

国家电网有限公司 十八项电网重大反事故措施 (修订版)

目 录

1 防止人身伤亡事故.....	1
2 防止系统稳定破坏事故.....	9
3 防止机网协调及新能源大面积脱网事故.....	20
4 防止电气误操作事故.....	32
5 防止变电站全停及重要客户停电事故.....	37
6 防止输电线路事故.....	49
7 防止输变电设备污闪事故.....	62
8 防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故.....	66
9 防止大型变压器（电抗器）损坏事故.....	80
10 防止无功补偿装置损坏事故.....	92
11 防止互感器损坏事故.....	103
12 防止 GIS、开关设备事故.....	111
13 防止电力电缆损坏事故.....	126
14 防止接地网和过电压事故.....	134
15 防止继电保护事故.....	144
16 防止电网调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故.....	166
17 防止垮坝、水淹厂房事故.....	198
18 防止火灾事故和交通事故.....	202

1 防止人身伤亡事故

为防止人身伤亡事故，应全面贯彻落实《中共中央国务院关于推进安全生产领域改革发展的意见》（中发〔2016〕32号）、《特种作业人员安全技术培训考核管理规定》（国家安全监管总局令第80号）、《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展和改革委员会令第28号）、国家电网公司《电力安全工作规程 变电部分》（Q/GDW 1799.1-2013）、《电力安全工作规程 线路部分》（Q/GDW 1799.2-2013）、《关于印发〈国家电网公司电力安全工作规程（配电部分）（试行）〉的通知》（国家电网安质〔2014〕265号）、《国家电网公司电力安全工作规程（电网建设部分）（试行）》（国家电网安质〔2016〕212号）、《国家电网公司关于强化本质安全的决定》（国家电网办〔2016〕624号）、《国家电网公司关于印发〈生产作业安全管控标准化工作规范（试行）〉的通知》（国家电网安质〔2016〕356号）、《国家电网公司关于印发贯彻落实〈中共中央国务院关于推进安全生产领域改革发展的意见〉实施方案的通知》（国家电网办〔2017〕1101号）、《国家电网公司业务外包安全监督管理办法》（国家电网安质〔2017〕311号）、《营销业扩报装工作全过程安全风险点辨识与预控手册（试行）》（国家电网营销〔2011〕237号）、《国家电网公司生产作业安全管控标准化工作规范（试行）》（国家电网安质〔2016〕

356 号) 及其他有关规定, 并提出以下重点要求:

1.1 加强各类作业风险管控

1.1.1 实施生产作业标准化安全管控, 科学安排作业任务, 严格开展风险识别、评估、预控, 有序组织生产工作。对于事故应急抢修和紧急缺陷处理, 按照管辖范围履行审批手续, 保证现场安全措施完备, 严禁无工作票或事故(故障)紧急抢修单、无工作许可作业。

1.1.2 根据工作内容做好各类作业各个环节风险分析, 落实风险预控和现场管控措施。

1.1.2.1 对于开关柜类设备的检修、试验或验收, 针对其带电点与作业范围绝缘距离短的特点, 不管有无物理隔离措施, 均应加强风险分析与预控。

1.1.2.2 对于敞开式隔离开关的就地操作, 应做好支柱绝缘子断裂的风险分析与预控, 操作人与专责监护人应选择正确的站位。监护人员应实时监视隔离开关动作情况, 操作人员应做好及时撤离的准备。

1.1.2.3 对于高处作业, 应搭设脚手架、使用高空作业车、升降平台、绝缘梯、防护网, 并按要求使用安全带、安全绳等个体防护装备, 个体防护装备应检验合格并在有效期内。严禁在无安全保护的情况下进行高处作业。高处作业人员应持证上岗, 凡身体不适合从事高处作业的人员, 不得从事高处作业。

1.1.2.4 对于近电作业, 要注意保持安全距离, 落实防感应电触电措施。对低压电气带电作业工具裸露的导电部

位，应做好绝缘包缠，正确佩戴手套、护目镜等个体防护装备。

1.1.2.5 对于业扩报装工作，应做好施工、验收、接电等各个环节的风险辨识与预控，严格履行业扩报装验收手续，严禁单人工作、不验电、不采取安全措施以及强制解锁、擅自操作客户设备等行为。对于营销小型分散作业，现场开工前应认真勘查作业点的环境条件及风险点，并根据作业现场实际情况补充完善安全措施。

1.1.2.6 对于杆塔组立工作，应做好起重设备、杆塔稳定性方面的风险分析、评估与预控，作业人员应做好安全防护措施，严格执行作业流程，监护人员应现场监护，全面检查现场安全防护措施状态，严禁擅自组织施工，严禁无保护、无监护登塔作业等行为。

1.1.2.7 对于输电线路放线紧线工作，应做好防杆塔倾覆风险辨识与预控，登杆塔前对塔架、根部、基础、拉线、桩锚、地脚螺母（螺栓）等进行全面检查，正确使用卡线器或其它专用工具、安全限位以及过载保护装置，充分做好防跑线措施，并确保现场各岗位联系畅通，严禁违反施工作业技术和安全措施盲目作业。

1.1.2.8 对于有限空间作业，必须严格执行作业审批制度，有限空间作业的现场负责人、监护人员、作业人员和应急救援人员应经专项培训。监护人员应持有限空间作业证上岗；作业人员应遵循先通风、再检测、后作业的原则。作业现场应配备应急救援装备，严禁盲目施救。

1.1.2.9 对于抗洪抢险作业，台风暴雨持续期间，故障巡视应至少两人一组进行，巡视期间保持通讯畅通，严禁冒险涉水通过严重积水路段及河流。故障巡视期间应始终认为线路、杆塔拉线或设备带电，保持足够安全距离。进入水淹站房，应确保电源已断开、水已抽干，注意防范地下站房气体中毒。抢修人员进入情况不明的积水区时应采取穿救生衣等安全措施。

1.1.3 在作业现场内可能发生人身伤害事故的地点，应采取可靠的防护措施，根据实际情况设立安全警示牌、警示灯、警戒线、围栏等警示标志，必要时增加物理隔离带或设专人监护。对交叉作业现场应制定完备的交叉作业安全防护措施，必要时设工作协调人。

1.1.4 采取劳务外包的项目，对危险性大、专业性强的检修和施工作业，劳务人员不得担任现场工作负责人，必须在发包方有经验人员的带领和监护下进行。

1.1.5 加强作业现场反违章管理，健全各级安全稽查队伍，严肃查纠各类违章行为，积极推广应用远程视频监控等反违章技术手段。

1.2 加强作业人员培训

1.2.1 定期开展作业人员安全规程、制度、技术、风险辨识等培训、考试，使其熟练掌握有关规定、风险因素、安全措施，提高安全防护、风险辨识的能力。

1.2.2 对于实习人员、临时人员和新参加工作的人员，应强化安全技术培训，证明其具备必要的安全技能，方可在

有工作经验的人员带领下作业。禁止指派实习人员、临时人员和新参加工作的人员单独工作。

1.2.3 应结合生产实际，经常性开展多种形式的安全思想、安全文化教育，开展有针对性的应急演练，提高员工安全风险防范意识，掌握安全防护知识和伤害事故发生时的自救、互救方法。

1.2.4 推行作业人员安全等级认证，建立作业人员安全资格的动态管理和奖惩机制。

1.2.5 创新安全培训手段，可采用仿真、虚拟现实、互联网+等新技术丰富培训形式。

1.3 加强设计阶段安全管理

1.3.1 在电力发输变和供配电工程设计中，应认真吸取人身伤亡事故教训，并按照相关规程、规定的要求，及时改进和完善安全设施及设备安全防护措施设计。

1.3.2 施工图设计时，涉及施工安全的重点部位和环节应在设计文件上注明，并对防范安全生产事故提出指导意见。采用新结构、新材料、新工艺的建设工程和特殊结构的建设工程，设计单位应在设计中提出保障施工作业人员安全和预防安全生产事故的措施建议，并在设计交底中体现。应严格执行工程建设强制性条文内容，突出说明安全防护措施设计，并对施工单位进行专项设计交底。

1.4 加强施工项目管理

1.4.1 工程建设要确保合理工期，工期进行调整时必须重新进行施工方案审查和风险评估，严格分包施工作业计划

管理。

1.4.2 加强对各项承包工程的安全管理，签订安全协议书，明确业主、监理、承包方的安全责任，严格外包队伍及人员资质审查和准入，严禁转包和违法分包，做好外包队伍入场审核、安全教育培训、动态考核工作，~~实行“黑名单”和“负面清单”管理~~，建立淘汰机制。

1.4.3 落实施工单位主体责任，将劳务分包人员统一纳入施工单位管理，统一标准、统一要求、统一培训、统一考核（“五统一”）。

1.4.4 发包方应监督检查承包方在施工现场的专（兼）职安全员配置和履职、作业人员安全教育培训、特种作业人员持证上岗、施工机具和安全工器具的定期检验及现场安全措施落实等情况。

1.4.5 在有危险性的电力生产区域（如有可能引发火灾、爆炸、触电、高空坠落、中毒、窒息、机械伤害、烧烫伤等人员、电网、设备事故的场所）作业，发包方应事先对承包方相关人员进行全面的安全技术交底，要求承包方制定安全措施，并配合做好相关安全措施。

1.4.6 施工单位应建立重大及特殊作业技术方案评审制度，施工安全方案的变更调整要履行重新审批程序，应严格落实施工“三措”（组织措施、技术措施、安全措施）和安全文明施工相关要求。

1.4.7 严格执行特殊工种、特种作业人员持证上岗制度。项目监理单位要严格执行特殊工种、特种作业人员入场

资格审查制度，审查上岗证件的有效性。施工单位要加强特殊工种、特种作业人员管理，工作负责人不得使用非合格专业人员从事特种作业。

1.4.8 加强施工机械安全管理。施工企业应落实对分包单位机械、外租机械的管理要求，掌握大型施工机械工作状态信息，监理单位应严格现场准入审核。

1.5 加强安全工器具和安全设施管理

1.5.1 认真落实安全生产各项组织措施和技术措施，配备充足的、经国家认证认可的、经质检机构检测合格的安全工器具和防护用品，并按照有关标准、规定和规程要求定期检验，禁止使用不合格的安全工器具和防护用品，提高作业安全保障水平。

1.5.2 对现场的安全设施，应加强管理、及时完善、定期维护和保养，确保其安全性能和功能满足相关标准、规定和规程要求。

1.6 加强验收阶段安全管理

1.6.1 运维、施工单位办理交接前，建设管理单位应负责组织参与现场验收人员对现场已带电部位、高处作业等风险点进行安全交底，熟悉现场的验收配合人员在验收过程中需加强安全监护。

1.6.2 运维、施工单位完成各项作业检查、办理交接后，施工人员应与将要带电的设备及系统保持安全距离，未经许可、登记，严禁擅自再进行任何检查和检修、安装作业。

1.7 加强运行安全管理

1.7.1 严格执行“两票三制”（两票：工作票、操作票，三制：交接班制、巡回检查制、设备定期试验轮换制），落实好各级人员安全职责，并按要求规范填写“两票”内容，确保安全措施全面到位。

1.7.2 强化缺陷设备监测、巡视制度，在恶劣天气、设备危急缺陷情况下开展巡检、巡视等高风险工作，应采取措施防止触电、雷击、淹溺、中毒、机械伤害等事故发生。

2 防止系统稳定破坏事故

为防止系统稳定破坏事故，应认真贯彻《电力系统安全稳定导则》（DL 755-2001）、《国家电网安全稳定计算技术规范》（Q/GDW 1404-2015）、《国调中心关于印发故障直流分量较大导致断路器无法灭弧解决方案的通知》（调继〔2016〕155号）等行业标准和国家电网有限公司企业标准及其他有关规定，并提出以下重点要求：

2.1 电源

2.1.1 设计阶段

2.1.1.1 合理规划电源接入点。受端系统应具有多个方向的多条受电通道，电源点应合理分散接入，每个独立输电通道的输送电力不宜超过受端系统最大负荷的 10%-15%，并保证失去任一通道时不影响电网安全运行和受端系统可靠供电。

2.1.1.2 发电厂宜根据布局、装机容量以及所起的作用，接入相应电压等级，并综合考虑地区受电需求、动态无功支撑需求、相关政策等的影响。

2.1.1.3 发电厂的升压站不应作为系统枢纽站，也不应装设构成电磁环网的联络变压器。

2.1.1.4 新能源电场（站）接入系统方案应与电网总体规划相协调，并满足相关规程、规定的要求。在完成电网接纳新能源能力研究的基础上，开展新能源电场（站）接入系统设计；对于集中开发的大型能源基地新能源项目，在开展

带格式的：字体：非加粗

带格式的：字体：非加粗

~~接入系统设计之前，还应完成输电系统规划设计。开展风电场新能源电场接入系统设计之前，应完成“电网接纳风电新能源能力研究”和“大型风新能源电场输电系统规划设计”等相关研究。风新能源电场接入系统方案应与电网总体规划相协调，并满足相关规程、规定的要求。~~

2.1.1.5 综合考虑电力市场空间、电力系统调峰、电网安全等因素，统筹协调、合理布局抽蓄电站等调峰电源。

2.1.2 基建阶段

2.1.2.1 对于点对网、大电源远距离外送等有特殊稳定要求的情况，应开展励磁系统对电网影响等专题研究，研究成果用于指导励磁系统的选型。

2.1.2.2 并网电厂机组投入运行时，相关继电保护、安全自动装置、稳定措施和电力专用通信配套设施等应同时投入运行。

2.1.2.3 按照国家能源局及国家电网有限公司相关文件要求，严格做好风电场、光伏电站并网验收环节的工作，避免不符合电网要求的设备进入电网运行。

2.1.3 运行阶段

2.1.3.1 并网电厂发电机组配置的频率异常、低励限制、定子过电压、定子低电压、失磁、失步等涉网保护定值应满足电力系统安全稳定运行的要求。

2.1.3.2 加强并网发电机组涉及电网安全稳定运行的励磁系统及电力系统稳定器（PSS）和调速系统的运行管理，其性能、参数设置、设备投停等应满足接入电网安全稳定运

行要求。

2.1.3.3 加强风电、光伏集中地区的运行管理、运行监视与数据分析工作，优化电网运行方式，制订防止机组大量脱网的反事故措施，保障电网安全稳定运行。

2.2 网架结构

2.2.1 设计阶段

2.2.1.1 加强电网规划设计工作，制定完备的电网发展规划和实施计划，尽快强化电网薄弱环节，重点加强特高压电网建设及配电网完善工作，对供电可靠性要求高的电网应适度提高设计标准，确保电网结构合理、运行灵活、坚强可靠和协调发展。

2.2.1.2 电网规划设计应统筹考虑、合理布局，各电压等级电网协调发展。对于造成电网稳定水平降低、短路容量超过断路器遮断容量、潮流分布不合理、网损高的电磁环网，应考虑尽快打开运行。

2.2.1.3 ~~电网发展速度应适当超前电源建设~~，规划电网应考虑留有一定的裕度，为电网安全稳定运行和电力市场的发展等提供物质基础，以提供更大范围的资源优化配置的能力，满足经济发展的需求。

2.2.1.4 系统可研设计阶段，应考虑所设计的输电通道的送电能力在满足生产需求的基础上留有一定的裕度。

2.2.1.5 受端电网 330kV 及以上变电站设计时应考虑一台变压器停运后对地区供电的影响，对变压器投运台数进行分析计算。

2.2.1.6 新建工程的规划设计应统筹考虑对其他在运工程的影响。

2.2.2 基建阶段

2.2.2.1 在工程设计、建设、调试和启动阶段，国家电网公司的计划、工程、调度等相关管理机构和独立的发电、设计、调试等相关企业应相互协调配合，分别制定有效的组织、管理和技术措施，以保证一次设备投入运行时，相关配套设施等能同时投入运行。

2.2.2.2 加强设计、设备定货、监造、出厂验收、施工、调试和投运全过程的质量管理。鼓励科技创新，改进施工工艺和方法，提高质量工艺水平和基建管理水平。

2.2.3 运行阶段

2.2.3.1 电网应进行合理分区，分区电网应尽可能简化，有效限制短路电流；兼顾供电可靠性和经济性，分区之间要有备用联络线以满足一定程度的负荷互带能力。

2.2.3.2 避免和消除严重影响系统安全稳定运行的电磁环网。在高一级电压网络建设初期，对于暂不能消除的影响系统安全稳定运行的电磁环网，应采取必要的稳定控制措施，同时应采取后备措施限制系统稳定破坏事故的影响范围。

2.2.3.3 电网联系较为薄弱的省级电网之间及区域电网之间宜采取自动解列等措施，防止一侧系统发生稳定破坏事故时扩展到另一侧系统。特别重要的系统（政治、经济或文化中心）应采取自动措施，防止相邻系统发生事故时直接

影响到本系统的安全稳定运行。

2.2.3.4 加强开关设备、保护装置的运行维护和检修管理，确保能够快速、可靠地切除故障。

2.2.3.5 根据电网发展适时编制或调整“黑启动”方案及调度实施方案，并落实到电网、电厂各单位。

2.3 稳定分析及管理

2.3.1 设计阶段

2.3.1.1 重视和加强系统稳定计算分析工作。规划、设计部门必须严格按照《电力系统安全稳定导则》（DL 755-2001）和《国家电网安全稳定计算技术规范》（Q/GDW 1404-2015）等相关规定要求进行系统安全稳定计算分析，全面把握系统特性，并根据计算分析情况优化电网规划设计方案，合理设计电网结构，滚动调整建设时序，确保不缺项、不漏项，合理确定输电能力，完善电网安全稳定控制措施，提高系统安全稳定水平。

2.3.1.2 加大规划阶段系统分析深度，在系统规划设计有关稳定计算中，发电机组均应采用详细模型，以正确反映系统动态特性。

2.3.1.3 在规划设计阶段，对尚未有具体参数的规划机组，宜采用同类型、同容量机组的典型模型和参数。

2.3.2 基建阶段

2.3.2.1 对基建阶段的特殊运行方式，应进行认真细致的电网安全稳定分析，制定相关的控制措施和事故预案。

2.3.2.2 严格执行相关规定，进行必要的计算分析，制

定详细的基建投产启动方案。必要时开展电网相关适应性专题分析。

2.3.3 运行阶段

2.3.3.1 应认真做好电网运行控制极限管理，根据系统发展变化情况，及时计算和调整电网运行控制极限。电网调度部门确定的电网运行控制极限值，应按照相关规定在计算极限值的基础上留有一定的稳定储备。

2.3.3.2 加强有关计算模型、参数的研究和实测工作，并据此建立系统计算的各种元件、控制装置及负荷的模型和参数。并网发电机组的保护定值必须满足电力系统安全稳定运行的要求。

2.3.3.3 严格执行电网各项运行控制要求，严禁超运行控制极限值运行。电网一次设备故障后，应按照故障后方式电网运行控制的要求，尽快将相关设备的潮流（或发电机出力、电压等）控制在规定值以内。

2.3.3.4 电网正常运行中，必须按照有关规定留有一定的旋转备用和事故备用容量。

2.3.3.5 加强电网在线安全稳定分析与预警系统建设，提高电网运行决策时效性和预警预控能力。

2.4 二次系统

2.4.1 设计阶段

2.4.1.1 认真做好二次系统规划。结合电网发展规划，做好继电保护、安全自动装置、自动化系统、通信系统规划，提出合理配置方案，保证二次相关设施、网络系统的安全水

平与电网保持同步。

2.4.1.2 稳定控制措施设计应与系统设计同时完成。合理设计稳定控制措施和失步、低频、低压等解列措施，合理、足量地设计和实施高频切机、低频减负荷及低压减负荷方案。

2.4.1.3 加强 110kV 及以上电压等级母线、220kV 及以上电压等级主设备快速保护建设。

2.4.1.4 特高压直流及柔性直流的控制保护逻辑应根据不同工程及工程不同阶段接入电网的安全稳定特性进行差异化设计，以保证交直流系统安全稳定运行为前提。

2.4.2 基建阶段

2.4.2.1 一次设备投入运行时，相关继电保护、安全自动装置、稳定措施、自动化系统、故障信息系统和电力专用通信配套设施等应同时投入运行。

2.4.2.2 加强安全稳定控制装置入网验收。对新入网或软、硬件更改后的安全稳定控制装置，应进行出厂测试或验收试验、现场联合调试和挂网试运行等工作。

2.4.2.3 严把工程投产验收关，专业领导及技术人员必须全程参与基建和技改工程验收工作。

2.4.3 运行阶段

2.4.3.1 调度机构应根据电网的变化情况及时地分析、调整各种保护装置、安全自动装置的配置或整定值，并按照有关规程规定每年下达低频低压减载方案，及时跟踪负荷变化，细致分析低频减载实测容量，定期核查、统计、分析各

种安全自动装置的运行情况。各运行维护单位应加强检修管理和运行维护工作，防止装置出现拒动、误动，确保电网“三道防线”安全可靠。

2.4.3.2 加强继电保护运行维护，正常运行时，严禁220kV及以上电压等级线路、变压器等设备无快速保护运行。

2.4.3.3 母差保护临时退出时，应尽量减少无母差保护运行时间，并严格限制母线及相关元件的倒闸操作。

2.4.3.4 受端系统枢纽厂站继电保护定值整定困难时，应侧重防止保护拒动。

2.4.3.5 电网迎峰度夏期间和重点保电时段，加强对满载重载线路的运行维护，加强对跨区输电通道及相关线路的运维管控，开展高风险区段、密集线路走廊、线路跨越点特巡，确保重要设备安全稳定运行。

2.4.3.6 应对两回及以上并联线路两侧系统短路容量进行校核，如果因两侧系统短路容量相差较大，存在重合于永久故障时由于直流分量较大而导致断路器无法灭弧，需靠失灵保护动作延时切除故障的问题时，线路重合闸应选用一侧先重合，另一侧待对侧重合成功后再重合的方式。新建工程在设计阶段应考虑为实现这种方式所需要的重合闸检线路三相有压的条件。对于已投运厂站未配置线路三相电压互感器的，改造前可利用线路保护闭锁后合侧重合闸的方式作为临时解决方案。

2.5 无功电压

2.5.1 设计阶段

2.5.1.1 在电网规划设计中，必须同步进行无功电源及无功补偿设施的规划设计。无功电源及无功补偿设施的配置应确保无功电力在负荷高峰和低谷时段均能分（电压）层、分（供电）区基本平衡，并具有灵活的无功调整能力和足够的检修、事故备用容量。对输（变）电工程系统无功容量进行校核并提出无功补偿配置方案。受端系统应具有足够的无功储备和一定的动态无功补偿能力。

2.5.1.2 无功电源及无功补偿设施的配置应使系统具有灵活的无功电压调整能力，避免分组容量过大造成电压波动过大。

2.5.1.3 对于动态无功不足的特高压直流受端系统、短路容量不足的直流弱送端系统以及高比例受电地区，应通过技术经济比较配置调相机等动态无功补偿装置。

2.5.1.4 提高无功电压自动控制水平，推广应用无功电压自动控制系统（AVC），提高电压稳定性，减少电压波动幅度。

2.5.1.5 并入电网的发电机组应具备满负荷时功率因数在 0.9（滞相）~ 0.97（进相）运行的能力，新建机组应满足进相 0.95 运行的能力。在电网薄弱地区或对动态无功有特殊需求的地区，发电机组应具备满负荷滞相 0.85 的运行能力。发电机自带厂用电运行时，进相能力应不低于 0.97。

2.5.2 基建阶段

2.5.2.1 变电站一次设备投入运行时，配套的无功补偿及自动投切装置等应同时投入运行。

2.5.2.2 在基建阶段应完成 AVC 无功电压控制系统的联调和传动工作，并具备同步投产条件。AVC 系统应先投入半闭环控制模式运行 48h，自动控制策略验证无误后再改为闭环控制模式。

2.5.3 运行阶段

2.5.3.1 电网主变压器最大负荷时高压侧功率因数不应低于 0.95，最小负荷时不应高于 0.95。

2.5.3.2 对于额定负荷大于等于 100kVA，且通过 10kV 及以上电压等级供电的电力用户，在用电高峰时段变压器高压侧功率因数应不低于 0.95；其他电力用户，在高峰负荷时功率因数应不低于 0.9。

2.5.3.3 电网局部电压发生偏差时，应首先调整该局部厂站的无功出力，改变该点的无功平衡水平。当母线电压低于调度部门下达的电压曲线下限时，应闭锁接于该母线有载调压变压器分接头的调整。

2.5.3.4 发电厂、变电站电压监测系统和能量管理系统（EMS）应保证有关测量数据的准确性。中枢点电压超出电压合格范围时，必须及时向运行人员告警。

2.5.3.5 电网应保留一定的无功备用容量，以保证正常运行方式下，突然失去一回直流、一回线路、一台最大容量无功补偿设备或本地区一台最大容量发电机（包括发电机失磁）时，能够保持电压稳定。无功事故备用容量，应主要储备于发电机组、调相机和静止型动态无功补偿设备。

