文件的智能应用研究。

(2) 保护设备及回路自动精益化评估技术研究。

(3) 智能化配置工具及管控系统研究。

(4) “一键式安措”技术研究。

(5) 检修智能辅助决策技术研究。

(6) 保护及二次回路状态可视化及智能诊断技术研究。

(7) 智能移动终端、可穿戴设备和移动检修平台技术研究。

(8) 智能自动巡视技术研究。

(八) 研究保护在线监视与智能诊断技术，提升支撑调控能力

研究保护在线监视与智能诊断技术，采集、处理、上送全站继电保护信息，实现电网事故快速分析、二次设备实景展示、设备状态智能诊断，全面支撑调控一体化。

1. 研究规范信息通讯，统一监测数据模型

研究继电保护在线监测标准化通信接口和通讯规约，实现站内过程层、站控层网络信息的共享。研究变电站故障录波、二次回路可视化、网络记录分析、保护信息子站等数据的建模、采集、处理、存储、访问机制。研究建立变电站保护在线监视的统一数据模型，解决多种类数据集成问题，实现站内数据的综合采集、统一处理和信息共享。

2. 研究保护在线监视与智能诊断技术,提升电网事故分析智能化水平

研究全站继电保护事件记录、动作简报、故障录波、装置状态、网络报文、回路状态等信息在线采集处理技术。研究电网故障快速定位和辅助决策技术,实现精确、快速的电网故障定位、故障类型判别及处理的辅助决策、全景展示及预警,辅助调度员对电网事故进行快速处理。研究电网故障记录、分析和全过程反演技术,形成全网同步的全景录波,实现电网事故的准确记录、分析和全过程反演。

3. 研究继电保护设备的智能诊断技术,准确掌握设备运行状态

研究远方全景可视化技术,实现保护装置远程巡视及在线召唤,实现保护投退状态的实时监视。研究保护装置动作行为分析和动作逻辑回放技术,综合分析动作事件顺序记录、动作简报和内部录波等信息,对保护中间结果信息进行分析解读,实现保护动作逻辑回放、分层推演以及装置故障定位、隐性故障辨识、预警。

4. 预期目标

构建保护在线监视与智能诊断平台,全面支撑调控一体化。

第一阶段:在省级及以上调度端全面实现保护在线监视与智能诊断平台建设。在厂站端推广保护在线监视与诊断装置的部署。

第二阶段:在各级调度端实现保护在线监视与智能诊断的实用化,全面支撑调控一体化。在厂站端实现保护在线监视与诊断装置的全面部署。

5. 关键技术

(1) 保护设备标准化通信接口、通讯规约和信息模型研究。

(2) 保护在线监视与智能诊断装置研究。

(3) 电网故障定位和智能辅助决策技术研究。

(九) 开展前瞻性技术研究,满足未来电网发展需要

针对电网可再生能源大规模接入、电力电子化特征日趋凸显、半波长及超导等新型输电方式应用研究,开展适应分布式电源接入的快速保护、柔性交流输电设备保护、故障暂态量保护、半波长输电保护等前瞻性技术研究,不断提升继电保护技术水

平,以满足未来电网发展的安全稳定要求。

1. 研究分布式电源接入的快速保护技术

随着风电、光伏、光热等分布式电源并网容量持续增长,电源特性和故障特征发生了显著变化。研究不同类型分布式电源故障时的电气特性。研究适应分布式电源接入的快速保护新原理、配置原则和整定计算方法,确保电网的安全稳定运行。

2. 研究柔性交流输电等电力电子设备控制保护技术

研究统一潮流控制器(UPFC)、可控串补(TCSC)、故障电流限制器(FCL)等各种 FACTS 元件的结构参数、运行原理及其电磁暂态行为,揭示新型 FACTS 元件本体故障特征,分析本体故障与系统故障的交互影响机理,研究设备的保护方案及其与外部电网保护的协调配合策略,在保障 FACTS 设备本体安全运行的同时,实现电网的灵活控制与高效运行。

3. 研究基于故障暂态分量的保护新原理

将保护利用的信息由稳态工频量扩展至宽频带暂态信息,研究基于故障暂态信息的输电线路快速保护新技术和高频暂态量录波器及仿真系统,充分挖掘利用故障暂态信息解决电力电子化电网继电保护难题,促进继电保护理论的完善与提升,为继电保护学科提供更加广阔的发展空间。

4. 研究半波长输电线路保护新技术

针对半波长输电线路加装金属氧化物避雷器(MOA)及快速接地开关(HSGS)、非全相运行、双回线输电等多种工况和不同运行方式,分析半波长输电线路沿线电压分布、测量阻抗等电气特征,研究线路区内、外发生各种故障情况下的暂态特征,研究针对半波长输电的保护新原理、整体配置方案、整定计算方法和运行管理策略。

5. 关键技术

(1) 分布式电源接入的快速保护技术研究。

(2) 柔性交流输电电力电子设备控制保护关键技术的研究与应用。

(3) 基于故障暂态分量的保护新原理关键技术研究。

(4) 半波长输电线路保护新技术的研究。