2.5.3.6 在电网运行时，当系统电压持续降低并有进一

步恶化的趋势时，必须及时采取拉路限电等果断措施，防止发生系统电压崩溃事故。

3 防止机网协调及新能源大面积脱网事故

为防止机网协调及新能源大面积脱网事故，应认真贯彻执行《电网运行准则》（GB/T 31464-2015）、《同步电机励磁系统大中型同步发电机励磁系统技术要求》（GB/T7409.3）、《火力发电机组一次调频试验及性能验收导则》（GB/T 30370-2013）、《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》（DL/T 843-2010）、《大型发电机组涉网保护技术规范》（DL/T 1309-2013）、《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》（DL/T 684-2012）、《同步发电机励磁系统建模导则》（DL/T 1167-2012）、《电力系统稳定器整定试验导则》（DL/T 1231-2013）、《同步发电机原动机及其调节系统参数测试与建模导则》（DL/T 1235-2013）、《同步发电机进相试验导则》（DL/T 1523-2016）、《风力发电场无功配置及电压控制技术规范》（NB/T 31099-2016）、《风电功率预测系统功能规范》（NB/T 31046-2013）、《光伏电站功率预测系统技术要求》（NB/T 32011-2013）、《国家电网公司网源协调管理规定》[国网（调/4）457-2014]、《发电机组励磁调速参数管理工作规定》（调运[2016]106号）等有关制度标准的规定，并网电厂及新能源电站涉及电网安全稳定运行的励磁系统和调速系统、变流器控制系统、继电保护和安全自动装置、升压站电气设备、调度自动化和通信等设备的技术性能和参数应达到国家及行业有关标准要求，其技术规范应满足所接入电网要

求，并提出以下重点要求：

3.1 防止机网协调事故

3.1.1 设计阶段

3.1.1.1 各发电公司（厂）应重视和完善与电网运行关系密切的励磁、调速、无功补偿装置和保护选型、配置，其涉网控制性能除了保证主设备安全的情况下，还必须满足电网安全运行的要求。

3.1.1.2 发电厂二次设备涉网控制性能型式试验管理

3.1.1.2.1 发电机励磁调节器[含电力系统稳定器(PSS)]须经有资质的检测中心入网检测合格，挂网试运行半年以上，形成入网励磁调节器软件版本，才能进入电网运行。

3.1.1.2.2 40MW及以上水轮机调速器控制程序须经全面的静态模型测试和动态涉网性能测试合格，形成入网调速器软件版本，才能进入电网运行。

3.1.1.3 100MW及以上容量的核电机组、火力发电机组和燃气发电机组、40MW及以上容量的水轮发电机组，或接入220kV电压等级及以上的同步发电机组应配置PSS。

3.1.1.4 发电机应具备进相运行能力。100MW及以上容量的核电机组、火力发电机组和燃气发电机组、40MW及以上容量的水轮发电机组，或接入220kV电压等级及以上的同步发电机组，发电机有功额定工况下功率因数应能达到超前0.95-0.97。

3.1.1.5 新投产的大型汽轮发电机应具有一定的耐受

带励磁失步振荡的能力。发电机失步保护应考虑既要防止发电机损坏又要减小失步对系统和用户造成的危害。为防止失步故障扩大为电网事故，应当为发电机解列设置一定的时间延迟，使电网和发电机具有重新恢复同步的可能性。

3.1.1.6 火电、燃机、核电、水电机组应具备一次调频功能。

3.1.1.7 发电机励磁系统应具备一定过负荷能力。

3.1.1.7.1 励磁系统应保证发电机励磁电流不超过其额定值的 1.1 倍时能够连续运行。

3.1.1.7.2 交流励磁机励磁系统顶值电压倍数不低于 2 倍，自并励静止励磁系统顶值电压倍数在发电机额定电压时不低于 2.25 倍，强励电流倍数等于 2 时，允许持续强励时间不低于 10s。

3.1.2 基建阶段

3.1.2.1 新建机组及增容改造机组，发电厂应根据有关调度部门要求，开展励磁系统、调速系统建模及参数实测试验、电力系统稳定器参数整定试验、发电机进相试验、一次调频试验、自动发电控制（AGC）试验、自动电压控制（AVC）试验工作，实测建模报告需通过中国电科院及省电科院审核，并将审核通过的试验报告报有关调度部门。

3.1.2.2 发电厂应准确掌握接入大规模新能源汇集地区电网、有串联补偿电容器送出线路以及接入直流换流站近区的汽轮发电机组可能存在的次同步振荡风险情况，并做好抑制和预防机组次同步谐振和振荡措施，必要时应装设机组

轴系扭振监视或保护装置。

3.1.2.3 发电厂应依据相关技术标准开展涉网保护核查评估工作，包括高频率与低频率保护、过电压保护、过激磁保护、失磁保护、失步保护、汽轮机功率负荷不平衡保护（PLU）、发电机零功率保护等，并将评估结果报有关调度部门。

3.1.2.4 100MW 及以上并网汽轮发电机组的高频率保护、低频率保护、过电压保护、过激磁保护、失磁保护、失步保护、阻抗保护及振荡解列装置、功率负荷不平衡保护、零功率切机保护、发电机励磁系统（包括 PSS）等设备（保护）定值必须报有关调度部门备案。

3.1.2.5 发电机组附属设备变频器应具备在电网发生故障的瞬态过程中保持正常运行的能力，电网发生事故引起发电厂高压母线电压、频率等异常时，电厂一类辅机保护不应先于主机保护动作，以免切除辅机造成发电机组停运；电厂应开展厂用一类辅机变频器高/低电压穿越能力等评估，并将评估结果报有关调度部门。

3.1.2.6 具有孤岛/孤网风险的区域电网内水轮发电机调速器应具备孤网控制模式及切换开关，其控制参数应委托相关单位开展仿真验证。

3.1.2.7 水轮机调速器的转速、功率、开度等重要控制信号应冗余配置，冗余 I/O 测点应分配在不同模件上。上述信号参与设备或机组保护时应采用独立测量的三取二的逻辑判断方式，作用于模拟量控制时应采用三取中值的方式进行

行优选。

3.1.3 运行阶段

3.1.3.1 并网电厂应根据《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》(DL/T684-2012)的规定、电网运行情况和主设备技术条件,认真校核涉网保护与电网保护的整定配合关系,并根据调度部门的要求,做好每年度对所辖设备的整定值进行全面复算和校核工作。当电网结构、线路参数和短路电流水平发生变化时,应及时校核相关涉网保护的配置与整定,避免保护发生不正确动作行为。

3.1.3.2 励磁系统无功调差功能应投入运行,机组励磁系统调差系数的设置应考虑主变短路电抗的差异,同一并列点的电压调差率应基本一致。

3.1.3.3 电网低频减载装置的配置和整定,应保证系统频率动态特性的低频持续时间符合相关规定,并有一定裕度。发电机组低频保护定值(跳机)应低于系统低频减载的最低一级定值。

3.1.3.4 发电机组一次调频运行管理

3.1.3.4.1 并网发电机组的一次调频功能参数应满足电网一次调频性能要求的前提下保证调速系统在系统频率扰动下的稳定性,一次调频功能应按照电网有关规定投入运行。

3.1.3.4.2 新投产机组和在役机组大修、通流改造、数字电液控制系统(DEH)或分散控制系统(DCS)控制系统改造及运行方式改变后,发电厂应向相应调度部门交付由技术

监督部门或有资质的试验单位完成的一次调频性能试验报告,以确保机组一次调频功能长期安全、稳定运行。

3.1.3.4.3 火力发电机组调速系统中的汽轮机流量特性等与调门特性相关的参数应进行测试与优化,并满足一次调频功能和 AGC 调度方式协调配合需要,确保机组参与调频的安全性。

3.1.3.4.4 不得擅自修改包括一次调频死区、转速不等率等与一次调频调节性能相关的参数。

3.1.3.4.5 并网核电发电机组与一次调频相关的死区、限幅等参数应根据接入电网的要求进行整定。

3.1.3.5 发电机组进相运行管理

3.1.3.5.1 发电厂应根据发电机进相试验绘制指导实际进相运行的 P-Q 图,编制相应的进相运行规程,并根据电网调度部门的要求进相运行。发电机应能监视双向无功功率和功率因数。

3.1.3.5.2 并网发电机组的低励限制辅助环节功能参数应按照电网运行的要求进行整定和试验,与电压控制主环合理配合,确保在低励限制动作后发电机组稳定运行。

3.1.3.6 严格控制发电机组失磁异步运行的时间和运行条件。根据国家有关标准规定,不考虑对电网的影响时,汽轮发电机应具有一定的失磁异步运行能力,但只能维持发电机失磁后短时运行,此时必须快速降负荷。若在规定的短时运行时间内不能恢复励磁,则机组应立即与系统解列。

3.1.3.7 在役机组大修、增容改造、通流改造、脱硫脱

硝改造、高背压、DEH 或 DCS 控制系统改造及运行方式改变后，发电厂应向相应调度部门交付由技术监督部门或有资质的试验单位完成的 AGC 试验报告，以确保机组 AGC 功能长期安全、稳定运行。

3.1.3.8 对于节流配汽滑压运行机组，应保证其滑压运行曲线可使机组具备符合规定的一次调频和 AGC 响应性能。对于使用补汽阀参与一次调频的机组，应保证补汽阀调节系统满足相关标准的要求；在使用补汽阀进行调频时，机组一次调频响应性能应满足相关规定要求。

3.1.3.9 100MW 及以上容量发电机变压器组应按双重化原则配置微机保护（非电量保护除外）。大型发电机组和重要发电厂的启动变保护宜采用双重化配置。每套保护均应含有完整的主、后备保护，能反应被保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或给出信号。

3.1.3.9.1 发电机变压器组非电量保护应符合本反措第十五章“防止继电保护事故”的相关条款。

3.1.3.9.2 发电机变压器组的断路器三相位置不一致保护应启动失灵保护。

3.1.3.9.3 200MW 及以上容量发电机定子接地保护宜将基波零序保护与三次谐波电压保护的出口分开，基波零序保护投跳闸。

3.1.3.9.4 200MW 及以上容量发电机变压器组应配置专用故障录波器。

3.1.3.9.5 200MW 及以上容量发电机应装设起、停机保

护及断路器断口闪络保护。

3.1.3.9.6 并网电厂都应制订完备的发电机带励磁失步振荡故障的应急措施，200MW 及以上容量的发电机应配置失步保护，在进行发电机失步保护整定计算和校验工作时应满足以下要求：

(1) 失步保护应能正确区分失步振荡中心所处的位置，在机组进入失步工况时发出失步启动信号。

(2) 当失步振荡中心在发变组外部，并网电厂应制订应急措施，发电机组应允许失步运行 5~20 个振荡周期，并增加发电机励磁，同时减少有功负荷，经一定延时后解列发电机，并将厂用电源切换到安全、稳定的备用电源。

(3) 当发电机振荡电流超过允许的耐受能力时，应解列发电机，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。

(4) 当失步振荡中心在发变组内部，失步运行时间超过整定值或电流振荡次数超过规定值时，保护动作于解列，多台并列运行的发变组可采用不同延时的解列方式。

3.2 防止新能源大面积脱网事故

3.2.1 设计阶段

3.2.1.1 新建及改扩建风电场、光伏电站设备选型时，性能指标必须满足 GB/T 19963、GB/T 19964 标准要求，至少包括：高电压穿越能力和低电压穿越能力、有功和无功功率控制能力、频率适应能力、电能质量要求。风电场、光伏电站及其无功补偿设备的高电压穿越能力、频率穿越能

带格式的：字体：非加粗

力应参照同步发电机组的能力，事故情况下不应先于同步发电机组脱网。

3.2.1.2 风电场、光伏电站无功补偿设备的低电压、高电压穿越能力应不低于风电机组、光伏逆变器的穿越能力，支撑风电机组、光伏逆变器满足低电压、高电压穿越要求。

3.2.1.3 风电场、光伏电站的有功功率控制系统应与场站一次调频等频率响应性能协同一致，无功功率控制应与场站高电压穿越能力、低电压穿越能力协同一致。

3.2.1.4 风电场、光伏电站应配置场站监控系统，实现风电机组、光伏逆变器的有功/无功功率和无功补偿装置的在线动态平滑调节，并具备接受调控机构远程自动控制的功能。风电场、光伏电站监控系统应按相关技术标准要求，采集并向调控机构上传所需的运行信息。

3.2.1.5 风电场、光伏电站应具备一次调频功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，技术指标应满足《电力系统网源协调技术规范》（DL/T 1870-2018）的要求。~~在风电场有功出力大于20%额定功率、光伏电站有功出力大于10%额定功率时，若系统频率偏差值大于 $\pm 0.05\text{Hz}$ ，风电场、光伏电站应能调节有功输出，参与电网一次调频，一次调频技术指标满足下列规定。~~

~~（1）一次调频死区：应控制在 $\pm 0.05\text{Hz}$ 内。~~

~~（2）一次调频调差率：建议值4%~5%，可根据各区域电网实际情况确定。~~

~~—(3) 一次调频的最大负荷限幅：应不小于额定负荷 6%，且不得因一次调频导致风电机组或光伏逆变器脱网或停机。~~

~~—(4) 一次调频响应滞后时间：应不大于 3s。~~

~~—(5) 一次调频负荷响应速率：达到目标负荷幅度的 50% 的时间不大于 6s，达到目标负荷幅度的 90% 的时间不大于 15s。~~

~~—(6) 一次调频稳定时间：对于有效的频率阶跃扰动，自频率变化超出一一次调频死区开始到发电负荷最后进入偏离稳态偏差 $\pm 5\%$ 范围内，且以后不再超出此范围所需时间应不大于 60s。~~

3.2.1.6 风电场、光伏电站应根据电网安全稳定需求配置相应的安全稳定控制装置。

3.2.2 基建阶段

3.2.2.1 风电场、光伏电站应向相应调控机构提供电网计算分析所需的风电机组、光伏逆变器及其升压站内主要涉网设备参数、有功与无功控制系统技术资料、并网检测报告等。风电场、光伏电站应完成风电机组、光伏逆变器及配套静止无功发生器 (SVG)、静态无功补偿装置 (SVC) 的参数测试试验、一次调频试验、AGC 投入试验、AVC 投入试验，并向调控机构提供相关试验报告。

3.2.2.2 风电场、光伏电站应根据调控机构电网稳定计算分析要求，开展建模及参数实测工作，并将试验报告报调控机构。

3.2.3 运行阶段

3.2.3.1 电力系统发生故障，并网点电压出现跌落或升高时，风电场、光伏电站应动态调整风电机组、光伏逆变器无功功率和场内无功补偿容量，应确保场内无功补偿装置的动态部分自动调节，确保电容器、电抗器支路在紧急情况下能被快速正确投切，配合系统将并网点电压和机端电压快速恢复到正常范围内。

3.2.3.2 风电场、光伏电站汇集线系统的单相故障应快速切除。汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式，不应采用不接地或经消弧柜接地方式。经电阻接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能通过相应保护快速切除，同时应兼顾机组运行电压适应性要求。经消弧线圈接地的汇集线系统发生单相接地故障时，应能可靠选线，快速切除。汇集线保护快速段定值应对线路末端故障有灵敏度，汇集线系统中的母线应配置母差保护。

3.2.3.3 风电机组和光伏逆变器控制系统参数和变流器参数设置应与电压、频率等保护协调一致。

3.2.3.4 风电场、光伏电站内涉网保护定值应与电网保护定值相配合，报调控机构审核合格并备案。

3.2.3.5 风电机组、光伏逆变器因故障或脱网后不得自动并网，故障脱网的风电机组、光伏逆变器须经调控机构许可后并网。

3.2.3.6 发生故障后，风电场、光伏电站应及时向调控机构报告故障及相关保护动作情况，及时收集、整理、保存相关资料，积极配合调查。

3.2.3.7 风电场、光伏电站应配备全站统一的卫星时钟（北斗和 GPS），并具备双网络授时功能，对场站内各种系统和设备的时钟进行统一校正。

3.2.3.8 当风电机组、光伏逆变器各部件软件版本信息、涉网保护定值及关键控制技术参数更改后，需向调控机构提供业主单位正式盖章确认的故障穿越能力一致性技术分析说明资料。

3.2.3.9 风电场、光伏电站应向调控机构定时上传可用发电功率的短期、超短期预测，实时上传理论发电功率和场站可用发电功率，上传率和准确率应满足电网电力电量平衡要求。~~3.2.3.10 已建风电场、光伏电站应根据电网需要具备 3.2.1.1 和 3.2.1.5 要求的高电压穿越和一次调频能力。~~

4 防止电气误操作事故

为防止电气误操作事故，应全面贯彻落实国家电网公司《电力安全工作规程 变电部分》（Q/GDW 1799.1-2013）、《关于印发〈国家电网公司电力安全工作规程（配电部分）（试行）〉的通知》（国家电网安质〔2014〕265号）、《关于印发〈国家电网公司防止电气误操作安全管理规定〉的通知》（国家电网安监〔2006〕904号）、《国家电网公司变电运维管理规定（试行）》[国网（运检/3）828-2017]、《国家电网公司变电验收管理规定（试行）》[国网（运检/3）827-2017]第26分册辅助设施验收细则及其他有关规定，并提出以下重点要求：

4.1 加强防误操作管理

4.1.1 切实落实防误操作工作责任制，各单位应设专人负责防误装置的运行、维护、检修、管理工作。定期开展防误闭锁装置专项隐患排查，分析防误操作工作存在的问题，及时消除缺陷和隐患，确保其正常运行。

4.1.2 防误闭锁装置应与相应主设备统一管理，做到同时设计、同时安装、同时验收投运，并制订和完善防误装置的运行、检修规程。

4.1.3 加强调控、运维和检修人员的防误操作专业培训，严格执行操作票、工作票（“两票”）制度，并使“两

票”制度标准化，管理规范。

4.1.4 严格执行操作指令。倒闸操作时，应按照操作票顺序逐项执行，严禁跳项、漏项，严禁改变操作顺序。当操作发生疑问时，应立即停止操作并向发令人报告，并禁止单人滞留在操作现场。待发令人确认无误并再行许可后，方可进行操作。严禁擅自更改操作票，严禁随意解除闭锁装置。

4.1.5 应制订完备的解锁工具（钥匙）管理规定，严格执行防误闭锁装置解锁流程，任何人不得随意解除闭锁装置，禁止擅自使用解锁工具（钥匙）。

4.1.6 防误闭锁装置不得随意退出运行。停用防误闭锁装置应经设备运维管理单位批准；短时间退出防误闭锁装置应经变电运维班（站）长或发电厂当班值长批准，并应按程序尽快投入运行。

4.1.7 禁止擅自开启直接封闭带电部分的高压配电设备柜门、箱盖、封板等。

4.1.8 对继电保护、安全自动装置等二次设备操作，应制订正确操作方法和防误操作措施。智能变电站保护装置投退应严格遵循[智能保护规定的](#)投退顺序。

4.1.9 继电保护、安全自动装置（包括直流控制保护软件）的定值或全站系统配置文件（SCD）等其他设定值的修改应按规定流程办理，不得擅自修改。定值调整后检修、运维人员双方应核对确认签字，并做好记录。

4.1.10 应定期组织防误装置技术培训，使相关人员按其职责熟练掌握防误装置，做到“四懂三会”（懂防误装置

的原理、性能、结构和操作程序，会熟练操作、会处缺和会维护）。

4.1.11 防误装置应选用符合产品标准，并经国家电网公司、省（自治区、直辖市）电力公司、国家电网公司直属单位或行业内权威机构鉴定的产品。已通过鉴定的防误装置，必须经试运行考核及国家电网公司授权机构入网检测后方可推广使用。新型防误装置的试运行应经国家电网公司、省（自治区、直辖市）电力公司或国家电网公司直属单位同意。防误装置应选用符合产品标准，并经国家电网公司授权机构或行业内权威机构检测、鉴定的产品。新型防误装置须经试运行考核后方可推广使用，试运行应经国家电网公司、省（自治区、直辖市）电力公司或国家电网公司直属单位同意。

4.2 完善防误操作技术措施

4.2.1 高压电气设备应安装完善的防误闭锁装置，装置的性能、质量、检修周期和维护等应符合防误装置技术标准规定。

4.2.2 调控中心、运维中心、变电站各层级操作都应具备完善的防误闭锁功能，并确保操作权的唯一性。

4.2.3 利用计算机监控系统实现防误闭锁功能时，应符合现场实际并经运维管理单位审批的防误规则，防误规则判别依据可包含断路器、隔离开关、接地开关、网门、压板、接地线及就地锁具等一、二次设备状态信息，以及电压、电流等模拟量信息。若防误规则通过拓扑生成，则应加强校核。

4.2.4 新投运的防误装置主机应具有实时对位功能，通过对受控站电气设备位置信号采集，实现与现场设备状态一致。

4.2.5 防误装置（系统）应满足国家或行业关于电力监控系统安全防护规定的要求，严禁与外部网络互联，并严格限制移动存储介质等外部设备的使用。

4.2.6 防误装置使用的直流电源应与继电保护、控制回路的电源分开；防误主机的交流电源应是不间断供电电源。

4.2.7 断路器、隔离开关和接地开关电气闭锁回路应直接使用断路器、隔离开关、接地开关的辅助触点，严禁使用重动继电器；操作断路器、隔离开关等设备时，应确保待操作设备及其状态正确，并以现场状态为准。

4.2.8 防误装置因缺陷不能及时消除，防误功能暂时不能恢复时，执行审批手续后，可以通过加挂机械锁作为临时措施，此时机械锁的钥匙也应纳入解锁工具（钥匙）管理，禁止随意取用。

4.2.9 高压开关柜内手车开关拉出后，隔离带电部位的挡板应可靠封闭，禁止开启。

4.2.10 成套 SF₆ 组合电器、成套高压开关柜防误功能应齐全、性能良好；新投开关柜应装设具有自检功能的带电显示装置，并与接地开关及柜门实现强制闭锁；配电装置有倒送电源时，间隔网门应装有带电显示装置的强制闭锁。

4.2.11 固定接地桩应预设，接地线的挂、拆状态宜实时采集监控，并实施强制性闭锁。

4.2.12 顺控操作（程序化操作）应具备完善的防误闭锁功能，模拟预演和指令执行过程中应采用监控主机内置防误逻辑和独立智能防误主机双校核机制，且两套系统宜采用不同厂家配置。~~操作过程应采用监控主机内置防误逻辑和智能防误主机双校核机制，且两套装置不宜为同一厂家配置。~~顺控操作因故停止，转就地常规倒闸操作时，仍应有完善的防误闭锁功能。

5 防止变电站全停及重要客户停电事故

为防止变电站全停及重要客户停电事故，应认真贯彻《电力安全事故应急处置和调查条例》（中华人民共和国国务院令 第 599 号）、《电力设备带电水冲洗导则》（GB13395-2008）、《电力系统用蓄电池直流电源装置运行维护规程》（DLT724-2000）、《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DLT5044-2014）、《直流电源系统绝缘监测装置技术条件》（DLT1392-2014）、《220kV~1000kV 变电站用电设计技术规程》（DL/T 5155-2016）、《电力供应与使用条例》、《供电营业规则》、《关于加强重要电力客户供电电源及自备应急电源配置监督管理的意见》（电监安全〔2008〕43 号）、《重要电力客户供电电源及自备应急电源配置技术规范》（GB/Z29328-2012）、《高压电力用户用电安全》（GB/T31989-2015）等标准及相关规程规定，结合近 6 年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求。原《国家电网公司防止变电站全停十六项措施（试行）》（国家电网运检〔2015〕376 号）同步废止。

5.1 防止变电站全停事故

5.1.1 设计阶段

5.1.1.1 变电站站址应具有适宜的地质、地形条件，应避开滑坡、泥石流、塌陷区和地震断裂带等不良地质构造。宜避开溶洞、采空区、明和暗的河塘、岸边冲刷区、易发生

滚石的地段，尽量避免或减少破坏林木和环境自然地貌。

5.1.1.2 场地排水方式应根据站区地形、降雨量、土质类别、竖向布置及道路布置，合理选择排水方式。

5.1.1.3 新建 220kV 及以上电压等级双母分段接线方式的气体绝缘金属封闭开关设备（GIS），当本期进出线元件数达到 4 回及以上时，投产时应将母联及分段间隔相关一、二次设备全部投运。根据电网结构的变化，应满足变电站设备的短路容量约束。

5.1.1.4 ~~新建 220kV 及以上电压等级枢纽变电站的架空电源进线不应全部架设在同一杆塔上，220kV 及以上电压等级电缆电源进线不应敷设在同一排管或电缆沟内，以防止故障导致变电站全停。220kV 及以上电压等级电缆电源进线原则上不应敷设在同一排管或电缆沟内，以防止故障导致变电站全停。~~

5.1.1.5 严格按照有关标准进行断路器、隔离开关、母线等设备选型，加强对变电站断路器开断容量的校核、隔离开关与母线额定短时耐受电流及额定峰值耐受电流校核。

5.1.2 基建阶段

5.1.2.1 设备改扩建时，一次设备安装调试全部结束并通过验收后，方可与运行设备连接。

5.1.2.2 对软土地基的场地进行大规模填土时，如场地淤泥层较厚，应根据现场的实际情况，采用排水固结等有效措施。冬季施工，严禁使用冻土进行回填。

5.1.2.3 变电站建设中，应建立可靠的排水系统；在受

山洪影响的地段，应采取相应的排洪措施。

5.1.3 运行阶段

5.1.3.1 对于双母线接线方式的变电站，在一条母线停电检修及恢复送电过程中，必须做好各项安全措施。对检修或事故跳闸停电的母线进行试送电时，具备空余线路且线路后备保护满足充电需求时应首先考虑用外来电源送电。

5.1.3.2 对双母线接线方式下间隔内一组母线侧隔离开关检修时，应将另一组母线侧隔离开关的电机电源及控制电源断开。

5.1.3.3 双母线接线方式下，一组母线电压互感器退出运行时，应加强运行电压互感器的巡视和红外测温，避免故障导致母线全停。

5.1.3.4 定期对变电站内及周边飘浮物、塑料大棚、彩钢板建筑、风筝及高大树木等进行清理，大风前后应进行专项检查，防止异物漂浮造成设备短路。

5.1.3.5 定期检查避雷针、支柱绝缘子、悬垂绝缘子、耐张绝缘子、设备架构、隔离开关基础、GIS 母线筒位移与沉降情况以及母线绝缘子串锁紧销的连接，对管母线支柱绝缘子进行探伤检测及有无弯曲变形检查。

5.1.3.6 变电站带电水冲洗工作必须保证水质要求，母线冲洗时要投入可靠的母差保护。

5.1.3.7 定期对主变压器（电抗器）的消防装置运行情况进行检查，防止装置误动造成变电站全停事故。

5.1.3.8 汛期前应检查变电站的周边环境、排水设施

(排水沟、排水井等) 状况, 保证在恶劣天气 (特大暴雨、连续强降雨、台风等) 的情况下顺利排水。

5.1.3.9 定期检查护坡、挡水墙有无破损, 清理坡下排水沟淤泥、杂物, 保持排水沟畅通。

5.1.3.10 根据电网容量和网架结构变化定期校验变电站短路容量, 当设备额定短路电流不满足要求时, 应及时采取设备改造、限流或调整运行方式等措施。

5.2 防止站用交流系统失电

5.2.1 设计阶段

5.2.1.1 变电站采用交流供电的通信设备、自动化设备、防误主机交流电源应取自站用交流不间断电源系统。

5.2.1.2 设计资料中应提供全站交流系统上下级差配置图和各级断路器 (熔断器) 级差配合参数。

5.2.1.3 110 (66) kV 及以上电压等级变电站应至少配置两路站用电源。装有两台及以上主变压器的 330kV 及以上变电站和地下 220kV 变电站, 应配置三路站用电源。站外电源应独立可靠, 不应取自本站作为唯一供电电源的变电站。

5.2.1.4 当任意一台站用变压器退出时, 备用站用变压器应能自动切换至失电的工作母线段, 继续供电。

5.2.1.5 站用低压工作母线间装设备自投装置时, 应具备低压母线故障闭锁备自投功能。

5.2.1.6 新投运变电站不同站用变压器低压侧至站用电屏的电缆不应尽量避免同沟敷设, 对无法避免的, 对已

~~投运的变电站，如同沟敷设，~~则应采取防火隔离措施。

5.2.1.7 干式变压器作为站用变压器使用时，不宜采用户外布置。

5.2.1.8 变电站内如没有对电能质量有特殊要求的设备，应尽快拆除低压脱扣装置。若需装设，低压脱扣装置应具备延时整定和面板显示功能，延时时间应与系统保护和重合闸时间配合，躲过系统瞬时故障。

5.2.1.9 站用交流母线分段的，每套站用交流不间断电源装置的交流主输入、交流旁路输入电源应取自不同段的站用交流母线。两套配置的站用交流不间断电源装置交流主输入应取自不同段的站用交流母线，直流输入应取自不同段的直流电源母线。

5.2.1.10 站用交流不间断电源装置交流主输入、交流旁路输入及不间断电源输出均应有工频隔离变压器，直流输入应装设逆止二极管。

5.2.1.11 双机单母线分段接线方式的站用交流不间断电源装置，分段断路器应具有防止两段母线带电时闭合分段断路器的防误操作措施。手动维修旁路断路器应具有防误操作的闭锁措施。

5.2.1.12 站用交流电系统进线端（或站用变低压出线侧）应设可操作的熔断器或隔离开关。

5.2.2 基建阶段

5.2.2.1 新建变电站交流系统在投运前，应完成断路器上下级级差配合试验，核对熔断器级差参数，合格后方可投

运。

5.2.2.2 交流配电屏进线缺相自投试验应逐相开展。

5.2.2.3 站用交流电源系统的母线安装在一个柜架单元内，主母线与其他元件之间的导体布置应采取避免相间或相对地短路的措施，配电屏间禁止使用裸导体进行连接，母线应有绝缘护套。

5.2.3 运行阶段

5.2.3.1 两套分列运行的站用交流电源系统，电源环路中应设置明显断开点，禁止合环运行。

5.2.3.2 站用交流电源系统的进线断路器、分段断路器、备自投装置及脱扣装置应纳入定值管理。

5.2.3.3 正常运行中，禁止两台不具备并联运行功能的站用交流不间断电源装置并列运行。

5.3 防止站用直流系统失电

5.3.1 设计阶段

5.3.1.1 设计资料中应提供全站直流系统上下级差配置图和各级断路器（熔断器）级差配合参数。

5.3.1.2 两组蓄电池的直流电源系统，其接线方式应满足切换操作时直流母线始终连接蓄电池运行的要求。

5.3.1.3 新建变电站 300Ah 及以上的阀控式蓄电池组应安装在各自独立的专用蓄电池室内或在蓄电池组间设置防爆隔火墙。

5.3.1.4 蓄电池组正极和负极引出电缆不应共用一根电缆，并采用单根多股铜芯阻燃电缆。

5.3.1.5 酸性蓄电池室（不含阀控式密封铅酸蓄电池室）照明、采暖通风和空气调节设施均应为防爆型，开关和插座等应装在蓄电池室的门外。

5.3.1.6 一组蓄电池配一套充电装置或两组蓄电池配两套充电装置的直流电源系统，每套充电装置应采用两路交流电源输入，且具备自动投切功能。

5.3.1.7 采用交直流双电源供电的设备，应具备防止交流窜入直流回路的措施。

5.3.1.8 330kV 及以上电压等级变电站及重要的 220kV 变电站，应采用三套充电装置、两组蓄电池组的供电方式。

5.3.1.9 直流电源系统馈出网络应采用集中辐射或分层辐射供电方式，分层辐射供电方式应按电压等级设置分电屏，严禁采用环状供电方式。断路器储能电源、隔离开关电机电源、35(10)kV 开关柜顶可采用每段母线辐射供电方式。

5.3.1.10 变电站内端子箱、机构箱、智能控制柜、汇控柜等屏柜内的交直流接线，不应接在同一段端子排上。

5.3.1.11 试验电源屏交流电源与直流电源应分层布置。

5.3.1.12 220kV 及以上电压等级的新建变电站通信电源应双重化配置，满足“双设备、双路由、双电源”的要求。

5.3.1.13 直流断路器不能满足上、下级保护配合要求时，应选用带短路短延时保护特性的直流断路器。

5.3.1.14 直流高频模块和通信电源模块应加装独立进线断路器。

5.3.2 基建阶段

5.3.2.1 新建变电站投运前，应完成直流电源系统断路器上下级级差配合试验，核对熔断器级差参数，合格后方可投运。

5.3.2.2 安装完毕投运前，应对蓄电池组进行全容量核对性充放电试验，经 3 次充放电仍达不到 100%额定容量的应整组更换。

5.3.2.3 交直流回路不得共用一根电缆，控制电缆不应与动力电缆并排铺设。对不满足要求的运行变电站，应采取加装防火隔离措施。

5.3.2.4 直流电源系统应采用阻燃电缆。两组及以上蓄电池组电缆，应分别铺设在各自独立的通道内，并尽量沿最短路径敷设。在穿越电缆竖井时，两组蓄电池电缆应分别加穿金属套管。对不满足要求的运行变电站，应采取防火隔离措施。

5.3.2.5 直流电源系统除蓄电池组出口保护电器外，应使用直流专用断路器。蓄电池组出口回路宜采用熔断器，也可采用具有选择性保护的直流断路器。

5.3.2.6 直流回路隔离电器应装有辅助触点，蓄电池组总出口熔断器应装有报警触点，信号应可靠上传至调控部门。直流电源系统重要故障信号应硬接点输出至监控系统。

5.3.3 运行阶段

5.3.3.1 应加强站用直流电源专业技术监督，完善蓄电池入网检测、设备抽检、运行评价。

5.3.3.2 两套配置的直流电源系统正常运行时，应分列运行。当直流电源系统存在接地故障情况时，禁止两套直流电源系统并列运行。

5.3.3.3 直流电源系统应具备交流窜直流故障的测量记录和报警功能，不具备的应逐步进行改造。

5.3.3.4 新安装阀控密封蓄电池组，投运后每2年应进行一次核对性充放电试验，投运4年后应每年进行一次核对性充放电试验。

5.3.3.5 站用直流电源系统运行时，禁止蓄电池组脱离直流母线。

5.4 防止重要客户停电事故

5.4.1 完善重要客户入网管理

5.4.1.1 供电企业应制定重要客户入网管理制度，制度应包括对重要客户在规划设计、接线方式、短路容量、电流开断能力、设备运行环境条件、安全性等各方面的要求；对重要客户设备验收标准及要求。

5.4.1.2 供电企业应做好重要客户业扩工程的设计审核、中间检查、竣工验收等工作，应督促重要客户自行选择的业扩工程设计、施工、设备选型符合现行国家、行业标准的要求。

5.4.1.3 对属于非线性、不对称负荷性质的重要客户，供电企业应要求客户进行电能质量测试评估。根据评估结果，重要客户应制订相应无功补偿方案并提交供电企业审核批准，保证其负荷产生的谐波成份及负序分量不对电网造成

污染，不对供电企业及其自身供用电设备造成影响。

5.4.1.4 供电企业在与重要客户签订供用电合同时，应明确要求重要客户按照电力行业技术监督标准开展技术监督工作。

5.4.1.5 供电企业在与重要客户签订供用电合同时，当重要客户对电能质量的要求高于国家相关标准的，应明确要求其自行采取必要的技术措施。

5.4.2 合理配置供电电源点

5.4.2.1 特级重要电力客户应采用双电源或多电源供电，其中任何一路电源能保证独立正常供电。

5.4.2.2 一级重要电力客户应采用双电源供电，两路电源应当来自两个不同的变电站或来自不同电源进线的同一变电站内两段母线，当一路电源发生故障时，另一路电源能保证独立正常供电。

5.4.2.3 二级重要电力客户应具备双回路供电条件，供电电源可以来自同一个变电站。

5.4.2.4 临时性重要电力客户，按照供电负荷重要性，在条件允许情况下，可以通过临时架线等方式具备双回路或两路以上电源供电条件。

5.4.2.5 重要电力客户供电电源的切换时间和切换方式要满足重要电力客户保安负荷允许断电时间的要求。对切换时间不能满足保安负荷允许断电时间要求的，重要电力用户应自行采取技术措施解决。

5.4.3 加强为重要客户供电的输变电设备运行维护

5.4.3.1 供电企业应根据国家相关标准、电力行业标准、国家电网公司制度，针对重要客户供电的输变电设备制订专门的运行规范、检修规范、反事故措施。

5.4.3.2 根据对重要客户供电的输变电设备实际运行情况，缩短设备巡视周期、设备状态检修周期。

5.4.4 督促重要客户合理配置自备应急电源

5.4.4.1 重要客户均应配置自备应急电源，自备应急电源配置容量至少应满足全部保安负荷正常启动和带负荷运行的要求。

5.4.4.2 重要客户的自备应急电源应与供电电源同步建设，同步投运。

5.4.4.3 重要客户自备应急电源启动时间、切换方式、持续供电时间、电能质量、使用场所应满足安全要求。

5.4.4.4 重要客户自备应急电源与电网电源之间应装设可靠的电气或机械闭锁装置，防止倒送电。

5.4.4.5 重要客户自备应急电源设备要符合国家有关安全、消防、节能、环保等技术规范和标准要求。

5.4.4.6 重要客户新装自备应急电源投入切换装置技术方案要符合国家有关标准和所接入电力系统安全要求。

5.4.4.7 重要电力客户应具备外部自备应急电源接入条件，有特殊供电需求及临时重要电力客户应配置外部应急电源接入装置。

5.4.5 协助重要客户开展受电设备和自备应急电源安全检查

5.4.5.1 供电企业及客户对各自拥有所有权的电力设施承担维护管理和安全责任，对发现的属于客户责任的安全隐患，供电企业应以书面形式告知客户，积极督促客户整改，同时向政府主管部门沟通汇报，争取政府支持，做到“通知、报告、服务、督导”四到位，建立政府主导、客户落实整改、供电企业提供技术服务的长效工作机制。

5.4.5.2 供电企业对特级、一级重要客户每3个月至少检查1次，对二级重要客户每6个月至少检查1次，对临时性重要客户根据其现场实际用电需要开展用电检查工作。

5.4.5.3 重要电力客户应按照国家 and 电力行业有关标准、规程和规范的要求，对受电设备定期进行安全检查、预防性试验，对自备应急电源定期进行安全检查、预防性试验、启机试验和切换装置的切换试验。

5.4.5.4 重要客户不应自行变更自备应急电源接线方式，不应自行拆除自备应急电源的闭锁装置或者使其失效，不应擅自将自备应急电源转供其他客户，自备应急电源发生故障后应尽快修复。

6 防止输电线路事故

为防止 110 (66) kV 及以上输电线路事故的发生, 应严格执行《66kV 及以下架空电力线路设计规范》(GB 50061-2010)、《1000kV 架空输电线路设计规范》(GB 50665-2011)、《±800kV 直流架空输电线路设计规范》(GB 50790-2013)、《110~750kV 架空输电线路施工及验收规范》(GB 50233-2014)、《重覆冰架空输电线路设计技术规程》(DL/T 5440-2009)、《±800kV 及以下直流架空输电线路工程施工及验收规程》(DL/T 5235-2010)、《架空输电线路运行规程》(DL/T 741-2010)、《±800 千伏直流架空输电线路检修规程》(DL/T 251-2012)、《架空输电线路防舞设计规范》(Q/GDW 1829-2012)、《1000kV 架空送电线路施工及验收规范》(Q/GDW 1153-2012)、《1000kV 交流架空输电线路运行规程》(Q/GDW 1210-2014)、《国家电网公司关于印发架空输电线路“三跨”重大反事故措施(试行)的通知》(国家电网运检〔2016〕413 号)、《国家电网公司关于印发架空输电线路“三跨”运维管理补充规定的通知》(国家电网运检〔2016〕777 号)、《国家电网公司关于印发输电线路跨越重要输电通道建设管理规范(试行)等文件的通知》(国家电网基建〔2015〕756 号)、国家电网公司《电网差异化规划设计指导意见》(国家电网发展〔2008〕195 号)、《关于印发<国家电网公司输电线路跨(钻)越高铁设计技术要求>的通知》(国家电网基建〔2012〕1049 号)、

《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2017〕549号）及其他有关规定，并提出以下重点要求：

6.1 防止倒塔事故

6.1.1 规划设计阶段

6.1.1.1 在特殊地形、极端恶劣气象环境条件下重要输电线路宜采取差异化设计，适当提高抗风、抗冰、抗洪等设防水平。

6.1.1.2 线路设计时应避让可能引起杆塔倾斜和沉降的崩塌、滑坡、泥石流、岩溶塌陷、地裂缝等不良地质灾害区。

6.1.1.3 线路设计时宜避让采动影响区，无法避让时，应进行稳定性评价，合理选择架设方案及基础型式，宜采用单回路或单极架设，必要时加装在线监测装置。

6.1.1.4 对于易发生水土流失、山洪冲刷等地段的杆塔，应采取加固基础、修筑挡土墙（桩）、截（排）水沟、改造上下边坡等措施，必要时改迁路径。

6.1.1.5 分洪区等受洪水冲刷影响的基础，应考虑洪水冲刷作用及漂浮物的撞击影响，并采取相应防护措施。

6.1.1.6 高寒地区线路设计时应采用合理的基础型式和必要的地基防护措施，避免基础冻胀位移、永冻层融化下沉。

6.1.1.7 对于需要采取防风固沙措施的移动或半移动沙丘等区域的杆塔，应考虑主导风向等因素，并采取有效的

防风固沙措施，如围栏种草、草方格、碎石压沙等措施。

6.1.1.8 规划阶段，应对特高压密集通道开展多回同跳风险评估，必要时差异化设计。当特高压线路在滑坡等地质不良地区同走廊架设时，宜满足倒塔距离要求。

6.1.2 基建阶段

6.1.2.1 隐蔽工程应留有影像资料，并经监理单位质量验收合格后方可隐蔽；竣工验收时运行单位应检查隐蔽工程影像资料的完整性，并进行必要的抽检。

6.1.2.2 铁塔现场组立前应对紧固件螺栓、螺母及铁附件进行抽样检测，经确认合格后方可使用。地脚螺栓直径级差宜控制在 6mm 及以上，螺杆顶面、螺母顶面或侧面加盖规格钢印标记，安装前应对螺杆、螺母型号进行匹配。架线前、后应对地脚螺栓紧固情况进行检查，严禁在地脚螺母紧固不到位时进行保护帽施工。

6.1.2.3 对山区线路，设计单位应提出余土处理方案，施工单位应严格执行余土处理方案。

6.1.3 运行阶段

6.1.3.1 运维单位应结合本单位实际按照分级储备、集中使用的原则，储备一定数量的事故抢修塔。

6.1.3.2 遭遇恶劣天气后，应开展线路特巡，当线路导线发生覆冰或舞动时应做好观测记录和影像资料的收集，并进行杆塔螺栓松动、金具磨损等专项检查及处理。

6.1.3.3 加强铁塔基础的检查和维护，对取土、挖沙、采石等可能危及杆塔基础安全的行为，应及时制止并采取相

应防范措施。

6.1.3.4 应采用可靠、有效的在线监测设备加强特殊区段的运行监测。

6.1.3.5 加强拉线塔的保护和维修。拉线下部应采取可靠的防盗、防割措施；应及时更换锈蚀严重的拉线和拉棒；对易受撞击的杆塔和拉线，应采取防撞措施。对机械化耕种区的拉线塔，宜改造为自立式铁塔。

6.2 防止断线事故

6.2.1 设计和基建阶段

6.2.1.1 应采取有效的保护措施，防止导地线放线、紧线、连接及安装附件时受到损伤。

6.2.1.2 架空地线复合光缆(OPGW)外层线股 110kV 及以下线路应选取单丝直径 2.8mm 及以上的铝包钢线；220kV 及以上线路应选取单丝直径 3.0mm 及以上的铝包钢线，并严格控制施工工艺。

6.2.2 运行阶段

6.2.2.1 加强对大跨越段线路的运行管理，按期进行导地线测振，发现动弯应变值超标时应及时分析、处理。

6.2.2.2 在腐蚀严重地区，应根据导地线运行情况进行鉴定性试验；出现多处严重锈蚀、散股、断股、表面严重氧化时，宜换线。

6.2.2.3 运行线路的重要跨越【不包括“三跨”（跨高速铁路、跨高速公路、跨重要输电通道）】档内接头应采用预绞式金具加固。

6.3 防止绝缘子和金具断裂事故

6.3.1 设计和基建阶段

6.3.1.1 大风频发区域的连接金具应选用耐磨型金具；重冰区应考虑脱冰跳跃对金具的影响；舞动区应考虑舞动对金具的影响。

6.3.1.2 作业时应避免损坏复合绝缘子伞裙、护套及端部密封，不应脚踏复合绝缘子；安装时不应反装均压环或安装于护套上。

6.3.1.3 500 (330) kV 和 750kV 线路的悬垂复合绝缘子串应采用双联（含单 V 串）及以上设计，且单联应满足断联工况荷载的要求。

6.3.1.4 跨越 110kV (66kV) 及以上线路、铁路和等级公路、通航河流及居民区等，直线塔悬垂串应采用双联结构，宜采用双挂点，且单联应满足断联工况荷载的要求。

6.3.1.5 500kV 及以上线路用棒形复合绝缘子应按批次抽取 1 支进行芯棒耐应力腐蚀试验。

6.3.1.6 耐张绝缘子串倒挂时，耐张线夹应采用填充电力脂等防冻胀措施，并在线夹尾部打渗水孔。

6.3.2 运行阶段

6.3.2.1 高温大负荷期间应开展红外测温，重点检测接续管、耐张线夹、引流板、并沟线夹等金具的发热情况，发现缺陷及时处理。

6.3.2.2 加强导地线悬垂线夹承重轴磨损情况检查，导地线振动严重区段应按 2 年周期打开检查，磨损严重的应予

更换。

6.3.2.3 应认真检查锁紧销的运行状况，锈蚀严重及失去弹性的应及时更换；特别应加强 V 串复合绝缘子锁紧销的检查，防止因锁紧销受压变形失效而导致掉线事故。

6.3.2.4 加强瓷绝缘子的检测，及时更换零、低值瓷绝缘子及自爆玻璃绝缘子。加强复合绝缘子护套和端部金具连接部位的检查，端部密封破损及护套严重损坏的复合绝缘子应及时更换。

6.3.2.5 复合绝缘子应按照《标称电压高于 1000V 架空线路用绝缘子使用导则 第 3 部分：交流系统用棒型悬式复合绝缘子》（DL/T 1000.3）及《标称电压高于 1000V 架空线路用绝缘子使用导则 第 4 部分：直流系统用棒型悬式复合绝缘子》（DL/T 1000.4）规定的项目及周期开展抽检试验，且增加芯棒耐应力腐蚀试验。

6.4 防止风偏闪络事故

6.4.1 设计和基建阶段

6.4.1.1 新建线路设计时应结合线路周边气象台站资料及风区分布图，并参考已有的运行经验确定设计风速，对山谷、垭口等微地形、微气象区加强防风偏校核，必要时采取进一步的防风偏措施。

6.4.1.2 330~750kV 架空线路 40° 以上转角塔的外角侧跳线串应使用双串绝缘子，并加装重锤等防风偏措施；15° 以内的转角内外侧均应加装跳线绝缘子串（包括重锤）。

6.4.1.3 沿海台风地区，跳线风偏应按设计风压的 1.2

倍校核；110~220kV 架空线路大于 40° 转角塔的外侧跳线应采用绝缘子串（包括重锤）；小于 20° 转角塔，两侧均应加挂单串跳线串（包括重锤）。

6.4.2 运行阶段

6.4.2.1 运行单位应加强通道周边新增构筑物、各类交叉跨越距离及山区线路大档距侧边坡的排查，对影响线路安全运行的隐患及时治理。

6.4.2.2 线路风偏故障后，应检查导线、金具、铁塔等受损情况并及时处理。

6.4.2.3 更换不同型式的悬垂绝缘子串后，应对导线风偏角及导线弧垂重新校核。

6.5 防止覆冰、舞动事故

6.5.1 设计和基建阶段

6.5.1.1 线路路径选择应以冰区分布图、舞动区域分布图为依据，宜避开重冰区及易发生导线舞动的区域；2 级及以上舞动区不应采用紧凑型线路设计，并采取全塔双帽防松措施。

6.5.1.2 新建架空输电线路无法避开重冰区或易发生导线舞动的区段，宜避免大档距、大高差和杆塔两侧档距相差悬殊等情况。

6.5.1.3 重冰区和易舞动区内线路的瓷绝缘子串或玻璃绝缘子串的联间距宜适当增加，必要时可采用联间支撑间隔棒。

6.5.2 运行阶段

6.5.2.1 加强导地线覆冰、舞动的观测，对覆冰及易舞动区，安装在线监测装置及设立观冰站（点），加强沿线气象环境资料的调研收集，及时修订冰区分布图和舞动区域分布图。

6.5.2.2 对设计冰厚取值偏低，且未采取必要防冰害措施的中、重冰区线路，应采取增加直线塔、缩短耐张段长度、合理补强杆塔等措施。

6.5.2.3 防舞治理应综合考虑线路防微风振动性能，避免因采取防舞动措施而造成导地线微风振动时动弯应变超标，从而导致疲劳损伤；同时应加强防舞效果的观测和防舞装置的维护。

6.5.2.4 覆冰季节前应对线路做全面检查，落实除冰、融冰和防舞动措施。

6.5.2.5 具备融冰条件的线路覆冰后，应根据覆冰厚度和天气情况，对导地线及时采取融冰措施以减少导地线覆冰。冰雪消融后，对已发生倾斜的杆塔应加强监测，可根据需要在直线杆塔上设立临时拉线以加强杆塔的抗纵向不平衡张力能力。

6.5.2.6 线路发生覆冰、舞动后，应根据实际情况安排停电检修，对线路覆冰、舞动重点区段的杆塔螺栓松动、导地线线夹出口处、绝缘子锁紧销及相关金具进行检查和消缺；及时校核和调整因覆冰、舞动造成的导地线滑移引起的弧垂变化缺陷。

6.6 防止鸟害闪络事故

6.6.1 设计和基建阶段

6.6.1.1 66~500kV 新建线路设计时应结合涉鸟故障风险分布图，对于鸟害多发区应采取有效的防鸟措施，如安装防鸟刺、防鸟挡板、防鸟针板，增加绝缘子串结构高度等。110（66）、220、330、500kV 悬垂绝缘子的鸟粪闪络基本防护范围为以绝缘子悬挂点为圆心，半径分别为 0.25、0.55、0.85、1.2m 的圆。

6.6.2 运行阶段

6.6.2.1 鸟害多发区线路应及时安装防鸟装置，如防鸟刺、防鸟挡板、悬垂串第一片绝缘子采用大盘径绝缘子、复合绝缘子横担侧采用防鸟型均压环等。对已安装的防鸟装置应加强检查和维护，及时更换失效防鸟装置。

6.6.2.2 及时拆除绝缘子、导线上方等可能危及到线路运行的鸟巢，并及时清扫鸟粪污染的绝缘子。

6.7 防止外力破坏事故

6.7.1 设计和基建阶段

6.7.1.1 新建线路设计时应采取必要的防盗、防撞等防外力破坏措施，验收时应检查防外力破坏措施是否落实到位。

6.7.1.2 架空线路跨越森林、防风林、固沙林、河流坝堤的防护林、高等级公路绿化带、经济园林等，当采用高跨设计时，应满足对主要树种的自然生长高度距离要求。

6.7.1.3 新建线路宜避开山火易发区，无法避让时，宜采用高跨设计，并适当提高安全裕度；无法采用高跨设计时，

重要输电线路应按照相关标准开展通道清理。

6.7.2 运行阶段

6.7.2.1 应建立完善的通道属地化制度，积极配合当地公安机关及司法部门，严厉打击破坏、盗窃、收购线路器材的违法犯罪活动。

6.7.2.2 加强巡视和宣传，及时制止线路附近的烧荒、烧秸秆、放风筝、开山炸石、爆破作业、大型机械施工、非法采沙等可能危及线路安全运行的行为。

6.7.2.3 应在线路保护区或附近的公路、铁路、水利、市政施工现场等可能引起误碰线的区段设立限高警示牌或采取其他有效措施，防止吊车等施工机械碰线。

6.7.2.4 及时清理线路通道内的树障、堆积物等，严防因树木、堆积物与电力线路距离不够引起放电事故；及时清理或加固线路通道内彩钢瓦、大棚薄膜、遮阳网等易飘浮物。

6.7.2.5 对易遭外力碰撞的线路杆塔，应设置防撞墩（墙）、并涂刷醒目标志漆。

6.8 防止“三跨”事故

6.8.1 设计和基建阶段

6.8.1.1 线路路径选择时，宜减少“三跨”数量，且不宜连续跨越；跨越重要输电通道时，不宜在一档中跨越3条及以上输电线路，且不宜在杆塔顶部跨越。

6.8.1.2 “三跨”线路与高铁交叉角不宜小于 45° ，困难情况下不应小于 30° ，且不应在铁路车站出站信号机以内跨越；与高速公路交叉角一般不应小于 45° ；与重要输电通

道交叉角不宜小于 30° 。线路改造路径受限时，可按原路径设计。

6.8.1.3 “三跨”应尽量避免出现大档距和大高差的情况，跨越塔两侧档距之比不宜超过 2: 1。

6.8.1.4 “三跨”线路跨越点宜避开 2 级及 3 级舞动区，无法避开时以舞动区域分布图为依据，结合附近舞动发展情况，宜适当提高防舞设防水平。

6.8.1.5 “三跨”应采用独立耐张段跨越，杆塔结构重要性系数应不低于 1.1，杆塔除防盗措施外，还应采用全塔防松措施；当跨越重要输电通道时，跨越线路设计标准应不低于被跨越线路。

6.8.1.6 “三跨”线路跨越点宜避开重冰区。对 15mm 及以上冰区的特高压“三跨”和 5mm 及以上冰区的其他电压等级“三跨”，导线最大设计验算覆冰厚度应比同区域常规线路增加 10mm，地线设计验算覆冰厚度增加 15mm；对历史上曾出现过超设计覆冰的地区，还应按稀有覆冰条件进行验算。

6.8.1.7 易舞动区防舞装置（不含线夹回转式间隔棒）安装位置应避开被跨越物。

6.8.1.8 500kV 及以下“三跨”线路的悬垂绝缘子串应采用独立双串设计，对于山区高差大、连续上下山的线路可采用单挂点双联，耐张绝缘子应采用双联及以上结构形式，单联强度应满足正常运行状态下受力要求。“三跨”地线悬垂应采用独立双串设计，耐张串连接金具应提高一个强度等

级。

6.8.1.9 “三跨”区段宜选用预绞式防振锤。风振严重区、易舞动区“三跨”的导地线应选用耐磨型连接金具。

6.8.1.10 跨越高铁时应安装分布式故障诊断装置和视频监控装置；跨越高速公路和重要输电通道时应安装图像或视频监控装置。

6.8.1.11 “三跨”地线宜采用铝包钢绞线，光缆宜选用全铝包钢结构的 OPGW 光缆。

6.8.1.12 对特高压线路“三跨”，跨越档内导地线不应有接头；对其他电压等级“三跨”，耐张段内导地线不应有接头。

6.8.1.13 750kV 及以下电压等级输电线路“三跨”金具应按照施工验收规定逐一检查压接质量，并按照“三跨”段内耐张线夹总数量 10%的比例开展 X 射线无损检测。~~对“三跨”金具压接质量应按照施工验收规定逐一检查，并按照“三跨”段内耐张线夹总数量 10%的比例开展 X 射线无损检测。~~

6.8.2 运行阶段

6.8.2.1 在运“三跨”应满足独立耐张段跨越要求，不满足时应进行改造。

6.8.2.2 在运线路跨越高铁时，杆塔应满足结构重要性系数不低于 1.1 的要求，不满足时应进行改造。

6.8.2.3 对采用独立耐张段跨越的在运跨高铁输电线路，按《110kV~750kV 架空输电线路设计规范》（GB 50545-2010）及 6.8.1.6 的要求开展校核，不满足时应进行

改造。

6.8.2.4 在运“三跨”应满足 6.8.1.7~6.8.1.12 条相关要求，不满足时应进行改造。

6.8.2.5 在运“三跨”，应结合停电检修开展耐张线夹 X 光透视等无损探伤检查，根据检测结果及时处理。

6.8.2.6 在运“三跨”红外测温周期应不超过 3 个月，当环境温度达到 35℃或输送功率超过额定功率的 80%时，应开展红外测温 and 弧垂测量。

6.8.2.7 报废线路的“三跨”应予以拆除，退运线路的“三跨”应纳入正常运维范围。

7 防止输变电设备污闪事故

为防止发生输变电设备污闪事故，应严格执行《污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定》（GB/T 26218-2010）、《电力系统污区分级与外绝缘选择标准》（Q/GDW1152-2014）、《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》（GB 50150-2016）、《劣化悬式绝缘子检测规程》（DL/T 626-2015）、《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2017〕549号），并提出以下重点要求：

7.1 设计和基建阶段

7.1.1 新、改（扩）建输变电设备的外绝缘配置应以最新版污区分布图为基础，综合考虑附近的环境、气象、污秽发展和运行经验等因素确定。线路设计时，交流c级以下污区外绝缘按c级配置；c、d级污区按照上限配置；e级污区可按照实际情况配置，并适当留有裕度。变电站设计时，c级以下污区外绝缘按c级配置；c、d级污区可根据环境情况适当提高配置；e级污区可按照实际情况配置。

7.1.2 对于饱和等值盐密大于 $0.35\text{mg}/\text{cm}^2$ 的，应单独校核绝缘配置。特高压交直流工程一般需要开展专项沿线污秽调查以确定外绝缘配置。海拔高度超过1000m时，外绝缘配置应进行海拔修正。

7.1.3 选用合理的绝缘子材质和伞形。中重污区变电站

悬垂串宜采用复合绝缘子，支柱绝缘子、组合电器宜采用硅橡胶外绝缘。变电站站址应尽量避让交流 e 级区，如不能避让，变电站宜采用 GIS、HGIS 设备或全户内变电站。中重污区输电线路悬垂串、220kV 及以下电压等级耐张串宜采用复合绝缘子，330kV 及以上电压等级耐张串宜采用瓷或玻璃绝缘子。对于自洁能力差（年平均降雨量小于 800mm）、冬春季易发生污闪的地区，若采用足够爬电距离的瓷或玻璃绝缘子仍无法满足安全运行需要时，宜采用工厂化喷涂防污闪涂料。

7.1.4 对易发生覆冰闪络、湿雪闪络或大雨闪络地区的外绝缘设计，宜采取采用 V 型串、不同盘径绝缘子组合或加装辅助伞裙等措施。

7.1.5 对粉尘污染严重地区，宜选用自洁能力强的绝缘子，如外伞形绝缘子，变电设备可采取加装辅助伞裙等措施。玻璃绝缘子用于沿海、盐湖、水泥厂和冶炼厂等特殊区域时，应涂覆防污闪涂料。复合外绝缘用于苯、酒精类等化工厂附近时，应提高绝缘配置水平。

7.1.6 安装在非密封户内的设备外绝缘设计应考虑户内场湿度和实际污秽度，与户外设备外绝缘的污秽等级差异不宜大于一级。

7.1.7 加强绝缘子全过程管理，全面规范绝缘子选型、招标、监造、验收及安装等环节，确保使用运行经验成熟、质量稳定的绝缘子。

7.1.8 盘形悬式瓷绝缘子安装前现场应逐个进行零值

检测。

7.1.9 瓷或玻璃绝缘子安装前需涂覆防污闪涂料时，宜采用工厂复合化工艺，运输及安装时应注意避免绝缘子涂层擦伤。

7.2 运行阶段

7.2.1 根据“适当均匀、总体照顾”的原则，采用“网格化”方法开展饱和污秽度测试布点，兼顾疏密程度、兼顾未来电网发展。局部重污染区、特殊污秽区、重要输电通道、微气象区、极端气象区等特殊区域应增加布点。根据标准要求开展污秽取样与测试。

7.2.2 应以现场污秽度为主要依据，结合运行经验、污湿特征，考虑连续无降水日的大幅度延长等影响因素开展污区分布图修订。污秽等级变化时，应及时进行外绝缘配置校核。

7.2.3 对外绝缘配置不满足运行要求的输变电设备应进行治理。防污闪措施包括增加绝缘子片数、更换防污绝缘子、涂覆防污闪涂料、更换复合绝缘子、加装辅助伞裙等。

7.2.4 清扫作为辅助性防污闪措施，可用于暂不满足防污闪配置要求的输变电设备及污染特殊严重区域的输变电设备。

7.2.5 出现快速积污、长期干旱或外绝缘配置暂不满足运行要求，且可能发生污闪的情况时，可紧急采取带电水冲洗、带电清扫、直流线路降压运行等措施。

7.2.6 绝缘子上方金属部件严重锈蚀可能造成绝缘子

表面污染，或绝缘子表面覆盖藻类、苔藓等，可能造成闪络的，应及时采取措施进行处理。

7.2.7 在大雾、毛毛雨、覆冰（雪）等恶劣天气过程中，宜加强特殊巡视，可采用红外热成像、紫外成像等手段判定设备外绝缘运行状态。

7.2.8 对于水泥厂、有机溶剂类化工厂附近的复合外绝缘设备，应加强憎水性检测。

7.2.9 瓷或玻璃绝缘子需要涂覆防污闪涂料如采用现场涂覆工艺，应加强施工、验收、现场抽检各个环节的管理。

7.2.10 避雷器不宜单独加装辅助伞裙，宜将辅助伞裙与防污闪涂料结合使用。

8 防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故

为防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故，应严格执行《高压直流换流阀技术规范》(Q/GDW 491-2010)、《高压直流输电换流阀冷却系统技术规范》(Q/GDW 1527-2015)、《高压直流输电控制保护系统技术规范》(Q/GDW 10548-2016)、《高压直流系统保护装置标准化技术规范》(Q/GDW 11355-2014)、《智能变电站继电保护技术规范》(Q/GDW 441-2010)、《关于印发国家电网公司防止直流换流站单、双极强迫停运二十一项反事故措施的通知》(国家电网生〔2011〕961号)、《国调中心、国网运检部关于印发国家电网公司直流控制保护软件运行管理实施细则的通知》(调继〔2017〕106号)等标准及相关规程规定，结合近6年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

8.1 防止换流阀损坏事故

8.1.1 设计制造阶段

8.1.1.1 加强换流阀及阀控系统设计、制造、安装、投运的全过程管理，明确专责人员及其职责。

8.1.1.2 对于换流阀及阀控系统，应进行赴厂监造和验收。监造验收工作结束后，赴厂人员应提交监造报告，并作为设备原始资料分别交建设和运行单位存档。

8.1.1.3 单阀冗余晶闸管级数应不小于12个月运行周期内损坏晶闸管级数期望值的2.5倍，且不少于2~3个晶闸

管级。

8.1.1.4 换流阀应采用阻燃材料，并消除火灾在换流阀内蔓延的可能性。阀厅应安装响应时间快、灵敏度高的火情早期检测报警装置。阀厅发生火灾后火灾报警系统应能及时停运直流系统，并自动停运阀厅空调通风系统。

8.1.1.5 换流阀冷却控制保护系统至少应双重化配置，并具备完善的自检和防误动措施。作用于跳闸的内冷水传感器应按照三套独立冗余配置，每个系统的内冷水保护对传感器采集量按照“三取二”原则出口。控制保护装置及各传感器应由两套电源同时供电，任一电源失电不影响控制保护及传感器的稳定运行。当保护检测到严重泄漏、主水流量过低或者进阀水温过高时，应自动停运直流系统以防止换流阀损坏。

8.1.1.6 内冷水系统主泵切换延时引起的流量变化应满足换流阀对内冷水系统最小流量的要求。

8.1.1.7 对于外风冷系统，设计阶段应充分考虑环境温度、安装位置等因素的影响，保证具备足够的冷却裕度。

8.1.1.8 阀控系统应双重化配置，并具有完善的晶闸管触发、保护和监视功能，能准确反映晶闸管、光纤、阀控系统板卡的故障位置和故障信息。除光发射板、光接收板和背板外，两套阀控系统不应共用元件，当其中一套系统异常时不应影响直流系统正常运行。阀控系统应全程参与直流控制保护系统联调试验。当直流控制系统接收到阀控制系统的跳闸命令后，应先进行系统切换。

8.1.1.9 同一极（或阀组）相互备用的两台内冷水主泵电源应取自不同母线。外水冷系统喷淋泵、冷却风扇的两路电源应取自不同母线，且相互独立，不应有共用元件。禁止将外风冷系统的全部风扇电源设计在一条母线上。

8.1.1.10 外水冷系统缓冲水池应配置两套水位监测装置，并设置高低水位报警。

8.1.1.11 外风冷系统风扇电机、外水冷系统冷却塔风扇电机及其接线盒应采取防潮、防锈措施。

8.1.1.12 寒冷地区阀外冷系统应考虑采取保温、加热措施，避免在直流停运期间管道冻结。

8.1.1.13 阀厅设计应根据当地历史气候记录，适当提高阀厅屋顶的设计与施工标准，防止大风掀翻屋顶，保证阀厅的防雨、防尘性能。

8.1.1.14 阀厅屋顶及室内巡视通道设计应考虑可靠的安全措施，避免人员跌落。

8.1.1.15 阀厅应配置冗余且容量足够的空调系统，阀厅温度、湿度、微正压应满足换流阀的环境要求。

8.1.2 基建阶段

8.1.2.1 换流阀安装期间，阀塔内部各水管接头应用力矩扳手紧固，并做好标记。换流阀及阀冷系统安装完毕后应进行冷却水管道压力试验。

8.1.2.2 内冷水系统管道不允许在现场切割焊接。现场安装前及水冷分系统试验后，应充分清洗直至换流阀冷却水满足水质要求。

8.1.3 运行阶段

8.1.3.1 运行期间应记录和分析阀控系统的报警信息，掌握晶闸管、光纤、板卡的运行状况。当单阀内再损坏一个晶闸管即跳闸时，或者短小时内发生多个晶闸管连续损坏时，应及时申请停运直流系统，避免发生强迫停运。

8.1.3.2 运行期间应定期对换流阀设备进行红外测温，必要时进行紫外检测，出现过热、弧光等问题时应密切跟踪，必要时申请停运直流系统处理。若发现火情，应立即停运直流系统，采取灭火措施，避免事故扩大。

8.1.3.3 检修期间应对内冷水系统水管进行检查，发现水管接头松动、磨损、渗漏等异常要及时分析处理。

8.1.3.4 换流阀运行 15 年后，每 3 年应随机抽取部分晶闸管进行全面检测和状态评估。

8.2 防止换流变压器（油浸式平波电抗器）损坏事故

8.2.1 设计制造阶段

8.2.1.1 换流变压器及油浸式平波电抗器阀侧套管不宜采用充油套管。换流变压器及油浸式平波电抗器穿墙套管的封堵应使用阻燃、非导磁材料。换流变压器及油浸式平波电抗器阀侧套管类新产品应充分论证，并严格通过试验考核后再在直流工程中使用。

8.2.1.2 换流变压器及油浸式平波电抗器应配置带胶囊的储油柜，储油柜容积应不小于本体油量的 10%。

8.2.1.3 换流变压器回路电流互感器、电压互感器二次绕组应满足保护冗余配置的要求。换流变压器非电量保护跳

闸触点应满足非电量保护三重化配置的要求，按照“三取二”原则出口。

8.2.1.4 换流变压器及油浸式平波电抗器非电量保护继电器及表计应安装防雨罩。换流变压器有载分接开关不应配置浮球式的油流继电器。

8.2.1.5 换流变压器有载分接开关仅配置了油流或速动压力继电器一种的，应投跳闸；同时配置了油流和速动压力继电器的，油流继电器应投跳闸，速动压力继电器应投报警。

8.2.1.6 换流变压器和油浸式平波电抗器非电量保护跳闸动作后，不应启动断路器失灵保护。

8.2.1.7 换流变压器和油浸式平波电抗器非电量保护跳闸触点和模拟量采样不应经中间元件转接，应直接接入直流控制保护系统或非电量保护屏。

8.2.1.8 换流变压器保护应采用三重化或双重化配置。采用三重化配置的换流变压器保护按“三取二”逻辑出口，采用双重化配置的换流变压器保护，每套保护装置中应采用“启动+动作”逻辑。

8.2.1.9 采用 SF6 气体绝缘的换流变压器及油浸式平波电抗器套管、穿墙套管、直流分压器等应配置 SF6 密度继电器，密度继电器的跳闸触点应不少于三对，并按“三取二”逻辑出口。

8.2.1.10 换流变压器及油浸式平波电抗器内部故障跳闸后，应自动停运冷却器潜油泵。

8.2.1.11 应确保换流变压器及油浸式平波电抗器就地控制柜的温度、湿度满足电子元器件对工作环境的要求。

8.2.1.12 换流变压器及油浸式平波电抗器应配置成熟可靠的在线监测装置，并将在线监测信息送至后台集中分析。

8.2.2 基建阶段

8.2.2.1 换流变压器铁心及夹件引出线采用不同标识，并引出至运行中便于测量的位置。

8.2.3 运行阶段

8.2.3.1 运行期间，换流变压器及油浸式平波电抗器的重瓦斯保护以及换流变压器有载分接开关油流保护应投跳闸。

8.2.3.2 当换流变压器及油浸式平波电抗器在线监测装置报警、轻瓦斯报警或出现异常工况时，应立即进行油色谱分析并缩短油色谱分析周期，跟踪监测变化趋势，查明原因及时处理。

8.2.3.3 应定期对换流变压器及油浸式平波电抗器本体及套管油位进行监视。若油位有异常变动，应结合红外测温、渗油等情况及时判断处理。

8.2.3.4 应定期对换流变压器及油浸式平波电抗器套管进行红外测温，并进行横向比较，确认有无异常。

8.2.3.5 当换流变压器有载分接开关挡位不一致时应暂停直流功率调整，并检查挡位不一致的原因，采取相应措施进行处理。

8.2.3.6 换流变压器及油浸式平波电抗器投运前应检查套管末屏接地是否良好。

8.2.3.7 检修期间，应对换流变压器（油浸式平波电抗器）气体继电器和油流继电器接线盒按照每年 1/3 的比例进行轮流开盖检查，对气体继电器和油流继电器轮流校验。

8.3 防止站用电系统失电事故

8.3.1 设计阶段

8.3.1.1 换流站的站用电电源设计应至少配置三路独立、可靠电源，其中一路电源应取自站内变压器或直降变压器，一路取自站外电源，另一路根据实际情况确定。

8.3.1.2 站用电系统 10kV 母线和 400V 母线均应配置备用电源自动投切功能。

8.3.1.3 10kV 及 400V 备自投、阀外冷系统电源切换装置的动作时间应逐级配合，保证不因站用电源切换导致单、双极闭锁。

8.3.1.4 低压直流电源系统应至少采用三台充电、浮充电装置，两组蓄电池组、三条直流配电母线（直流 A、B 和 C 母线）的供电方式。A、B 两条直流母线为电源双重化配置的设备提供工作电源，C 母线为电源非双重化的设备提供工作电源。双重化配置的二次设备的信号电源应相互独立，分别取自直流母线 A 段或者 B 段。

8.3.2 基建阶段

8.3.2.1 站用电系统及阀冷却系统应在系统调试前完成各级站用电源切换、定值检定、内冷水主泵切换试验。

8.3.3 运行阶段

8.3.3.1 应加强站用电系统保护定值以及备自投定值管理。

8.4 防止外绝缘闪络事故

8.4.1 设计阶段

8.4.1.1 应充分考虑当地污秽等级及环境污染发展情况，并结合直流设备易积污的特点，参考当地长期运行经验来设计直流场设备外绝缘强度，设备外绝缘应按污区等级要求的上限配置。

8.4.1.2 对于新电压等级的直流工程，应通过绝缘配合计算合理选择避雷器参数。

8.4.1.3 直流设备外绝缘设计时应考虑足够的裕度，避免运行中因天气恶劣发生闪络放电。

8.4.2 运行阶段

8.4.2.1 应密切跟踪换流站周围污染源及污秽等级的变化情况，及时采取措施使设备爬电比距与污秽等级相适应。

8.4.2.2 每年应对已喷涂防污闪涂料的直流场设备绝缘子进行憎水性检查，及时对破损或失效的涂层进行重新喷涂。若绝缘子的憎水性下降到 3 级，宜考虑重新喷涂。

8.4.2.3 应定期对直流场设备进行红外测温，建立红外图谱档案，进行纵、横向温差比较，便于及时发现隐患并处理。

8.4.2.4 恶劣天气下应加强设备的巡视，检查跟踪设备

放电情况。发现设备出现异常放电后，及时汇报，必要时申请降压运行或停电处理。

8.4.2.5 应使用中性清洗剂定期对直流分压器复合绝缘子表面进行清洗。

8.4.2.6 恶劣天气条件下若发现交流滤波器断路器有放电现象，应向调度申请暂停功率调整，减少交流滤波器断路器分/合操作。

8.5 防止直流控制保护设备事故

8.5.1 设计制造阶段

8.5.1.1 直流控制保护系统应至少采用完全双重化或三重化配置，每套控制保护装置应配置独立的软、硬件，包括专用电源、主机、输入输出回路和控制保护软件等。直流控制保护系统的结构设计应避免因单一元件的故障而引起直流控制保护误动或跳闸。

8.5.1.2 直流保护应采用分区设置，各区域交界面应相互重叠，防止出现保护死区。每一区域均应配置主、后备保护。

8.5.1.3 采用双重化配置的直流保护（含换流变保护及交流滤波器保护），每套保护应采用“启动+动作”逻辑，启动和动作元件及回路应完全独立。采用三重化配置的直流保护（含换流变压器保护），每套保护测量回路应独立，应按“三取二”逻辑出口，任一“三取二”模块故障也不应导致保护误动和拒动。电子式电流互感器的远端模块至保护装置的回路应独立，纯光纤式电流互感器测量光纤及电磁式电

流互感器二次绕组至保护装置的回路应独立。

8.5.1.4 直流控制保护系统应具备完善、全面的自检功能，自检到主机、板卡、总线、测量等故障时应根据故障级别进行报警、系统切换、退出运行、停运直流系统等操作，且给出准确的故障信息。直流保护系统检测到测量异常时应可靠退出相关保护功能，测量恢复正常后应确保保护出口复归再投入相关保护功能，防止保护不正确动作。

8.5.1.5 每套控制保护系统应采用两路电源同时供电，两路电源应分别取自不同（独立供电）的直流母线。

8.5.1.6 直流保护系统各保护的配置、算法、定值、测量回路、端子及压板等应按照直流保护标准化的要求设计。直流控制系统与直流保护、安全稳定控制系统的接口应采用数字化接口，直流控制系统与阀控、阀冷系统的接口宜采用数字化接口。

8.5.1.7 直流控制保护系统的参数应由成套设计单位通过系统仿真计算给出建议值，经过二次设备联调试验验证。成套设计单位应定期根据电网结构变化情况对控制保护系统参数的适应性进行校核。

8.5.1.8 光电流互感器二次回路应简洁、可靠，光电流互感器输出的数字量信号宜直接输入直流控制保护系统，避免经多级数模、模数转化后接入。

8.5.1.9 电流互感器的选型配置及二次绕组的数量应能够满足直流控制、保护及相关继电保护装置的要求。相互冗余的控制、保护系统的二次回路应完全独立，不应共用回

路。

8.5.1.10 所有跳闸回路上的触点均应采用动合触点。跳闸回路出口继电器及用于保护判据的信号继电器动作电压应在额定直流电源电压 55%~70%范围内，动作功率不宜低于 5W。

8.5.1.11 处于备用状态的直流控制保护系统中存在保护出口信号时不应切换到运行状态，避免异常信号误动作出口跳闸。

8.5.1.12 直流分压器应具有二次回路防雷功能，可采取在保护间隙回路中串联压敏电阻、二次信号电缆屏蔽层接地等措施，防止雷击时放电间隙动作导致直流停运。

8.5.1.13 直流极（阀组）退出运行时，不应影响在运极（阀组）的正常运行。

8.5.1.14 在设计保护程序时应避免使用断路器和隔离开关辅助触点位置状态量作为选择计算方法和定值的判据，应使用能反映运行方式特征且不易受外界影响的模拟量作为判据。若必须采用断路器和隔离开关辅助触点作为判据时，断路器和隔离开关应配置足够数量的辅助触点，确保每套控制保护系统采用独立的辅助触点。

8.5.1.15 直流线路保护应考虑另一极线路故障及再启动的影响，避免另一极线路故障引起本极线路保护误动作。

8.5.2 基建阶段

8.5.2.1 直流控制保护软件的入网管理、现场调试管理和运行管理应严格遵守相关规定，严禁未经批准随意修改直

流控制保护软件程序和定值，防止因误修改导致直流停运。

8.5.2.2 直流控制保护系统应具备防网络风暴功能，并通过二次设备联调试验验证，避免出现网络风暴时直流控制保护系统多台主机故障导致直流系统停运。

8.5.2.3 直流控制保护系统的安装、调试应在控制室、继电器小室土建工作完成、环境条件满足要求后进行，严禁土建施工与设备安装同时进行。

8.5.3 运行阶段

8.5.3.1 现场应控制直流控制保护系统运行环境，监视主机板卡的运行温度、清洁度，运行条件较差的控制保护设备可加装小室、空调或空气净化器。

8.5.3.2 应加强换流站直流控制保护系统软件管理，直流控制保护系统的软件修改须进行厂内试验，履行软件修改审批手续，经主管部门同意后方可执行。

8.5.3.3 直流控制保护系统故障处理完毕后，应检查并确认无报警、无跳闸出口后方可投入运行。

8.5.3.4 应定期开展直流控制保护系统主机板卡故障率统计分析，对突出的问题要及时联系生产厂家分析处理。

8.5.3.5 应定期开展直流控制保护系统可靠性评价分析，建立运行与设计的良性反馈机制。

8.6 防止直流双极强迫停运事故

8.6.1 设计阶段

8.6.1.1 应加强单极中性线、双极中性线区域设备设计选型，适当提高设备绝缘设计裕度，选择高可靠性产品，防

止该区域设备故障导致直流双极强迫停运。

8.6.1.2 除双极中性线区域设备外，换流站两个极不应有共用设备，避免共用设备故障导致直流双极强迫停运。

8.6.1.3 不同直流输电系统不应共用接地极线路及线路杆塔，不宜采用共用接地极方式，以防一点故障导致多个直流输电系统同时双极强迫停运。

8.6.1.4 应按照差异化设计原则，提高接地极线路和杆塔设计标准，采取特殊措施提高防风偏、防雷击、防覆冰、防冰闪及防舞动能力。

8.6.1.5 加强接地极极址地上设备安全防护，周围应设置围墙，并安装防盗窃、防破坏的技防物防措施。

8.6.1.6 直流控制保护系统应优先采用将双极控制保护功能分散到单极控制保护设备中的模式，以降低直流双极强迫停运风险。

8.6.1.7 站内 SCADA 系统 LAN 网设计应采取简洁的网络拓扑结构，避免物理环网过多，造成网络瘫痪进而导致直流双极强迫停运。

8.6.1.8 换流站站用电的保护系统应相互独立，不应共用元件，防止共用元件故障导致站用电全停。

8.6.1.9 最后断路器保护设计应可靠，应避免仅通过断路器辅助接点位置作为最后断路器跳闸的判断依据，防止接点误动导致直流双极强迫停运。

8.6.1.10 交流滤波器设计应避免一组交流滤波器跳闸后引起其他交流滤波器过负荷保护动作，切除全部交流滤波

器。

8.6.2 运行阶段

8.6.2.1 应加强对中性线设备的状态检测和评估，每年进行必要试验，及时对绝缘状况劣化的设备进行更换。

8.6.2.2 应加强直流控制保护系统安全防护管理，防止感染病毒。

8.6.2.3 应及时优化调整交流滤波器运行方式，将不同类型的小组滤波器分散投入不同大组下运行，避免集中在一个大组下运行时保护动作切除全部滤波器。

8.6.2.4 应开展接地极设备运维和状态检测，至少每季度检测 1 次温升、电流分布和水位，每 6 年测量 1 次接地电阻，每 5 年或必要时进行局部开挖以检查接地体腐蚀情况，针对发现的问题要及时进行处理。

9 防止大型变压器（电抗器）损坏事故

为防止发生大型变压器（电抗器）损坏事故，根据《关于印发〈国家电网公司十八项电网重大反事故措施〉（修订版）的通知》（国家电网生〔2012〕352号）、《国家能源局关于印发〈防止电力生产事故的二十五项重点要求〉的通知》（国能安全〔2014〕161号）、《国网运检部关于开展220kV及以上大型变压器套管接线柱受力情况校核工作的通知》（运检一〔2016〕126号）、《输变电设备状态检修试验规程》（Q/GDW1168-2013）、《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2017〕549号）等标准及相关规程规定，结合近6年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

9.1 防止变压器出口短路事故

9.1.1 240MVA及以下容量变压器应选用通过短路承受能力试验验证的产品；500kV变压器和240MVA以上容量变压器应优先选用通过短路承受能力试验验证的相似产品。生产厂家应提供同类产品短路承受能力试验报告或短路承受能力计算报告。

9.1.2 在变压器设计阶段，应取得所订购变压器的短路承受能力计算报告，并开展短路承受能力复核工作，220kV及以上电压等级的变压器还应取得抗震计算报告。

9.1.3 在变压器制造阶段，应进行电磁线、绝缘材料等

抽检，并抽样开展变压器短路承受能力试验验证。

9.1.4 220kV 及以下主变压器的 6kV ~ 35kV 中（低）压侧引线、户外母线（不含架空软导线型式）及接线端子应绝缘化；500（330）kV 变压器 35kV 套管至母线的引线应绝缘化；变电站出口 2km 内的 10kV 线路应采用绝缘导线。

9.1.5 变压器中、低压侧至配电装置采用电缆连接时，应采用单芯电缆；运行中的三相统包电缆，应结合全寿命周期及运行情况进行逐步改造。

9.1.6 全电缆线路禁止采用重合闸，对于含电缆的混合线路应根据电缆线路距离出口的位置、电缆线路的比例等实际情况采取停用重合闸等措施，防止变压器连续遭受短路冲击。

9.1.7 定期开展抗短路能力校核工作，根据设备的实际情况有选择性地采取加装中性点小电抗、限流电抗器等措施，对不满足要求的变压器进行改造或更换。

9.1.8 220kV 及以上电压等级变压器受到近区短路冲击未跳闸时，应立即进行油中溶解气体组分分析，并加强跟踪，同时注意油中溶解气体组分数据的变化趋势，若发现异常，应进行局部放电带电检测，必要时安排停电检查。变压器受到近区短路冲击跳闸后，应开展油中溶解气体组分分析、直流电阻、绕组变形及其他诊断性试验，综合判断无异常后方可投入运行。

9.2 防止变压器绝缘损坏事故

9.2.1 设计制造阶段

9.2.1.1 出厂试验时应将供货的套管安装在变压器上进行试验；密封性试验应将供货的散热器（冷却器）安装在变压器上进行试验；主要附件（套管、分接开关、冷却装置、导油管等）在出厂时均应按实际使用方式经过整体预装。

9.2.1.2 出厂局部放电试验测量电压为 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 错误！未指定书签。时，110（66）kV 电压等级变压器高压侧的局部放电量不大于 100pC；220kV～750kV 电压等级变压器高、中压端的局部放电量不大于 100pC；1000kV 电压等级变压器高压端的局部放电量不大于 100pC，中压端的局部放电量不大于 200pC，低压端的局部放电量不大于 300pC。但若有明显的局部放电量，即使小于要求值也应查明原因。330kV 及以上电压等级强迫油循环变压器还应在潜油泵全部开启时（除备用潜油泵）进行局部放电试验，试验电压为 $1.3U_m/\sqrt{3}$ 错误！未指定书签。，局部放电量应小于以上的规定值。

9.2.1.3 生产厂家首次设计、新型号或有运行特殊要求的变压器，在首批次生产系列中应进行例行试验、型式试验和特殊试验（短路承受能力试验视实际情况而定）。

9.2.1.4 500kV 及以上电压等级并联电抗器的中性点电抗器出厂试验应进行短时感应耐压试验（ACSD）。

9.2.1.5 有中性点接地要求的变压器应在规划阶段提出直流偏磁抑制需求，在接地极 50km 内的中性点接地运行变压器应重点关注直流偏磁情况。

9.2.2 基建阶段

9.2.2.1 对于分体运输、现场组装的变压器宜进行真空

煤油气相干燥。

9.2.2.2 充气运输的变压器应密切监视气体压力，压力低于 0.021MPa 时要补干燥气体，现场充气保存时间不应超过 3 个月，否则应注油保存，并装上储油柜。

9.2.2.3 变压器新油应由生产厂家提供新油无腐蚀性硫、结构簇、糠醛及油中颗粒度报告。对 500kV 及以上电压等级的变压器还应提供 T501 等检测报告。

9.2.2.4 110 (66) kV 及以上电压等级变压器在运输过程中，应按照相应规范安装具有时标且有合适量程的三维冲击记录仪。变压器就位后，制造厂、运输部门、监理单位、用户四方人员应共同验收，记录纸和押运记录应提供给用户留存。

9.2.2.5 强迫油循环变压器安装结束后应进行油循环，并经充分排气、静放后方可进行交接试验。

9.2.2.6 110 (66) kV 及以上电压等级变压器在出厂和投产前，应采用频响法和低电压短路阻抗法对绕组进行变形测试，并留存原始记录。

9.2.2.7 110 (66) kV 及以上电压等级的变压器在新安装时，应进行现场局部放电试验，110 (66) kV 电压等级变压器高压端的局部放电量不大于 100pC；220 ~ 750kV 电压等级变压器高压端的局部放电量不大于 100pC，中压端的局部放电量不大于 200pC；1000kV 电压等级变压器高压端的局部放电量不大于 100pC，中压端的局部放电量不大于 200pC，低压端的局部放电量不大于 300pC。有条件时，500kV 并联

电抗器在新安装时可进行现场局部放电试验。

9.2.2.8 对 66 ~ 220kV 电压等级变压器，在新安装时应抽样进行空载损耗试验和负载损耗试验。

9.2.2.9 当变压器油温低于 5℃ 时，不宜进行变压器绝缘试验，如需试验应对变压器进行加温（如热油循环等）。

9.2.3 运行阶段

9.2.3.1 结合变压器大修对储油柜的胶囊、隔膜及波纹管进行密封性能试验，如存在缺陷应进行更换。

9.2.3.2 对运行超过 20 年的薄绝缘、铝绕组变压器，不再对本体进行改造性大修，也不应进行迁移安装，应加强技术监督工作并安排更换。

9.2.3.3 220kV 及以上电压等级变压器拆装套管、本体排油暴露绕组或进入内检后，应进行现场局部放电试验。

9.2.3.4 铁心、夹件分别引出接地的变压器，应将接地引线引至便于测量的适当位置，以便在运行时监测接地线中是否有环流，当运行中环流异常变化时，应尽快查明原因，严重时应采取措施及时处理。

9.2.3.5 220kV 及以上电压等级油浸式变压器和位置特别重要或存在绝缘缺陷的 110（66）kV 油浸式变压器，应配置多组分油中溶解气体在线监测装置。

9.2.3.6 当变压器一天内连续发生两次轻瓦斯报警时，应立即申请停电检查；非强迫油循环结构且未装排油注氮装置的变压器（电抗器）本体轻瓦斯报警，应立即申请停电检查。

9.3 防止变压器保护事故

9.3.1 设计制造阶段

9.3.1.1 油灭弧有载分接开关应选用油流速动继电器，不应采用具有气体报警（轻瓦斯）功能的气体继电器；真空灭弧有载分接开关应选用具有油流速动、气体报警（轻瓦斯）功能的气体继电器。新安装的真空灭弧有载分接开关，宜选用具有集气盒的气体继电器。

9.3.1.2 220kV 及以上变压器本体应采用双浮球并带挡板结构的气体继电器。

9.3.1.3 变压器本体保护宜采用就地跳闸方式，即将变压器本体保护通过两个较大启动功率中间继电器的两副触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路。

9.3.1.4 气体继电器和压力释放阀在交接和变压器大修时应进行校验。

9.3.2 基建阶段

9.3.2.1 户外布置变压器的气体继电器、油流速动继电器、温度计、油位表应加装防雨罩，并加强与其相连的二次电缆结合部的防雨措施，二次电缆应采取防止雨水顺电缆倒灌的措施（如反水弯）。

9.3.2.2 变压器后备保护整定时间不应超过变压器短路承受能力试验承载短路电流的持续时间（2s）。

9.3.3 运行阶段

9.3.3.1 运行中变压器的冷却器油回路或通向储油柜各阀门由关闭位置旋转至开启位置时，以及当油位计的油面

异常升高、降低或呼吸系统有异常现象，需要打开放油、补油或放气阀门时，均应先将变压器重瓦斯保护停用。

9.3.3.2 不宜从运行中的变压器气体继电器取气阀直接取气；未安装气体继电器采气盒的，宜结合变压器停电检修加装采气盒，采气盒应安装在便于取气的位置。

9.3.3.3 吸湿器安装后，应保证呼吸顺畅且油杯内有可见气泡。寒冷地区的冬季，变压器本体及有载分接开关吸湿器硅胶受潮达到 2/3 时，应及时进行更换，避免因结冰融化导致变压器重瓦斯误动作。

9.4 防止分接开关事故

9.4.1 新购有载分接开关的选择开关应有机械限位功能，束缚电阻应采用常接方式。新投或检修后的有载分接开关，应对切换程序与时间进行测试。当开关动作次数或运行时间达到生产厂家规定值时，应按照生产厂家的检修规程进行检修。

9.4.2 有载调压变压器抽真空注油时，应接通变压器本体与开关油室旁通管，保持开关油室与变压器本体压力相同。真空注油后应及时拆除旁通管或关闭旁通管阀门，保证正常运行时变压器本体与开关油室不导通。

9.4.3 无励磁分接开关在改变分接位置后，应测量使用分接的直流电阻和变比；有载分接开关检修后，应测量全分接的直流电阻和变比，合格后方可投运。

9.4.4 真空有载分接开关绝缘油检测的周期和项目应与变压器本体保持一致。

9.4.5 油浸式真空有载分接开关轻瓦斯报警后应暂停调压操作，并对气体和绝缘油进行色谱分析，根据分析结果确定恢复调压操作或进行检修。

9.5 防止变压器套管损坏事故

9.5.1 新型或有特殊运行要求的套管，在首批次生产系列中应至少有一支通过全部型式试验，并提供第三方权威机构的型式试验报告。

9.5.2 新安装的 220kV 及以上电压等级变压器，应核算引流线（含金具）对套管接线柱的作用力，确保不大于套管及接线端子弯曲负荷耐受值。

9.5.3 110（66）kV 及以上电压等级变压器套管接线端子（抱箍线夹）应采用 T2 纯铜材质热挤压成型。禁止采用黄铜材质或铸造成型的抱箍线夹。

9.5.4 套管均压环应采用单独的紧固螺栓，禁止紧固螺栓与密封螺栓共用，禁止密封螺栓上、下两道密封共用。

9.5.5 油浸电容型套管事故抢修安装前，如有水平运输、存放情况，安装就位后，带电前必须进行一定时间的静放，其中 1000kV 应大于 72h，750kV 套管应大于 48h，500（330）kV 套管应大于 36h，110（66）~220kV 套管应大于 24h。

9.5.6 如套管的伞裙间距低于规定标准，可应采取加硅橡胶伞裙套等措施，但应进行套管放电量测试。在严重污秽地区运行的变压器，可考虑在瓷套处涂防污闪涂料等措施。

9.5.7 新采购油纸电容套管在最低环境温度下不应出

现负压。生产厂家应明确套管最大取油量，避免因取油样而造成负压。运行巡视应检查并记录套管油位情况，当油位异常时，应进行红外精确测温，确认套管油位。当套管渗漏油时，应立即处理，防止内部受潮损坏。

9.5.8 结合停电检修，对变压器套管上部注油孔的密封状况进行检查，发现异常时应及时处理。

9.5.9 加强套管末屏接地检测、检修和运行维护，每次拆/接末屏后应检查末屏接地状况，在变压器投运时和运行中开展套管末屏的红外检测。对结构不合理的套管末屏接地端子应进行改造。

9.6 防止穿墙套管损坏事故

9.6.1 6kV~10kV 电压等级穿墙套管应选用不低于 20kV 电压等级的产品。

9.6.2 在线监测和带电检测装置通过电容型穿墙套管末屏接地线取信号时，接地引下线应固定牢靠并防止摆动。电容型穿墙套管检修或试验后，应及时恢复末屏接地并检查是否可靠，尤其应注意圆柱弹簧压接式末屏。

9.7 防止冷却系统损坏事故

9.7.1 设计制造阶段

9.7.1.1 优先选用自然油循环风冷或自冷方式的变压器。

9.7.1.2 新订购强迫油循环变压器的潜油泵应选用转速不大于 1500r/min 的低速潜油泵，对运行中转速大于 1500r/min 的潜油泵应进行更换。禁止使用无铭牌、无级别

的轴承的潜油泵。

9.7.1.3 新建或扩建变压器一般不宜采用水冷方式。对特殊场合必须采用水冷却系统的，应采用双层铜管冷却系统。

9.7.1.4 变压器冷却系统应配置两个相互独立的电源，并具备自动切换功能；冷却系统电源应有三相电压监测，任一相故障失电时，应保证自动切换至备用电源供电。

9.7.1.5 强迫油循环变压器内部故障跳闸后，潜油泵应同时退出运行。

9.7.2 基建阶段

9.7.2.1 冷却器与本体、气体继电器与储油柜之间连接的波纹管，两端口同心偏差不应大于 10mm。

9.7.2.2 强迫油循环变压器的潜油泵启动应逐台启用，延时间隔应在 30s 以上，以防止气体继电器误动。

9.7.3 运行阶段

9.7.3.1 对强迫油循环冷却系统的两个独立电源的自动切换装置，应定期进行切换试验，有关信号装置应齐全可靠。

9.7.3.2 冷却器每年应进行 1~2 次冲洗，并宜安排在大负荷来临前进行。

9.7.3.3 单铜管水冷却变压器，应始终保持油压大于水压，并加强运行维护工作，同时应采取有效的运行监视方法，及时发现冷却系统泄漏故障。

9.7.3.4 加强对冷却器与本体、气体继电器与储油柜相

连的波纹管的检查，老旧变压器应结合技改大修工程对存在缺陷的波纹管进行更换。

9.8 防止变压器火灾事故

9.8.1 采用排油注氮保护装置的变压器，应配置具有联动功能的双浮球结构的气体继电器。

9.8.2 排油注氮保护装置应满足以下要求：

- (1) 排油注氮启动（触发）功率应大于 $220V \cdot 5A$ (DC)；
- (2) 排油及注氮阀动作线圈功率应大于 $220V \cdot 6A$ (DC)；
- (3) 注氮阀与排油阀间应设有机电连锁阀门；
- (4) 动作逻辑关系应为本体重瓦斯保护、主变压器断路器跳闸、油箱超压开关(火灾探测器)同时动作时才能启动排油充氮保护。

9.8.3 水喷淋动作功率应大于 8W，其动作逻辑关系应满足变压器超温保护与变压器断路器跳闸同时动作

9.8.4 装有排油注氮装置的变压器本体储油柜与气体继电器间应增设断流阀，以防因储油柜中的油下泄而致使火灾扩大。

9.8.5 现场进行变压器干燥时，应做好防火措施，防止加热系统故障或绕组过热烧损。

9.8.6 应由具有消防资质的单位定期对灭火装置进行维护和检查，以防止误动和拒动。

9.8.7 变压器降噪设施不得影响消防功能，隔声顶盖或屏障设计应能保证灭火时，外部消防水、泡沫等灭火剂可以直接喷向起火变压器。

10 防止无功补偿装置损坏事故

为防止无功补偿装置损坏事故，应认真贯彻执行《国家电网公司电力安全工作规程》（国家电网企管[2013]1650号）、《串联电容器补偿装置通用技术要求》（Q/GDW 10655-2015）、《串联电容器补偿装置交接试验规程》（Q/GDW 10661-2015）、《串联电容器补偿装置运行规范》（Q/GDW 10656-2015）、《电力系统无功补偿配置技术导则》（Q/GDW 1212—2015）、《标称电压 1000V 以上交流电力系统并联电容器 第 1 部分：总则》（GB/T 11024.1—2010）、《高压并联电容器装置的通用技术要求》（GB/T 30841—2014）、《并联电容器装置设计规范》（GB 50227—2017）、《电力变压器第 6 部分：电抗器》（GB/T 1094.6—2011）、《电气装置安装工程高压电器施工及验收规范》（GB 50147—2010）、《电能质量 公用电网谐波》（GB/T14549-1993）、《高压并联电容器用串联电抗器》（JB 5346—2014）、《静止无功补偿装置（SVC）功能特性》（GB/T 20298-2006）、《静止无功补偿装置（SVC）现场试验》（GB/T 20297-2006）、《高压静止无功补偿装置》系列标准（DL/T 1010.1-5-2006）、《静止无功补偿装置运行规程》（DL/T 1298-2013）、《高压静止同步补偿装置》（NB/T 42043-2014）等标准及相关规程规定，结合近 6 年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

10.1 防止串联电容器补偿装置损坏事故

10.1.1 设计阶段

10.1.1.1 应进行串补装置接入对电力系统的潜供电流、恢复电压、工频过电压、操作过电压等系统特性的影响分析，确定串补装置的电气主接线、绝缘配合与过电压保护措施、主设备规范与控制策略等。

10.1.1.2 应考虑串补装置接入后对差动保护、距离保护、重合闸等继电保护功能的影响。

10.1.1.3 当电源送出系统装设串补装置时，应进行串补装置接入对发电机组次同步振荡的影响分析，当存在次同步振荡风险时，应确定抑制次同步振荡的措施。

10.1.1.4 应对电力系统区内外故障、暂态过载、短时过载和持续运行等顺序事件进行校核，以验证串补装置的承受能力。

10.1.1.5 串补电容器应采用双套管结构。

10.1.1.6 在压紧系数为 1（即 $K=1$ ）的条件下，串补电容器绝缘介质的平均电场强度不应高于 57kV/mm 。

10.1.1.7 单只串补电容器的耐爆容量应不小于 18kJ 。电容器组接线宜采用先串后并的接线方式。若采用串并结构，电容器的同一串段并联数量应考虑电容器的耐爆能力，一个串段不应超过 3900kVar 。

10.1.1.8 金属氧化物限压器（MOV）的能耗计算应考虑系统发生区内和区外故障（包括单相接地故障、两相短路故障、两相接地故障和三相接地故障）以及故障后线路摇摆电流流过 MOV 过程中积累的能量，还应计及线路保护的动作时

间与重合闸时间对 MOV 能量积累的影响。

10.1.1.9 新建串补装置的 MOV 热备用容量应大于 10% 且不少于 3 单元/平台。

10.1.1.10 MOV 的电阻片应具备一致性，整组 MOV 应在相同的工艺和技术条件下生产加工而成，并经过严格的配片计算以降低不平衡电流，同一平台每单元之间的分流系数宜不大于 1.03，同一单元每柱之间的分流系数宜不大于 1.05，同一平台每柱之间的分流系数应不大于 1.1。

10.1.1.11 火花间隙的强迫触发电压应不高于 1.8 p. u.，无强迫触发命令时拉合串补相关隔离开关不应出现间隙误触发。220~750kV 串补装置火花间隙的自放电电压不应低于保护水平的 1.05 倍，1000kV 串补装置火花间隙的自放电电压不应低于保护水平的 1.1 倍。

10.1.1.12 敞开式火花间隙距离，设计时应考虑海拔高度的影响。

10.1.1.13 线路故障时，对串补平台上控制保护设备的供电应不受影响。

10.1.1.14 光纤柱中包含的信号光纤和激光供能光纤不宜采用光纤转接设备，并应有足够的备用芯数量，备用芯数量应不少于使用芯数量。

10.1.1.15 串补平台上测量及控制箱的箱体应采用密闭良好的金属壳体，箱门四边金属应与箱体可靠接触，尽量降低外部电磁辐射对控制箱内元器件的干扰及影响。

10.1.1.16 串补平台上各种电缆应采取有效的一、二次

设备间的隔离和防护措施，电磁式电流互感器电缆应外穿与串补平台及所连接设备外壳可靠连接的金属屏蔽管；串补平台上采用的电缆绝缘强度应高于控制室内控制保护设备采用的电缆绝缘强度；对接入串补平台上的测量及控制箱的电缆，应增加防干扰措施。

10.1.1.17 对串补平台下方地面应硬化处理，防止草木生长。

10.1.1.18 串补平台上的控制保护设备应提供电磁兼容性检测报告，其所采用的电磁干扰防护等级应高于控制室内的控制保护设备。

10.1.1.19 在线路保护跳闸经长电缆联跳旁路开关的回路中，应在串补控制保护开入量前一级采取防止直流接地或交直流混线时引起串补控制保护开入量误动作的措施。

10.1.1.20 串补装置应配置符合电网组网要求的故障录波装置。

10.1.2 基建阶段

10.1.2.1 应逐台进行串联电容器单元的电容容量测试，并通过电容量实测值计算每个H桥的不平衡电流，不平衡电流计算值应不超过告警值的30%。

10.1.2.2 电容器端子间或端子与汇流母线间的连接，应采用带绝缘护套的软铜线。

10.1.2.3 金属氧化物限压器(MOV)直流参考电压试验中，直流参考电流应取1mA/柱。

10.1.2.4 火花间隙交接时应进行触发回路功能验证试

验，火花间隙的距离应符合生产厂家的规定。

10.1.2.5 串补装置平台到控制保护小室的光纤损耗不应超过 3dB。

10.1.2.6 串补平台上控制保护设备的电源采取激光电源和平台取能方式时，应能在激光电源供电、平台取能设备供电之间平滑切换。

10.1.3 运行阶段

10.1.3.1 串补装置停电检修时，运行人员应将二次操作电源断开，将相关联跳线路保护的压板断开。

10.1.3.2 运行中应特别关注电容器组不平衡电流值，当达到告警值时，应尽早安排串补装置检修。

10.1.3.3 应按三年的基准周期进行 MOV 的 1mA/柱直流参考电流下直流参考电压试验及 0.75 倍直流参考电压下的泄漏电流试验。

10.1.3.4 应结合其他设备检修计划，按三年的基准周期进行火花间隙间隙距离检查、表面清洁及触发回路功能试验。

10.1.3.5 串补装置某一套控制保护系统（含火花间隙控制系统）出现故障时，应尽早安排检修。

10.2 防止并联电容器装置损坏事故

10.2.1 设计阶段

10.2.1.1 电容器单元选型时应采用内熔丝结构，单台电容器保护应避免同时采用外熔断器和内熔丝保护。

10.2.1.2 单台电容器耐爆容量不低于 15kJ。

10.2.1.3 同一型号产品必须提供耐久性试验报告。对每一批次产品，生产厂家需提供能覆盖此批次产品的耐久性试验报告。

10.2.1.4 高压直流输电系统用交流并联电容器及交流滤波电容器在设计环节应有防鸟害措施。

10.2.1.5 电容器端子间或端子与汇流母线间的连接应采用带绝缘护套的软铜线。

10.2.1.6 新安装电容器的汇流母线应采用铜排。

10.2.1.7 放电线圈应采用全密封结构，放电线圈首、末端必须与电容器首、末端相连接。

10.2.1.8 电容器组过电压保护用金属氧化物避雷器接线方式应采用星形接线、中性点直接接地方式。

10.2.1.9 电容器组过电压保护用金属氧化物避雷器应安装在紧靠电容器高压侧入口处的位置。

10.2.1.10 选用电容器组用金属氧化物避雷器时，应充分考虑其通流容量。避雷器的 2 ms 方波通流能力应满足标准中通流容量的要求。

10.2.1.11 电容器成套装置生产厂家应提供电容器组保护计算方法和保护整定值。

10.2.1.12 框架式并联电容器组户内安装时，应按照生产厂家提供的余热功率对电容器室（柜）进行通风设计。

10.1.1.13 电容器室进风口和出风口应对侧对角布置。

10.2.2 基建阶段

10.2.2.1 并联电容器装置正式投运时，应进行冲击合

闸试验，投切次数为 3 次，每次合闸时间间隔不少于 5min。

10.2.2.2 应逐个对电容器接头用力矩扳手进行紧固，确保接头和连接导线有足够的接触面积且接触完好。

10.2.3 运行阶段

10.2.3.1 电容器例行停电试验时应逐台进行单台电容器电容量的测量，应使用不拆连接线的测量方法，避免因拆、装连接线条件下，导致套管受力而发生套管漏油的故障。

10.2.3.2 对于内熔丝电容器，当电容量减少超过铭牌标注电容量的 3% 时，应退出运行，避免因电容器带故障运行而发展成扩大性故障。对于无内熔丝的电容器，一旦发现电容量增大超过一个串段击穿所引起的电容量增大时，应立即退出运行，避免因电容器带故障运行而发展成扩大性故障。

10.2.3.3 采用 AVC 等自动投切系统控制的多组电容器投切策略应保持各组投切次数均衡，避免反复投切同一组，而其他组长时间闲置。电容器组半年内未投切或近 1 个年度内投切次数达到 1000 次时，自动投切系统应闭锁投切。对投切次数达到 1000 次的电容器组连同其断路器均应及时进行例行检查及试验，确认设备状态完好后应及时解锁。

10.2.3.4 对安装 5 年以上的外熔断器应及时更换。

10.2.3.5 对已运行的非全密封放电线圈应加强绝缘监督，发现受潮现象时应及时更换。

10.2.3.6 电容器室运行环境温度超过并联电容器装置所允许的最高环境温度时，应进行通风量校核，对不满足消除余热要求的，应采取通风降温措施或实施改造。

10.3 防止干式电抗器损坏事故

10.3.1 设计阶段

10.3.1.1 并联电容器用串联电抗器用于抑制谐波时，电抗率应根据并联电容器装置接入电网处的背景谐波含量的测量值选择，避免同谐波发生谐振或谐波过度放大。

10.3.1.2 35kV 及以下户内串联电抗器应选用干式铁心或油浸式电抗器。户外串联电抗器应优先选用干式空心电抗器，当户外现场安装环境受限而无法采用干式空心电抗器时，应选用油浸式电抗器。

10.3.1.3 新安装的干式空心并联电抗器、35kV 及以上干式空心串联电抗器不应采用叠装结构，10kV 干式空心串联电抗器应采取有效措施防止电抗器单相事故发展为相间事故。

10.3.1.4 干式空心串联电抗器应安装在电容器组首端，在系统短路电流大的安装点，设计时应校核其动、热稳定性。

10.3.1.5 户外装设的干式空心电抗器，包封外表面应有防污和防紫外线措施。电抗器外露金属部位应有良好的防腐蚀涂层。

10.3.1.6 新安装的 35kV 及以上干式空心并联电抗器，产品结构应具有防鸟、防雨功能。

10.3.2 基建阶段

10.3.2.1 干式空心电抗器下方接地线不应构成闭合回路，围栏采用金属材料时，金属围栏禁止连接成闭合回路，

应有明显的隔离断开段，并不应通过接地线构成闭合回路。

10.3.2.2 干式铁心电抗器户内安装时，应做好防振动措施。

10.3.2.3 干式空心电抗器出厂应进行匝间耐压试验，出厂试验报告应含有匝间耐压试验项目。330kV 及以上变电站新安装的干式空心电抗器交接时，具备试验条件时应进行匝间耐压试验。

10.3.3 运行阶段

10.3.3.1 已配置抑制谐波用串联电抗器的电容器组，禁止减少电容器运行。

10.3.3.2 采用 AVC 等自动投切系统控制的多组干式并联电抗器，投切策略应保持各组投切次数均衡，避免反复投切同一组。

10.4 防止动态无功补偿装置损坏事故

10.4.1 设计阶段

10.4.1.1 生产厂家在进行 SVC 晶闸管阀组设计时，应保证晶闸管电压和电流的裕度大于等于额定运行参数的 2.2 倍。

10.4.1.2 生产厂家在进行 SVC 晶闸管阀组设计时，增加晶闸管串联个数的冗余度应大于等于 10%。

10.4.1.3 生产厂家在进行晶闸管阀组设计时应考虑运行环境的影响，包括海拔修正、污秽等级等要求。

10.4.1.4 阀体的结构设计、布局应留有合理的维护检修通道。

10.4.1.5 SVG 装置在功率模块选型时, IGBT 模块阻断电压 (V_{CES}) 应大于功率模块关断过电压、额定直流电压及电压最大波动之和。

10.4.1.6 功率模块中的板卡应喷涂三防漆, 恶劣环境下需要考虑涂胶或者密封处理。

10.4.1.7 功率模块的直流电容器应采用干式薄膜电容器。IGBT 应选用第四代及以上产品, 具备测温功能。

10.4.1.8 动态无功补偿装置的备用光纤数量应大于使用光纤的 20%。

10.4.1.9 SVC 装置监控系统应能及时鉴别出任意一个已经发生故障、损坏的元件, 晶闸管阀组应便于元件更换。

10.4.1.10 动态无功补偿装置水冷系统散热设计应考虑极端温度运行环境下满载输出的散热要求。

10.4.1.11 在低温地区, 动态无功补偿装置水冷系统应考虑防冻设计。

10.4.1.12 新投运 SVG 装置应采用全封闭空调制冷或全封闭水冷散热方式。

10.4.2 基建阶段

10.4.2.1 动态无功补偿装置安装完成后, 应对所有连接铜排进行紧固性检查, 防止出现松动引起接触电阻过大而造成母排烧毁、设备停运。

10.4.2.2 动态无功补偿装置本体电缆夹层或穿管应采取封堵措施。

10.4.2.3 动态无功补偿装置交接验收应按设计要求进

行，控制系统应进行各种工况下的模拟试验，各类脉冲信号发出及接收必须保持功能正常。

10.4.2.4 交接验收时，对动态无功补偿装置通信光纤应进行光功率损耗的检测，光纤损耗不应超过 3dB。

10.4.3 运行阶段

10.4.3.1 SVG 装置主回路在工作状态下禁止断开风扇和散热系统电源。

10.4.3.2 动态无功补偿装置投运后，应在运行一至两年内，进行一次光纤和驱动板卡的光口功率检查，对比调试、投运验收时的光功率损耗检查表，对下降趋势较明显的光纤进行更换。

10.4.3.3 对采用外循环直通风方式的装置，应每半年进行滤网及功率模块的清扫和散热轴流风机例行维护检查，环境恶劣时应缩短周期。功率柜滤网应采用可不停电更换型，SVG 室或箱体风道与墙体/箱体、门窗与墙体/箱体应采取密封措施。

11 防止互感器损坏事故

为防止互感器损坏事故，应认真贯彻执行《互感器 第 8 部分：电子式电流互感器》（GB/T 20840.8-2007）、《互感器 第 7 部分：电子式电压互感器》（GB/T 20840.7-2007）、《标称电压高于 1000V 使用的户内和户外聚合物绝缘子 一般定义、试验方法和接受准则》（GB/T 22079-2008）、《互感器 第 2 部分：电流互感器的补充技术要求》（GB 20840.2-2014）、《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》（GB 50148-2010）、《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》（GB 50150-2016）、《电子式互感器现场交接验收规范》（DL/T 1544-2016）、《国家电网公司关于印发防止变电站全停十六项措施（试行）的通知》（国家电网运检〔2015〕376 号）、《关于印发〈国家电网公司防止直流换流站单、双极强迫停运二十一项反事故措施〉的通知》（国家电网生〔2011〕961 号）、《输变电设备状态检修试验规程》（Q / GDW1168 - 2013）、《1003001-0220-01-220kV SF6 气体绝缘电流互感器专用技术规范》、《国家电网公司变电运维通用管理规定 第 7 分册 电压互感器运维细则》（国网（运检/3）828-2017）等标准及相关规程规定，结合近 6 年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

11.1 防止油浸式互感器损坏事故

11.1.1 设计制造阶段

11.1.1.1 油浸式互感器应选用带金属膨胀器微正压结构。

11.1.1.2 油浸式互感器生产厂家应根据设备运行环境最高和最低温度核算膨胀器的容量，并应留有一定裕度。

11.1.1.3 油浸式互感器的膨胀器外罩应标注清晰耐久的最高（MAX）、最低（MIN）油位线及 20℃ 的标准油位线，油位观察窗应选用具有耐老化、透明度高的材料进行制造。油位指示器应采用荧光材料。

11.1.1.4 生产厂家应明确倒立式电流互感器的允许最大取油量。

11.1.1.5 所选用电流互感器的动、热稳定性能应满足安装地点系统短路容量的远期要求，一次绕组串联时也应满足安装地点系统短路容量的要求。

11.1.1.6 220kV 及以上电压等级电流互感器必须满足卧倒运输的要求。

11.1.1.7 互感器的二次引线端子和末屏引出线端子应有防转动措施。

11.1.1.8 电容式电压互感器中间变压器高压侧对地不应装设氧化锌避雷器。

11.1.1.9 电容式电压互感器应选用速饱和电抗器型阻尼器，并应在出厂时进行铁磁谐振试验。

11.1.1.10 110（66）～750kV 油浸式电流互感器在出厂试验时，局部放电试验的测量时间延长到 5min。

11.1.1.11 电容式电压互感器电磁单元油箱排气孔应

高出油箱上平面 10mm 以上，且密封可靠。

11.1.1.12 电流互感器末屏接地引出线应在二次接线盒内就地接地或引至在线监测装置箱内接地。末屏接地线不应采用编织软铜线，末屏接地线的截面积、强度均应符合相关标准。

11.1.2 基建阶段

11.1.2.1 电磁式电压互感器在交接试验时，应进行空载电流测量。励磁特性的拐点电压应大于 $1.5U_m/\sqrt{3}$ （中性点有效接地系统）或 $1.9U_m/\sqrt{3}$ （中性点非有效接地系统）。

11.1.2.2 电流互感器一次端子承受的机械力不应超过生产厂家规定的允许值，端子的等电位连接应牢固可靠且端子之间应保持足够电气距离。~~一次端子引线连接端应采用 8.8 级及以上热镀锌螺栓~~，并应有足够的接触面积。

11.1.2.3 110（66）kV 及以上电压等级的油浸式电流互感器，应逐台进行交流耐压试验。试验前应保证充足的静置时间，其中 110（66）kV 互感器不少于 24h，220～330kV 互感器不少于 48h、500kV 互感器不少于 72h。试验前后应进行油中溶解气体对比分析。

11.1.2.4 220kV 及以上电压等级的电容式电压互感器，其各节电容器安装时应按出厂编号及上下顺序进行安装，禁止互换。

11.1.2.5 互感器安装时，应将运输中膨胀器限位支架等临时保护措施拆除，并检查顶部排气塞密封情况。

11.1.2.6 220kV 及以上电压等级电流互感器运输时应在

每辆运输车上安装冲击记录仪，设备运抵现场后应检查确认，记录数值超过 10g，应返厂检查。110kV 及以下电压等级电流互感器应直立安放运输。

11.1.3 运行阶段

11.1.3.1 事故抢修的油浸式互感器，应保证绝缘试验前静置时间，其中 500（330）kV 设备静置时间应大于 36h，110（66）～220kV 设备静置时间应大于 24h。

11.1.3.2 新投运的 110（66）kV 及以上电压等级电流互感器，1～2 年内应取油样进行油中溶解气体组分、微水分析，取样后检查油位应符合设备技术文件的要求。对于明确要求不取油样的产品，确需取样或补油时应由生产厂家配合进行。

11.1.3.3 运行中油浸式互感器的膨胀器异常伸长顶起上盖时，应退出运行。

11.1.3.4 倒立式电流互感器、电容式电压互感器出现电容单元渗漏油情况时，应退出运行。

11.1.3.5 电流互感器内部出现异常响声时，应退出运行。

11.1.3.6 应定期校核电流互感器动、热稳定电流是否满足要求。若互感器所在变电站短路电流超过互感器铭牌规定的动、热稳定电流值，应及时改变变比或安排更换。

11.1.3.7 加强电流互感器末屏接地引线检查、检修及运行维护。

11.2 防止气体绝缘互感器损坏事故

11.2.1 设计制造阶段

11.2.1.1 电容屏结构的气体绝缘电流互感器，电容屏连接筒应具备足够的机械强度，以免因材质偏软导致电容屏连接筒变形、移位。

11.2.1.2 最低温度为 -25°C 及以下的地区，户外不宜选用 SF_6 气体绝缘互感器。

11.2.1.3 气体绝缘互感器的防爆装置应采用防止积水、冻胀的结构，防爆膜应采用抗老化、耐锈蚀的材料。

11.2.1.4 SF_6 密度继电器与互感器设备本体之间的连接方式应满足不拆卸校验密度继电器的要求，户外安装应加装防雨罩。

11.2.1.5 气体绝缘互感器应设置安装时的专用吊点并有明显标识。

11.2.2 基建阶段

11.2.2.1 110kV 及以下电压等级互感器应直立安放运输，220kV 及以上电压等级互感器应满足卧倒运输的要求。运输时 110 (66) kV 产品每批次超过 10 台时，每车装 10g 振动子 2 个，低于 10 台时每车装 10g 振动子 1 个；220kV 产品每台安装 10g 振动子 1 个；330kV 及以上电压等级每台安装带时标的三维冲击记录仪。到达目的地后检查振动记录装置的记录，若记录数值超过 10g 一次或 10g 振动子落下，则产品应返厂解体检查。

11.2.2.2 气体绝缘电流互感器运输时所充气压应严格控制微正压状态。

11.2.2.3 气体绝缘电流互感器安装后应进行现场老练试验，老练试验后进行耐压试验，试验电压为出厂试验值的80%。

11.2.3 运行阶段

11.2.3.1 气体绝缘互感器严重漏气导致压力低于报警值时应立即退出运行。运行中的电流互感器气体压力下降到0.2MPa（相对压力）以下，检修后应进行老练和交流耐压试验。

11.2.3.2 长期微渗的气体绝缘互感器应开展SF₆气体微水检测和带电检漏，必要时可缩短检测周期。年漏气率大于1%时，应及时处理。

11.2.3.3 应定期校核电流互感器动、热稳定电流是否满足要求。若互感器所在变电站短路电流超过互感器铭牌规定的动、热稳定电流值时，应及时改变变比或安排更换。

11.2.3.4 运行中的互感器在巡视检查时如发现外绝缘有裂纹、局部变色、变形，应尽快更换。

11.3 防止电子式互感器损坏事故

11.3.1 设计制造阶段

11.3.1.1 电子式电流互感器测量传输模块应有两路独立电源，每路电源均有监视功能。

11.3.1.2 电子式电流互感器传输回路应选用可靠的光纤耦合器，户外采集卡接线盒应满足IP67防尘防水等级，采集卡应满足安装地点最高、最低运行温度要求。

11.3.1.3 电子式互感器的采集器应具备良好的环境适

应性和抗电磁干扰能力。

11.3.1.4 电子式电压互感器二次输出电压，在短路消除后恢复（达到准确级限值内）时间应满足继电保护装置的技术要求。

11.3.1.5 集成光纤后的光纤绝缘子，应提供水扩散设计试验报告。

11.3.2 基建阶段

11.3.2.1 电子式互感器传输环节各设备应进行断电试验、光纤进行抽样拔插试验，检验当单套设备故障、失电时，是否导致保护装置误出口。

11.3.2.2 电子式互感器交接时应在合并单元输出端子处进行误差校准试验。

11.3.2.3 电子式互感器现场在投运前应开展隔离开关分/合容性小电流干扰试验。

11.3.3 运行阶段

11.3.3.1 电子式互感器更换器件后，应在合并单元输出端子处进行误差校准试验。

11.3.3.2 电子式互感器应加强在线监测装置光功率显示值及告警信息的监视。

11.4 防止干式互感器损坏事故

11.4.1 设计阶段

11.4.1.1 变电站户外不宜选用环氧树脂浇注干式电流互感器。

11.4.2 基建阶段

11.4.2.1 10 (6) kV 及以上干式互感器出厂时应逐台进行局部放电试验, 交接时应抽样进行局部放电试验。

11.4.2.2 电磁式干式电压互感器在交接试验时, 应进行空载电流测量。励磁特性的拐点电压应大于 $1.5U_m/\sqrt{3}$ (中性点有效接地系统) 或 $1.9U_m/\sqrt{3}$ (中性点非有效接地系统)。

11.4.3 运行阶段

11.4.3.1 运行中的环氧浇注干式互感器外绝缘如有裂纹、沿面放电、局部变色、变形, 应立即更换。

11.4.3.2 运行中的 35kV 及以下电压等级电磁式电压互感器, 如发生高压熔断器两相及以上同时熔断或单相多次熔断, 应进行检查及试验。

12 防止 GIS、开关设备事故

为防止 GIS、开关设备事故，应认真贯彻《国家电网公司交流高压开关设备技术监督导则》（Q/GDW 11074-2013）、《国家电网公司关于印发电网设备技术标准差异条款统一意见的通知》（国家电网科〔2017〕549 号）、《国家电网公司关于全面落实反事故措施的通知》（国家电网运检〔2017〕378 号）、《关于印发〈国家电网公司变电运维检修管理办法〉等 6 项通用制度的通知》（国家电网企管〔2017〕206 号）、国家电网公司《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》（国家电网公司生产输变〔2004〕4 号）、《国家电网公司关于印发户外 GIS 设备伸缩节反事故措施和故障分析报告的通知》（国家电网运检〔2015〕902 号）等标准及相关规程规定，结合近 6 年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

12.1 防止断路器事故

12.1.1 设计制造阶段

12.1.1.1 断路器本体内部的绝缘件必须经过局部放电试验方可装配，要求在试验电压下单个绝缘件的局部放电量不大于 3pC。

12.1.1.2 断路器出厂试验前应带原机构进行不少于 200 次的机械操作试验（其中每 100 次操作试验的最后 20 次应为重合闸操作试验）。投切并联电容器、交流滤波器用断路器型式试验项目必须包含投切电容器组试验，断路器必须

选用 C2 级断路器。真空断路器灭弧室出厂前应逐台进行老炼试验，并提供老炼试验报告；用于投切并联电容器的真空断路器出厂前应整台进行老炼试验，并提供老炼试验报告。断路器动作次数计数器不得带有复归机构。

12.1.1.3 开关设备用气体密度继电器应满足以下要求：

12.1.1.3.1 密度继电器与开关设备本体之间的连接方式应满足不拆卸校验密度继电器的要求。

12.1.1.3.2 密度继电器应装设在与被监测气室处于同一运行环境温度的位置。对于严寒地区的设备，其密度继电器应满足环境温度在 $-40^{\circ}\text{C} \sim -25^{\circ}\text{C}$ 时准确度不低于 2.5 级的要求。

12.1.1.3.3 新安装 252kV 及以上断路器每相应安装独立的密度继电器。

12.1.1.3.4 户外断路器应采取防止密度继电器二次接头受潮的防雨措施。

12.1.1.4 断路器分闸回路不应采用 RC 加速设计。已投运断路器分闸回路采用 RC 加速设计的，应随设备换型进行改造。

12.1.1.5 户外汇控箱或机构箱的防护等级应不低于 IP45W，箱体应设置可使箱内空气流通的迷宫式通风口，并具有防腐、防雨、防风、防潮、防尘和防小动物进入的性能。带有智能终端、合并单元的智能控制柜防护等级应不低于 IP55。非一体化的汇控箱与机构箱应分别设置温度、湿度控

制装置。

12.1.1.6 开关设备二次回路及元器件应满足以下要求：

12.1.1.6.1 温控器（加热器）、继电器等二次元件应取得“3C”认证或通过与“3C”认证同等的性能试验，外壳绝缘材料阻燃等级应满足 V-0 级，并提供第三方检测报告。时间继电器不应选用气囊式时间继电器。

12.1.1.6.2 断路器出厂试验、交接试验及例行试验中，应进行中间继电器、时间继电器、电压继电器动作特性校验。

12.1.1.6.3 断路器分、合闸控制回路的端子间应有端子隔开，或采取其他有效防误动措施。

12.1.1.6.4 新投的分相弹簧机构断路器的防跳继电器、非全相继电器不应安装在机构箱内，应装在独立的汇控箱内。

12.1.1.7 新投的 252kV 母联（分段）、主变压器、高压电抗器断路器应选用三相机械联动设备。

12.1.1.8 采用双跳闸线圈机构的断路器，两只跳闸线圈不应共用衔铁，且线圈不应叠装布置。

12.1.1.9 断路器机构分合闸控制回路不应串接整流模块、熔断器或电阻器。

12.1.1.10 断路器液压机构应具有防止失压后慢分慢合的机械装置。液压机构验收、检修时应对机构防慢分慢合装置的可靠性进行试验。

12.1.1.11 断路器出厂试验及例行检修中，应检查绝缘

子金属法兰与瓷件胶装部位防水密封胶的完好性，必要时复涂防水密封胶。

12.1.1.12 隔离断路器的断路器与接地开关间应具备足够强度的机械联锁和可靠的电气联锁。

12.1.2 基建阶段

12.1.2.1 断路器交接试验及例行试验中，应对机构二次回路中的防跳继电器、非全相继电器进行传动。防跳继电器动作时间应小于辅助开关切换时间，并保证在模拟手合于故障时不发生跳跃现象。

12.1.2.2 断路器产品出厂试验、交接试验及例行试验中，应对断路器主触头与合闸电阻触头的时间配合关系进行测试，并测量合闸电阻的阻值。

12.1.2.3 断路器产品出厂试验、交接试验及例行试验中，应测试断路器合-分时间。对 252kV 及以上断路器，合-分时间应满足电力系统安全稳定要求。

12.1.2.4 充气设备现场安装应先进行抽真空处理，再注入绝缘气体。SF₆ 气体注入设备后应对设备内气体进行 SF₆ 纯度检测。对于使用 SF₆ 混合气体的设备，应测量混合气体的比例。

12.1.2.5 SF₆ 断路器充气至额定压力前，禁止进行储能状态下的分/合闸操作。

12.1.2.6 断路器交接试验及例行试验中，应进行行程曲线测试，并同时测量分/合闸线圈电流波形。

12.1.3 运行阶段

12.1.3.1 当断路器液压机构突然失压时应申请停电隔离处理。在设备停电前，禁止人为启动油泵，防止断路器慢分。

12.1.3.2 气动机构应加装气水分离装置，并具备自动排污功能。

12.1.3.3 3年内未动作过的 72.5kV 及以上断路器，应进行分/合闸操作。

12.1.3.4 对投切无功负荷的开关设备应实行差异化运维，缩短巡检和维护周期，每年统计投切次数并评估电气寿命。

12.2 防止 GIS 事故

12.2.1 设计制造阶段

12.2.1.1 用于低温（年最低温度为 -30°C 及以下）、日温差超过 25K、重污秽 e 级或沿海 d 级地区、城市中心区、周边有重污染源（如钢厂、化工厂、水泥厂等）的 ~~252~~363kV 及以下 GIS，应采用户内安装方式，550kV 及以上 GIS 经充分论证后确定布置方式。

12.2.1.2 GIS 气室应划分合理，并满足以下要求：

12.2.1.2.1 GIS 最大气室的气体处理时间不超过 8h。252kV 及以下设备单个气室长度不超过 15m，且单个主母线气室对应间隔不超过 3 个。

12.2.1.2.2 双母线结构的 GIS，同一间隔的不同母线隔离开关应各自设置独立隔室。252kV 及以上 GIS 母线隔离开关禁止采用与母线共隔室的设计结构。

12.2.1.2.3 三相分箱的 GIS 母线及断路器气室，禁止采用管路连接。独立气室应安装单独的密度继电器，密度继电器表计应朝向巡视通道。

12.2.1.3 生产厂家应在设备投标、资料确认等阶段提供工程伸缩节配置方案，并经业主单位组织审核。方案内容包括伸缩节类型、数量、位置、及“伸缩节（状态）伸缩量-环境温度”对应明细表等调整参数。伸缩节配置应满足跨不均匀沉降部位（室外不同基础、室内伸缩缝等）的要求。用于轴向补偿的伸缩节应配备伸缩量计量尺。

12.2.1.4 双母线、单母线或桥形接线中，GIS 母线避雷器和电压互感器应设置独立的隔离开关。3/2 断路器接线中，GIS 母线避雷器和电压互感器不应装设隔离开关，宜设置可拆卸导体作为隔离装置。可拆卸导体应设置于独立的气室内。架空进线的 GIS 线路间隔的避雷器和线路电压互感器宜采用外置结构。

12.2.1.5 新投运 GIS 采用带金属法兰的盆式绝缘子时，应预留窗口用于特高频局部放电检测。采用此结构的盆式绝缘子可取消罐体对接处的跨接片，但生产厂家应提供型式试验依据。如需采用跨接片，户外 GIS 罐体上应有专用跨接部位，禁止通过法兰螺栓直连。

12.2.1.6 户外 GIS 法兰对接面宜采用双密封，并在法兰接缝、安装螺孔、跨接片接触面周边、法兰对接面注胶孔、盆式绝缘子浇注孔等部位涂防水胶。

12.2.1.7 同一分段同侧 GIS 母线原则上一次建成。

如计划扩建母线，宜在扩建接口处预装可拆卸导体的独立隔室；如计划扩建出线间隔，应将母线隔离开关、接地开关与就地工作电源一次上全。预留间隔气室应加装密度继电器并接入监控系统。

12.2.1.8 吸附剂罩的材质应选用不锈钢或其他高强度材料，结构应设计合理。吸附剂应选用不易粉化的材料并装于专用袋中，绑扎牢固。

12.2.1.9 盆式绝缘子应尽量避免水平布置。

12.2.1.10 对相间连杆采用转动、链条传动方式设计的三相机械联动隔离开关，应在从动相同时安装分/合闸指示器。

12.2.1.11 GIS 用断路器、隔离开关和接地开关以及罐式 SF6 断路器，出厂试验时应进行不少于 200 次的机械操作试验（其中断路器每 100 次操作试验的最后 20 次应为重合闸操作试验），以保证触头充分磨合。200 次操作完成后应彻底清洁壳体内部，再进行其他出厂试验。

12.2.1.12 GIS 内绝缘件应逐只进行 X 射线探伤试验、工频耐压试验和局部放电试验，局部放电量不大于 3pC。

12.2.1.13 生产厂家应对金属材料 and 部件材质进行质量检测，对罐体、传动杆、拐臂、轴承（销）等关键金属部件应按工程抽样开展金属材质成分检测，按批次开展金相试验抽检，并提供相应报告。

12.2.1.14 GIS 出厂绝缘试验宜在装配完整的间隔上进行，252kV 及以上设备还应进行正负极性各 3 次雷电冲击耐

压试验。

12.2.1.15 生产厂家应对 GIS 及罐式断路器罐体焊缝进行无损探伤检测，保证罐体焊缝 100%合格。

12.2.1.16 装配前应检查并确认防爆膜是否受外力损伤，装配时应保证防爆膜泄压方向正确、定位准确，防爆膜泄压挡板的结构和方向应避免在运行中积水、结冰、误碰。防爆膜喷口不应朝向巡视通道。

12.2.1.17 GIS 充气口保护封盖的材质应与充气口材质相同，防止电化学腐蚀。

12.2.2 基建阶段

12.2.2.1 GIS 出厂运输时，应在断路器、隔离开关、电压互感器、避雷器和 363kV 及以上套管运输单元上加装三维冲击记录仪，其他运输单元加装震动指示器。运输中如出现冲击加速度大于 3g 或不满足产品技术文件要求的情况，产品运至现场后应打开相应隔室检查各部件是否完好，必要时可增加试验项目或返厂处理。

12.2.2.2 SF6 开关设备进行抽真空处理时，应采用出口带有电磁阀的真空处理设备，在使用前应检查电磁阀，确保动作可靠，在真空处理结束后应检查抽真空管的滤芯是否存在油渍。禁止使用麦氏真空计。

12.2.2.3 GIS、罐式断路器现场安装时应采取防尘棚等有效措施，确保安装环境的洁净度。800kV 及以上 GIS 现场安装时采用专用移动厂房，GIS 间隔扩建可根据现场实际情况采取同等有效的防尘措施。

12.2.2.4 GIS 安装过程中应对导体插接情况进行检查，按插接深度标线插接到位，且回路电阻测试合格。

12.2.2.5 垂直安装的二次电缆槽盒应从底部单独支撑固定，且通风良好，水平安装的二次电缆槽盒应有低位排水措施。

12.2.2.6 GIS 穿墙壳体与墙体间应采取防护措施，穿墙部位采用非腐蚀性、非导磁性材料进行封堵，墙外侧做好防水措施。

12.2.2.7 伸缩节安装完成后，应根据生产厂家提供的“伸缩节（状态）伸缩量-环境温度”对应参数明细表等技术资料进行调整和验收。

12.2.3 运行阶段

12.2.3.1 倒闸操作前后，发现 GIS 三相电流不平衡时应及时查找原因并处理。

12.2.3.2 巡视时，如发现断路器、快速接地开关缓冲器存在漏油现象，应立即安排处理。

12.2.3.3 户外 GIS 应按照“伸缩节（状态）伸缩量-环境温度”曲线定期核查伸缩节伸缩量，每季度至少开展一次，且在温度最高和最低的季节每月核查一次。

12.3 防止敞开式隔离开关、接地开关事故

12.3.1 设计制造阶段

12.3.1.1 风沙活动严重、严寒、重污秽、多风地区以及采用悬吊式管形母线的变电站，不宜选用配钳夹式触头的单臂伸缩式隔离开关。

12.3.1.2 隔离开关主触头镀银层厚度应不小于 $20\mu\text{m}$ ，硬度不小于 120HV，并开展镀层结合力抽检。出厂试验应进行金属镀层检测。导电回路不同金属接触应采取镀银、搪锡等有效过渡措施。

12.3.1.3 隔离开关宜采用外压式或自力式触头，触头弹簧应进行防腐、防锈处理。内拉式触头应采用可靠绝缘措施以防止弹簧分流。

12.3.1.4 上下导电臂之间的中间接头、导电臂与导电底座之间应采用叠片式软导电带连接，叠片式铝制软导电带应有不锈钢片保护。

12.3.1.5 隔离开关和接地开关的不锈钢部件禁止采用铸造件，铸铝合金传动部件禁止采用砂型铸造。隔离开关和接地开关用于传动的空心管材应有疏水通道。

12.3.1.6 配钳夹式触头的单臂伸缩式隔离开关导电臂应采用全密封结构。传动配合部件应具有可靠的自润滑措施，禁止不同金属材料直接接触。轴承座应采用全密封结构。

12.3.1.7 隔离开关应具备防止自动分闸的结构设计。

12.3.1.8 隔离开关和接地开关应在生产厂家内进行整台组装和出厂试验。需拆装发运的设备应按相、按柱作好标记，其连接部位应作好特殊标记。

12.3.1.9 隔离开关、接地开关导电臂及底座等位置应采取能防止鸟类筑巢的结构。

12.3.1.10 瓷绝缘子应采用高强瓷。瓷绝缘子金属附件应采用上砂水泥胶装。瓷绝缘子出厂前，应在绝缘子金属法

兰与瓷件的胶装部位涂以性能良好的防水密封胶。瓷绝缘子出厂前应进行逐只无损探伤。

12.3.1.11 隔离开关与其所配装的接地开关之间应有可靠的机械联锁，机械联锁应有足够的强度。发生电动或手动误操作时，设备应可靠联锁。

12.3.1.12 操动机构内应装设一套能可靠切断电动机电源的过载保护装置。电机电源消失时，控制回路应解除自保持。

12.3.2 基建阶段

12.3.2.1 新安装的隔离开关必须进行导电回路电阻测试。交接试验值应不大于出厂试验值的 1.2 倍。除对隔离开关自身导电回路进行电阻测试外，还应对包含电气连接端子的导电回路电阻进行测试。

12.3.2.2 252kV 及以上隔离开关安装后应对绝缘子逐只探伤。

12.3.3 运行阶段

12.3.3.1 对不符合国家电网公司《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》（国家电网公司生产输变〔2004〕4 号）完善化技术要求的隔离开关、接地开关应进行完善化改造或更换。

12.3.3.2 合闸操作时，应确保合闸到位，伸缩式隔离开关应检查驱动拐臂过“死点”。

12.3.3.3 在隔离开关倒闸操作过程中，应严格监视动作情况，发现卡滞应停止操作并进行处理，严禁强行操作。

12.3.3.4 例行试验中，应检查瓷绝缘子胶装部位防水密封胶完好性，必要时重新复涂防水密封胶。

12.4 防止开关柜事故

12.4.1 设计制造阶段

12.4.1.1 开关柜应选用 LSC2 类（具备运行连续性功能）、“五防”功能完备的产品。新投开关柜应装设具有自检功能的带电显示装置，并与接地开关（柜门）实现强制闭锁，带电显示装置应装设在仪表室。

12.4.1.2 空气绝缘开关柜的外绝缘应满足以下条件：

12.4.1.2.1 空气绝缘净距离应满足表 1 的要求：

表 1 开关柜空气绝缘净距离要求

空气绝缘净距离 (mm) 额定电压 (kV)	7.2	12	24	40.5
相间和相对地	≥100	≥125	≥180	≥300
带电体至门	≥130	≥155	≥210	≥330

12.4.1.2.2 最小标称统一爬电比距： $\geq \sqrt{3} \times 18\text{mm/kV}$ （对瓷质绝缘）， $\geq \sqrt{3} \times 20\text{mm/kV}$ （对有机绝缘）。

12.4.1.2.3 新安装开关柜禁止使用绝缘隔板。即使母线加装绝缘护套和热缩绝缘材料，也应满足空气绝缘净距离要求。

12.4.1.3 开关柜及装用的各种元件均应进行凝露试验，开关柜整机应进行污秽试验，生产厂家应提供型式试验报告。

12.4.1.4 开关柜应选用 IAC 级（内部故障级别）产品，

生产厂家应提供相应型式试验报告(附试验试品照片)。选用开关柜时应确认其母线室、断路器室、电缆室相互独立,且均通过相应内部燃弧试验;燃弧时间应不小于 0.5s,试验电流为额定短时耐受电流。

12.4.1.5 开关柜各高压隔室均应设有泄压通道或压力释放装置。当开关柜内产生内部故障电弧时,压力释放装置应能可靠打开,压力释放方向应避开巡视通道和其他设备。

12.4.1.6 开关柜内避雷器、电压互感器等设备应经隔离开关(或隔离手车)与母线相连,严禁与母线直接连接。开关柜门模拟显示图必须与其内部接线一致,开关柜可触及隔室、不可触及隔室、活门和机构等关键部位在出厂时应设置明显的安全警示标识,并加以文字说明。柜内隔离活门、静触头盒固定板应采用金属材质并可靠接地,与带电部位满足空气绝缘净距离要求。

12.4.1.7 开关柜中的绝缘件应采用阻燃性绝缘材料,阻燃等级需达到 V-0 级。

12.4.1.8 开关柜间连通部位应采取有效的封堵隔离措施,防止开关柜火灾蔓延。

12.4.1.9 开关柜内所有绝缘件装配前均应进行局部放电试验,单个绝缘件局部放电量不大于 3pC。

12.4.1.10 24kV 及以上开关柜内的穿柜套管、触头盒应采用双屏蔽结构,其等电位连线(均压环)应长度适中,并与母线及部件内壁可靠连接。

12.4.1.11 电缆连接端子距离开关柜底部应不小于

700mm。

12.4.1.12 开关柜内母线搭接面、隔离开关触头、手车触头表面应镀银，且镀银层厚度不小于 $8\mu\text{m}$ 。

12.4.1.13 额定电流 1600A 及以上的开关柜应在主导电回路周边采取有效隔磁措施。

12.4.1.14 开关柜的观察窗应使用机械强度与外壳相当、内有接地屏蔽网的钢化玻璃遮板，并通过开关柜内部燃弧试验。玻璃遮板应安装牢固，且满足运行时观察分/合闸位置、储能指示等需要。

12.4.1.15 未经型式试验考核前，不得进行柜体开孔等降低开关柜内部故障防护性能的改造。

12.4.1.16 配电室内环境温度超过 $5^{\circ}\text{C} \sim 30^{\circ}\text{C}$ 范围，应配置空调等有效的调温设施；室内日最大相对湿度超过 95% 或月最大相对湿度超过 75% 时，应配置除湿机或空调。配电室排风机控制开关应在室外。

12.4.1.17 新建变电站的站用变压器、接地变压器不应布置在开关柜内或紧靠开关柜布置，避免其故障时影响开关柜运行。

12.4.1.18 空气绝缘开关柜应选用硅橡胶外套氧化锌避雷器。主变压器中、低压侧进线避雷器不宜布置在进线开关柜内。

12.4.2 基建阶段

12.4.2.1 开关柜柜门模拟显示图、设计图纸应与实际接线一致。

12.4.2.2 开关柜应检查泄压通道或压力释放装置，确保与设计图纸保持一致。对泄压通道的安装方式进行检查，应满足安全运行要求。

12.4.2.3 柜内母线、电缆端子等不应使用单螺栓连接。导体安装时螺栓可靠紧固，力矩符合要求。

12.4.3 运行阶段

12.4.3.1 加强带电显示闭锁装置的运行维护，保证其与接地开关（柜门）间强制闭锁的运行可靠性。防误操作闭锁装置或带电显示装置失灵时应尽快处理。

12.4.3.2 开关柜操作应平稳无卡涩，禁止强行操作。

13 防止电力电缆损坏事故

为防止电力电缆损坏事故，应全面贯彻落实《电力工程电缆设计规范》（GB50217-2018）、《电力装置安装工程电缆线路施工及验收规范》（GB50168-2006）、《火力发电厂与变电所设计防火规范》（GB 50229-2006）、《城市电力电缆线路设计技术规定》（DL/T 5221-2015）、《10（6）kV-500kV 电缆技术标准》（Q/GDW 371-2009）、《输变电设备状态检修试验规程》（Q/GDW 1168-2013）、《电力电缆及通道运维规程》（Q/GDW 1512-2014）、《电力电缆及通道检修规程》（Q/GDW 11262-2014）、《10-500kV 输变电设备交接试验规程》（Q/GDW 11447-2015）、《电力电缆线路试验规程》（Q/GDW 11316-2014）、《国家电网公司关于印发高压电缆专业管理规定的通知》（国家电网运检〔2016〕1152号）等有关制度标准，并提出以下重点要求：

13.1 防止绝缘击穿

13.1.1 设计阶段

13.1.1.1 应按照全寿命周期管理的要求，根据线路输送容量、系统运行条件、电缆路径、敷设方式和环境等合理选择电缆和附件结构型式。

13.1.1.2 应加强电力电缆和电缆附件选型、订货、验收及投运的全过程管理。应优先选择具有良好运行业绩和成熟制造经验的生产厂家。

13.1.1.3 110（66）kV 及以上电压等级同一受电端的双

回或多回电缆线路应选用不同生产厂家的电缆、附件。110 (66) kV 及以上电压等级电缆的 GIS 终端和油浸终端宜选择插拔式, 人员密集区域或有防爆要求场所的应选择复合套管终端。110 kV 及以上电压等级电缆线路不应选择户外干式柔性终端。

13.1.1.4 设计阶段应充分考虑耐压试验作业空间、安全距离, 在 GIS 电缆终端与线路隔离开关之间宜配置试验专用隔离开关, 并根据需求配置 GIS 试验套管。

13.1.1.5 110 kV 及以上电力电缆站外户外终端应有检修平台, 并满足高度和安全距离要求。

13.1.1.6 10 kV 及以上电压等级电力电缆应采用干法化学交联的生产工艺, 110 (66) kV 及以上电压等级电力电缆应采用悬链式或立塔式三层共挤工艺。

13.1.1.7 运行在潮湿或浸水环境中的 110 (66) kV 及以上电压等级的电缆应有纵向阻水功能, 电缆附件应密封防潮; 35 kV 及以下电压等级电缆附件的密封防潮性能应能满足长期运行需要。

13.1.1.8 电缆主绝缘、单芯电缆的金属屏蔽层、金属护层应有可靠的过电压保护措施。统包型电缆的金属屏蔽层、金属护层应两端直接接地。

13.1.1.9 合理安排电缆段长, 尽量减少电缆接头的数量, 严禁在变电站电缆夹层、出站沟道、竖井和 50 米及以下桥架等区域布置电力电缆接头。110 (66) kV 电缆非开挖定向钻拖拉管两端工作井不宜布置电力电缆接头。

13.1.2 基建阶段

13.1.2.1 对 220kV 及以上电压等级电缆、110 (66) kV 及以下电压等级重要线路的电缆, 应进行监造和工厂验收。

13.1.2.2 应严格进行到货验收, 并开展工厂抽检、到货检测。检测报告作为新建线路投运资料移交运维单位。

13.1.2.3 在电缆运输过程中, 应防止电缆受到碰撞、挤压等导致的机械损伤。电缆敷设过程中应严格控制牵引力、侧压力和弯曲半径。

13.1.2.4 电缆通道、夹层及管孔等应满足电缆弯曲半径的要求, 110 (66) kV 及以上电缆的支架应满足电缆蛇形敷设的要求。电缆应严格按照设计要求进行敷设、固定。

13.1.2.5 施工期间应做好电缆和电缆附件的防潮、防尘、防外力损伤措施。在现场安装 110 (66) kV 及以上电缆附件之前, 其组装部件应试装配。安装现场的温度、湿度和清洁度应符合安装工艺要求, 严禁在雨、雾、风沙等有严重污染的环境中安装电缆附件。

13.1.2.6 电缆金属护层接地电阻、接地箱 (互联箱) 端子接触电阻, 必须满足设计要求和相关技术规范要求。

13.1.2.7 金属护层采取交叉互联方式时, 应逐相进行导通测试, 确保连接方式正确。金属护层对地绝缘电阻应试验合格, 过电压限制元件在安装前应检测合格。

13.1.2.8 110 (66) kV 及以上电缆主绝缘应开展交流耐压试验, 并应同时开展局部放电测量。试验结果作为投运资料移交运维单位。

13.1.2.9 电缆支架、固定金具、排管的机械强度和耐久性应符合设计和长期安全运行的要求，且无尖锐棱角。

13.1.2.10 电缆终端尾管应采用封铅方式，并加装铜编织线连接尾管和金属护套。110(66) kV 及以上电压等级电缆接头两侧端部、终端下部应采用刚性固定。

13.1.3 运行阶段

13.1.3.1 运行部门应加强电缆线路负荷和温度的检（监）测，防止过负荷运行，多条并联的电缆应分别进行测量。巡视过程中应检测电缆附件、接地系统等关键接点的温度。

13.1.3.2 严禁金属护层不接地运行。应严格按照试验规程对电缆金属护层的接地系统开展运行状态检测、试验。

13.1.3.3 运行部门应开展电缆线路状态评价，对异常状态和严重状态的电缆线路应及时检修。

13.1.3.4 应监视重载和重要电缆线路因运行温度变化产生的伸缩位移，出现异常应及时处理。

13.1.3.5 电缆线路发生运行故障后，应检查全线接地系统是否受损，发现问题应及时修复。

13.1.3.6 人员密集区域或有防爆要求场所的瓷套终端应更换为复合套管终端。

13.2 防止电缆火灾

13.2.1 设计和基建阶段

13.2.1.1 电缆线路的防火设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时验收，防火设施未验收合格的电缆线路

不得投入运行。

13.2.1.2 变电站内同一电源的 110 (66) kV 及以上电压等级电缆线路同通道敷设时应两侧布置。同一通道内不同电压等级的电缆, 应按照电压等级的高低从下向上排列, 分层敷设在电缆支架上。

13.2.1.3 110 (66) kV 及以上电压等级电缆在隧道、电缆沟、变电站内、桥梁内应选用阻燃电缆, 其成束阻燃性能应不低于 C 级。与电力电缆同通道敷设的低压电缆、通信光缆等应穿入阻燃管, 或采取其他防火隔离措施。应开展阻燃电缆阻燃性能到货抽检试验, 以及阻燃防火材料 (防火槽盒、防火隔板、阻燃管) 防火性能到货抽检试验, 并向运维单位提供抽检报告。

13.2.1.4 中性点非有效接地方式且允许带故障运行的电力电缆线路不应与 110kV 及以上电压等级电缆线路共用隧道、电缆沟、综合管廊电力舱。

13.2.1.5 非直埋电缆接头的外护层及接地线应包覆阻燃材料, 充油电缆接头及敷设密集的 10~35kV 电缆的接头应用耐火防爆槽盒封闭。密集区域 (4 回及以上) 的 110 (66) kV 及以上电压等级电缆接头应选用防火槽盒、防火隔板、防火毯、防爆壳等防火防爆隔离措施。

13.2.1.6 在电缆通道内敷设电缆需经运行部门许可。施工过程中产生的电缆孔洞应加装防火封堵, 受损的防火设施应及时恢复, 并由运维部门验收。

13.2.1.7 隧道、竖井、变电站电缆层应采取防火墙、

防火隔板及封堵等防火措施。防火墙、阻火隔板和阻火封堵应满足耐火极限不低于 1h 的耐火完整性、隔热性要求。建筑内的电缆井在每层楼板处采用不低于楼板耐火极限的不燃材料或防火封堵材料封堵。

13.2.1.8 变电站夹层宜安装温度、烟气监视报警器，重要的电缆隧道应安装火灾探测报警装置，并应定期检测。

13.2.2 运行阶段

13.2.2.1 电缆密集区域的在役接头应加装防火槽盒或采取其他防火隔离措施。输配电电缆同通道敷设应采取可靠的防火隔离措施。变电站夹层内在役接头应逐步移出，电力电缆切改或故障抢修时，应将接头布置在站外的电缆通道内。

13.2.2.2 运维部门应保持电缆通道、夹层整洁、畅通，消除各类火灾隐患，通道沿线及其内部、隧道通风口（亭）外部不得积存易燃、易爆物。

13.2.2.3 电缆通道临近易燃、易爆或腐蚀性介质的存储容器、输送管道时，应加强监视并采取有效措施，防止其渗漏进入电缆通道，进而损害电缆或导致火灾。

13.2.2.4 在电缆通道、夹层内使用的临时电源应满足绝缘、防火、防潮要求，并配置漏电保护器。工作人员撤离时应立即断开电源。

13.2.2.5 在电缆通道、夹层内动火作业应办理动火工作票，并采取可靠的防火措施。

13.2.2.6 严格按照运行规程规定对通道进行巡检，并

检测电缆和接头运行温度。

13.2.2.7 与 110 (66) kV 及以上电压等级电缆线路共用隧道、电缆沟、综合管廊电力舱的中性点非有效接地方式的电力电缆线路，应开展中性点接地方式改造，或做好防火隔离措施并在发生接地故障时立即拉开故障线路。

13.3 防止外力破坏和设施被盗

13.3.1 设计和基建阶段

13.3.1.1 电缆线路路径、附属设备及设施（地上接地箱、出入口、通风亭等）的设置应通过规划部门审批。应避免电缆通道邻近热力管线、易燃易爆管线（输油、燃气）和腐蚀性介质的管道。

13.3.1.2 综合管廊中 110 (66) 千伏及以上电缆应采用独立舱体建设。电力舱不宜与天然气管道舱、热力管道舱紧邻布置。综合管廊中电力舱应采用独立舱体建设。电力舱不宜与天然气管道舱、热力管道舱紧邻布置。

带格式的：字体：（默认）仿宋_GB2312，（中文）仿宋_GB2312，非加粗，（国际）Times New Roman，图案：清除

13.3.1.3 电缆通道及直埋电缆线路工程应严格按照相关标准和设计要求施工，并同步进行竣工测绘，非开挖工艺的电缆通道应进行三维测绘。应在投运前向运维部门提交竣工资料和图纸。

13.3.1.4 直埋通道两侧应对称设置标识标牌，每块标识标牌设置间距一般不大于 50m。此外电缆接头处、转弯处、进入建筑物处应设置明显方向桩或标桩

13.3.1.5 电缆终端场站、隧道出入口、重要区域的工井井盖应有安防措施，并宜加装在线监控装置。户外金属电

缆支架、电缆固定金具等应使用防盗螺栓。

13.3.2 运行阶段

13.3.2.1 电缆路径上应设立明显的警示标志，对可能发生外力破坏的区段应加强监视，并采取可靠的防护措施。

13.3.2.2 工井正下方的电缆，应采取防止坠落物体打击的防护措施。

13.3.2.3 应监视电缆通道结构、周围土层和临近建筑物等的稳定性，发现异常应及时采取防护措施。

13.3.2.4 敷设于公用通道中的电缆应制定专项管理和技术措施，并加强巡视检测。通道内所有电力电缆及光缆应明确设备归属及运维职责。

13.3.2.5 对盗窃易发地区的电缆设施应加强巡视，接地箱（互联箱）、工井盖等应采取相应的技防措施。退运报废电缆应随同配套工程同步清理。

14 防止接地网和过电压事故

为防止接地网和过电压事故，应认真贯彻《交流电气装置的接地设计规范》（GB 50065-2011）、《1000kV 架空输电线路设计规范》（GB50665-2011）、《±800kV 直流架空输电线路设计规范》（GB50790-2013）、《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》（GB50545-2010）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）、《接地装置特性参数测量导则》（DL/T475-2017）、《电力设备预防性试验规程》（DL/T 596-1996）、《输变电设备状态检修试验规程》（DL/T 393-2010）、《输变电设备状态检修试验规程》（Q/GDW 1168-2013）、《架空输电线路雷电防护导则》（Q/GDW 11452-2015）等标准及相关规程规定，结合近 6 年生产运行情况和典型事故案例，提出以下重点要求：

14.1 防止接地网事故

14.1.1 设计和基建阶段

14.1.1.1 在新建变电站工程设计中，应掌握工程地点的地形地貌、土壤的种类和分层状况，并提高土壤电阻率的测试深度，当采用四极法时，测试电极极间距离一般不小于拟建接地装置的最大对角线，测试条件不满足时至少应达到最大对角线的 2/3。

14.1.1.2 对于 110（66）kV 及以上电压等级新建、改建变电站，在中性或酸性土壤地区，接地装置选用热镀锌钢

为宜，在强碱性土壤地区或者其站址土壤和地下水条件会引起钢质材料严重腐蚀的中性土壤地区，宜采用铜质、铜覆钢（铜层厚度不小于 0.25mm）或者其他具有防腐性能材质的接地网。对于室内变电站及地下变电站应采用铜质材料的接地网。

14.1.1.3 在新建工程设计中，校验接地引下线热稳定所用电流应不小于远期可能出现的最大值，有条件地区可按照断路器额定开断电流校核；接地装置接地体的截面不小于连接至该接地装置接地引下线截面的 75%，并提供接地装置的热稳定容量计算报告。

14.1.1.4 变压器中性点应有两根与地网主网格的不同边连接的接地引下线，并且每根接地引下线均应符合热稳定校核的要求。主设备及设备架构等应有两根与主地网不同干线连接的接地引下线，并且每根接地引下线均应符合热稳定校核的要求。连接引线应便于定期进行检查测试。

14.1.1.5 在接地网设计时，应考虑分流系数的影响，计算确定流过设备外壳接地导体（线）和经接地网入地的最大接地故障不对称电流有效值。

14.1.1.6 6~66kV 不接地、谐振接地和高电阻接地的系统，改造为低电阻接地方式时，应重新核算杆塔和接地网接地阻抗值和热稳定性。

14.1.1.7 变电站内接地装置宜采用同一种材料。当采用不同材料进行混连时，地下部分应采用同一种材料连接。

14.1.1.8 接地装置的焊接质量必须符合有关规定要

求，各设备与主地网的连接必须可靠，扩建地网与原地网间应为多点连接。接地线与主接地网的连接应用焊接，接地线与电气设备的连接可用螺栓或者焊接，用螺栓连接时应设防松螺帽或防松垫片。

14.1.1.9 对于高土壤电阻率地区的接地网，在接地阻抗难以满足要求时，应采取有效的均压及隔离措施，防止人身及设备事故，方可投入运行。对弱电设备应采取有效的隔离或限压措施，防止接地故障时地电位的升高造成设备损坏。

14.1.1.10 变电站控制室及保护小室应独立敷设与主接地网单点连接的二次等电位接地网，二次等电位接地点应有明显标志。

14.1.1.11 接地阻抗测试宜在架空地线（普通避雷线、OPGW 光纤地线）与变电站出线构架连接之前、双端接地的电缆外护套与主地网连接之前完成，若在上述连接完成之后且无法全部断开时测量，应采用分流向量法进行接地阻抗的测试，对不满足设计要求的接地网应及时进行降阻改造。

14.1.2 运行阶段

14.1.2.1 对于已投运的接地装置，应每年根据变电站短路容量的变化，校核接地装置（包括设备接地引下线）的热稳定容量，并结合短路容量变化情况和接地装置的腐蚀程度有针对性地对接地装置进行改造。对于变电站中的不接地、经消弧线圈接地、经低阻或高阻接地系统，必须按异点两相接地故障校核接地装置的热稳定容量。

14.1.2.2 投运 10 年及以上的非地下变电站接地网，应定期开挖（间隔不大于 5 年），抽检接地网的腐蚀情况，每站抽检 5~8 个点。铜质材料接地体地网整体情况评估合格的不必定期开挖检查。

14.2 防止雷电过电压事故

14.2.1 设计阶段

14.2.1.1 架空输电线路的防雷措施应按照输电线路在电网中的重要程度、线路走廊雷电活动强度、地形地貌及线路结构的不同进行差异化配置，重点加强重要线路以及多雷区、强雷区内杆塔和线路的防雷保护。新建和运行的重要线路，应综合采取减小地线保护角、改善接地装置、适当加强绝缘等措施降低线路雷害风险。针对雷害风险较高的杆塔和线段可采用线路避雷器保护或预留加装避雷器的条件。

14.2.1.2 对符合以下条件之一的敞开式变电站应在 110(66)~220kV 进出线间隔入口处加装金属氧化物避雷器。

(1) 变电站所在地区年平均雷暴日大于等于 50 或者近 3 年雷电监测系统记录的平均落雷密度大于等于 3.5 次/(km²·年)。(2) 变电站 110(66)~220kV 进出线路走廊在距变电站 15km 范围内穿越雷电活动频繁平均雷暴日数大于等于 40 日或近 3 年雷电监测系统记录的平均落雷密度大于等于 2.8 次/(km²·年)的丘陵或山区。(3) 变电站已发生过雷电波侵入造成断路器等设备损坏。(4) 经常处于热备用运行的线路。

14.2.1.3 500kV 及以上电压等级线路，设计阶段应计算

线路雷击跳闸率，若大于控制参考值【折算至地闪密度 2.78 次/(km²·年)】则应对雷害特别高的 500kV 杆塔以及 750kV 及以上电压等级特高压线路按段进行雷害风险评估，对高雷害风险等级（Ⅲ、Ⅳ级）的杆塔采取防雷优化措施。500kV 以下电压等级线路可参照执行。

14.2.1.4 设计阶段 500kV 交流线路处于 C2 及以上雷区的线路区段保护角设计值减小 5°。其他电压等级线路地线保护角参考相应设计规范执行。

14.2.1.5 设计阶段杆塔接地电阻设计值应参考相关标准执行，对 220kV 及以下电压等级线路，若杆塔处土壤电阻率大于 1000Ω·m，且地闪密度处于 C1 及以上，则接地电阻较设计规范宜降低 5Ω。

14.2.2 运行阶段

14.2.2.1 加强避雷线运行维护工作，定期打开部分线夹检查，以保证避雷线与杆塔接地点可靠连接。对于具有绝缘架空地线的线路，要加强放电间隙的检查与维护，确保动作可靠。

14.2.2.2 严禁利用避雷针、变电站构架和带避雷线的杆塔作为低压线、通信线、广播线、电视天线的支柱。

14.2.2.3 每年雷雨季节前开展接地电阻测试，对不满足要求的杆塔及时进行降阻改造。定期对接地装置开挖检查。

14.2.2.4 定期检查线路避雷器，每年雷雨季节前记录避雷器计数器读数。

14.3 防止变压器过电压事故

14.3.1 切/合 110kV 及以上有效接地系统中性点不接地的空载变压器时，应先将该变压器中性点临时接地。

14.3.2 为防止在有效接地系统中出现孤立不接地系统并产生较高工频过电压的异常运行工况，110～220kV 不接地变压器的中性点过电压保护应采用水平布置的棒间隙保护方式。对于 110kV 变压器，当中性点绝缘的冲击耐受电压 $\leq 185\text{kV}$ 时，还应在间隙旁并联金属氧化物避雷器，避雷器为主保护，间隙为避雷器的后备保护，间隙距离及避雷器参数配合应进行校核。间隙动作后，应检查间隙的烧损情况并校核间隙距离。

14.3.3 对低压侧有空载运行或者带短母线运行可能的变压器，应在变压器低压侧装设避雷器进行保护。对中压侧有空载运行可能的变压器，中性点有引出的可将中性点临时接地，中性点无引出的应在中压侧装设避雷器。

14.4 防止谐振过电压事故

14.4.1 为防止中性点非直接接地系统发生由于电磁式电压互感器饱和产生的铁磁谐振过电压，可采取以下措施：

14.4.1.1 选用励磁特性饱和点较高的，在 $1.9U_m/\sqrt{3}$ 电压下，铁心磁通不饱和的电压互感器。

14.4.1.2 在电压互感器（包括系统中的用户站）一次绕组中性点对地间串接线性或非线性消谐电阻、加零序电压互感器或在开口三角绕组加阻尼或其他专门消除此类谐振的装置。

14.5 防止弧光接地过电压事故

14.5.1 对于中性点不接地或谐振接地的 6~66kV 系统,应根据电网发展每 1~3 年进行一次电容电流测试。当单相接地电容电流超过相关规定时,应及时装设消弧线圈;单相接地电容电流虽未达到规定值,也可根据运行经验装设消弧线圈,消弧线圈的容量应能满足过补偿的运行要求。在消弧线圈布置上,应避免由于运行方式改变而出现部分系统无消弧线圈补偿的情况。对于已经安装消弧线圈,单相接地电容电流依然超标的,应当采取消弧线圈增容或者采取分散补偿方式。如果系统电容电流大于 150A 及以上,也可以根据系统实际情况改变中性点接地方式或者采用分散补偿。

14.5.2 对于装设手动消弧线圈的 6~66kV 非有效接地系统,应根据电网发展每 3~5 年进行一次调谐试验,使手动消弧线圈运行在过补偿状态,合理整定脱谐度,保证电网不对称度不大于相电压的 1.5%,中性点位移电压不大于额定相电压的 15%。

14.5.3 对于自动调谐消弧线圈,在招标采购阶段应要求生产厂家提供系统电容电流测量及跟踪功能试验报告。自动调谐消弧线圈投入运行后,应定期(时间间隔不大于 3 年)根据实际测量的系统电容电流对其自动调谐功能的准确性进行校核。

14.5.4 在不接地和谐振接地系统中,发生单相接地故障时,应按照就近、快速隔离故障的原则尽快切除故障线路或区段。尤其对于与 66kV 及以上电压等级电缆同隧道、同

电缆沟、同桥梁敷设的纯电缆线路，应全面采取有效防火隔离措施并开展安全性与可靠性评估，当发生单相接地故障时，应尽量缩短切除故障线路时间，降低发生弧光接地过电压的风险。

14.6 防止无间隙金属氧化物避雷器事故

14.6.1 设计制造阶段

14.6.1.1 110（66）kV 及以上电压等级避雷器应安装与电压等级相符的交流泄漏电流监测装置。

14.6.1.2 对于强风地区变电站避雷器应采取差异化设计，避雷器均压环应采取增加固定点、支撑筋数量及支撑筋宽度等加固措施。

14.6.2 基建阶段

14.6.2.1 220kV 及以上电压等级瓷外套避雷器安装前应检查避雷器上下法兰是否胶装正确，下法兰应设置排水孔。

14.6.3 运行阶段

14.6.3.1 对金属氧化物避雷器，必须坚持在运行中按照规程要求进行带电试验。35～500kV 电压等级金属氧化物避雷器可用带电测试替代定期停电试验。

14.6.3.2 对运行 15 年及以上的避雷器应重点跟踪泄漏电流的变化，停运后应重点检查压力释放板是否有锈蚀或破损。

14.7 防止避雷针事故

14.7.1 设计阶段

14.7.1.1 构架避雷针设计时应统筹考虑站址环境条件、

配电装置构架结构形式等，采用格构式避雷针或圆管型避雷针等结构形式。

14.7.1.2 构架避雷针结构形式应与构架主体结构形式协调统一，通过优化结构形式，有效减小风阻。构架主体结构为钢管人字柱时，宜采用变截面钢管避雷针；构架主体结构采用格构柱时，宜采用变截面格构式避雷针。构架避雷针如采用管型结构，法兰连接处应采用有劲肋板法兰刚性连接。

14.7.1.3 在严寒大风地区的变电站，避雷针设计应考虑风振的影响，结构型式宜选用格构式，以降低结构对风荷载的敏感度；当采用圆管型避雷针时，应严格控制避雷针针身的长细比，法兰连接处应采用有劲肋板刚性连接，螺栓应采用 8.8 级高强度螺栓，双帽双垫，螺栓规格不小于 M20，结合环境条件，避雷针钢材应具有冲击韧性的合格保证。

14.7.2 基建阶段

14.7.2.1 钢管避雷针底部应设置有效排水孔，防止内部积水锈蚀或冬季结冰。

14.7.2.2 在非高土壤电阻率地区，独立避雷针的接地电阻不宜超过 10Ω 。当有困难时，该接地装置可与主接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下电压等级设备与主接地网的地下连接点之间，沿接地体的长度不得小于 15m。

14.7.3 运行阶段

14.7.3.1 以 6 年为基准周期或在接地网结构发生改变

后，进行独立避雷针接地装置接地阻抗检测，当测试值大于 10Ω 时应采取降阻措施，必要时进行开挖检查。独立避雷针接地装置与主接地网之间导通电阻应大于 $500m\Omega$ 。

15 防止继电保护事故

为了防止继电保护事故，应贯彻落实《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）、《继电保护和安全自动装置运行管理规程》（DL/T 587-2016）、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》（DL/T 995-2016）、《继电保护和电网安全自动装置现场工作保安规定》（Q/GDW 267-2009）、《220kV～750kV 电网继电保护装置运行整定规程》（DL/T 559-2007）、《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》（电安生〔1994〕191号）、《智能变电站继电保护技术规范》（Q/GDW 441-2010）、《线路保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1161-2014）、《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1175-2013）、《国家电网继电保护整定计算技术规范》（Q/GDW 422-2010）、《10kV～110（66）kV 线路保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 10766-2015）、《10kV～110（66）kV 元件保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 10767-2015）、《智能变电站保护设备在线监视与诊断技术规范》（Q/GDW 11361-2014）、《电流互感器和电压互感器选择及计算规程》（DL/T 866-2015）、《互感器 第2部分：电流互感器的补充技术要求》（GB 20840.2-2014）等有关标准和规程、规定，并提出以下重点要求：

15.1 规划设计阶段应注意的问题

15.1.1 涉及电网安全稳定运行的发、输、变、配及重要用电设备的继电保护装置应纳入电网统一规划、设计、运行和管理。在一次系统规划建设中，应充分考虑继电保护的适应性，避免出现特殊接线方式造成继电保护配置及整定难度的增加，为继电保护安全可靠运行创造良好条件。

15.1.2 继电保护装置的配置和选型，必须满足有关规程规定的要求，并经相关继电保护管理部门同意。保护选型应采用技术成熟、性能可靠、质量优良并经国家电网公司组织的专业检测合格的产品。

15.1.3 继电保护组屏设计应充分考虑运行和检修时的安全性，确保能够采取有效的防继电保护“三误”（误碰、误整定、误接线）措施。当双重化配置的两套保护装置不能实施确保运行和检修安全的技术措施时，应安装在各自保护柜内。

15.1.4 220kV 及以上电压等级线路、变压器、母线、高压电抗器、串联电容器补偿装置等输变电设备的保护应按双重化配置，相关断路器的选型应与保护双重化配置相适应，220kV 及以上电压等级断路器必须具备双跳闸线圈机构。

1000-~~(750)~~kV 变电站内的 110-~~(66)~~kV 母线保护宜按双套配置，330kV 变电站内的 110kV 母线保护宜按双套配置。

15.1.5 当保护采用双重化配置时，其电压切换箱（回路）隔离开关辅助触点应采用单位置输入方式。单套配置保护的电压切换箱（回路）隔离开关辅助触点应采用双位置输入方式。电压切换直流电源与对应保护装置直流电源取自同

一段直流母线且共用直流空气开关。

15.1.6 纵联保护应优先采用光纤通道。分相电流差动保护收发通道应采用同一路由，确保往返延时一致。在回路设计和调试过程中应采取有效措施防止双重化配置的线路保护或双回线的线路保护通道交叉使用。

15.1.7 对闭锁式纵联保护，“其他保护停信”回路应直接接入保护装置，而不应接入收发信机。

15.1.8 在新建、扩建和技改工程中，应根据《电流互感器和电压互感器选择及计算规程》（DL/T 866-2015）、《互感器 第 2 部分：电流互感器的补充技术要求》（GB 20840.2-2014）和电网发展的情况进行互感器的选型工作，并充分考虑到保护双重化配置的要求。

15.1.9 应根据系统短路容量合理选择电流互感器的容量、变比和特性，满足保护装置整定配合和可靠性的要求。

15.1.10 线路各侧或主设备差动保护各侧的电流互感器的相关特性宜一致，避免在遇到较大短路电流时因各侧电流互感器的暂态特性不一致导致保护不正确动作。

15.1.11 母线差动保护各支路电流互感器变比差不宜大于 4 倍。

15.1.12 母线差动、变压器差动和发变组差动保护各支路的电流互感器应优先选用准确限值系数（ALF）和额定拐点电压较高的电流互感器。

15.1.13 应充分考虑合理的电流互感器配置和二次绕组分配，消除主保护死区。

15.1.13.1 当采用 3/2、4/3、角形接线等多断路器接线形式时，应在断路器两侧均配置电流互感器。

15.1.13.2 对经计算影响电网安全稳定运行重要变电站的 220kV 及以上电压等级双母线接线方式的母联、分段断路器，应在断路器两侧配置电流互感器。

15.1.13.3 对确实无法快速切除故障的保护动作死区，在满足系统稳定要求的前提下，可采取启动失灵和远方跳闸等后备措施加以解决；经系统方式计算可能对系统稳定造成较严重的威胁时，应进行改造。

~~15.1.14 实施无人值班的厂站，保护与测控功能应相互独立，确保在任意元件损坏或异常情况下，保护和测控功能相互不受影响，在保护装置异常、失电等情况下能够尽快停运相关一次设备。~~

15.1. ~~15-14~~ 除母线保护、变压器保护外，不同间隔设备的主保护功能不应集成。

15.1. ~~16-15~~ 主设备非电量保护应防水、防振、防油渗漏、密封性好。气体继电器至保护柜的电缆应尽量减少中间转接环节。

15.1. ~~17-16~~ 应充分考虑安装环境对保护装置性能及寿命的影响，对于布置在室外的保护装置，其附属设备（如智能控制柜及温控设备）的性能指标应满足保护运行要求且便于维护。

15.1. ~~18-17~~ 500kV 及以上电压等级变压器低压侧并联电抗器和电容器、站用变压器的保护配置与设计，应与一次系

统相适应，防止电抗器和电容器、站用变故障造成主变压器跳闸。

15.1. ~~19~~—18 110 (66) kV 及以上电压等级变电站应配置故障录波器。

15.1. ~~20~~—19 变电站内的故障录波器应能对站用直流系统的各母线段（控制、保护）对地电压进行录波。

15.1. ~~21~~—20 为保证继电保护相关辅助设备（如交换机、光电转换器等）的供电可靠性，宜采用直流电源供电。因硬件条件限制只能交流供电的，电源应取自站用不间断电源。

15.2 继电保护配置应注意的问题

15.2.1 继电保护的设计、选型、配置应以继电保护“四性”（可靠性、速动性、选择性、灵敏性）为基本原则，任何技术创新不得以牺牲继电保护的快速性和可靠性为代价。

15.2.2 电力系统重要设备的继电保护应采用双重化配置，两套保护装置的跳闸回路应与断路器的两个跳闸线圈分别一一对应。每一套保护均应能独立反应被保护设备的各种故障及异常状态，并能作用于跳闸或发出信号，当一套保护退出时不应影响另一套保护的运行。双重化配置的继电保护应满足以下基本要求：

15.2.2.1 两套保护装置的交流电流应分别取自电流互感器互相独立的绕组；交流电压应分别取自电压互感器互相独立的绕组。对原设计中电压互感器仅有一组二次绕组，且已经投运的变电站，应积极安排电压互感器的更新改造工作，改造完成前，应在开关场的电压互感器端子箱处，利用

具有短路跳闸功能的两组分相空气开关将按双重化配置的两套保护装置交流电压回路分开。

15.2.2.2 两套保护装置的直流电源应取自不同蓄电池组连接的直流母线段。每套保护装置及其相关设备（电子式互感器、合并单元、智能终端、网络设备、操作箱、跳闸线圈等）的直流电源均应取自与同一蓄电池组相连的直流母线，避免因一组站用直流电源异常对两套保护功能同时产生影响而导致的保护拒动。

15.2.2.3 220kV 及以上电压等级断路器的压力闭锁继电器应双重化配置，防止其中一组操作电源失去时，另一套保护和操作箱或智能终端无法跳闸出口。对已投入运行，只有单套压力闭锁继电器的断路器，应结合设备运行评估情况，逐步技术改造。

15.2.2.4 两套保护装置与其他保护、设备配合的回路应遵循相互独立的原则，应保证每一套保护装置与其他相关装置（如通道、失灵保护）联络关系的正确性，防止因交叉停用导致保护功能缺失。

15.2.2.5 220kV 及以上电压等级线路按双重化配置的两套保护装置的通道应遵循相互独立的原则，采用双通道方式的保护装置，其两个通道也应相互独立。保护装置及通信设备电源配置时应注意防止单组直流电源系统异常导致双重化快速保护同时失去作用的问题。

15.2.2.6 为防止装置家族性缺陷可能导致的双重化配置的两套继电保护装置同时拒动的问题，双重化配置的线

路、变压器、母线、高压电抗器等保护装置应采用不同生产厂家的产品。

15.2.3 220kV 及以上电压等级的线路保护应满足以下要求:

15.2.3.1 每套保护均应能对全线路内发生的各种类型故障快速动作切除。对于要求实现单相重合闸的线路,在线路发生单相经高阻接地故障时,应能正确选相跳闸。

15.2.3.2 对于远距离、重负荷线路及事故过负荷等情况,继电保护装置应采取有效措施,防止相间、接地距离保护在系统发生较大的潮流转移时误动作。

15.2.3.3 引入两组及以上电流互感器构成合电流的保护装置,各组电流互感器应分别引入保护装置,不应通过装置外部回路形成合电流。对已投入运行采用合电流引入保护装置的,应结合设备运行评估情况,逐步技术改造。

15.2.3.4 应采取措施,防止由于零序功率方向元件的电压死区导致零序功率方向纵联保护拒动,但不应采用过分降低零序动作电压的方法。

15.2.4 断路器失灵保护中用于判断断路器主触头状态的电流判别元件应保证其动作和返回的快速性,动作和返回时间均不宜大于 20ms,其返回系数也不宜低于 0.9。

15.2.5 当变压器、电抗器的非电量保护采用就地跳闸方式时,应向监控系统发送动作信号。未采用就地跳闸方式的非电量保护应设置独立的电源回路(包括直流空气开关及其直流电源监视回路)和出口跳闸回路,且必须与电气量保

护完全分开。220kV 及以上电压等级变压器、电抗器的非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

15.2.6 变压器的高压侧宜设置长延时的后备保护。在保护不失配的前提下，尽量缩短变压器后备保护的整定时间。

15.2.7 变压器过励磁保护的启动、反时限和定时限元件应根据变压器的过励磁特性曲线分别进行整定，其返回系数不应低于 0.96。

15.2.8 为提高切除变压器低压侧母线故障的可靠性，宜在变压器的低压侧设置取自不同电流回路的两套电流保护功能。当短路电流大于变压器热稳定电流时，变压器保护切除故障的时间不宜大于 2s。

15.2.9 110 (66) kV 及以上电压等级的母联、分段断路器应按断路器配置专用的、具备瞬时和延时跳闸功能的过电流保护装置。

15.2.10 220kV 及以上电压等级变压器、发变组的断路器失灵保护应满足以下要求：

15.2.10.1 当接线形式为线路-变压器或线路-发变组时，线路和主设备的电气量保护均应启动断路器失灵保护。当本侧断路器无法切除故障时，应采取启动远方跳闸等后备措施加以解决。

15.2.10.2 变压器的电气量保护应启动断路器失灵保护，断路器失灵保护动作除应跳开失灵断路器相邻的全部断路器外，还应跳开本变压器连接其他电源侧的断路器。

15.2.11 防跳继电器动作时间应与断路器动作时间配合，断路器三相位置不一致保护的動作时间应与相关保护、重合闸时间相配合。

15.3 基建调试及验收应注意的问题

15.3.1 应从保证设计、调试和验收质量的要求出发，合理确定新建、扩建、技改工程工期。基建调试应严格按照规程规定执行，不得为赶工期减少调试项目，降低调试质量。

15.3.2 基建单位应至少提供以下资料：一次设备实测参数；通道设备（包括接口设备、高频电缆、阻波器、结合滤波器、耦合电容器等）的参数和试验数据、通道时延等；电流、电压互感器的试验数据（如变比、伏安特性、极性、直流电阻及 10%误差计算等）；保护装置及相关二次交、直流和信号回路的绝缘电阻的实测数据；气体继电器试验报告；全部保护纸质及电子版竣工图纸（含设计变更）、保护装置及自动化监控系统使用及技术说明书、智能站配置文件和资料性文件【包括智能电子设备能力描述（ICD）文件、变电站配置描述（SCD）文件、已配置的智能电子设备描述（CID）文件、回路实例配置（CCD）文件、虚拟局域网（VLAN）划分表、虚端子配置表、竣工图纸和调试报告等】、保护调试报告、二次回路（含光纤回路）检测报告以及调控机构整定计算所必需的其他资料。

15.3.3 基建验收应满足以下要求：

15.3.3.1 验收方应根据有关规程、规定及反事故措施要求制定详细的验收标准。

15.3.3.2 应保证合理的设备验收时间，确保验收质量。

15.3.3.3 必须进行所有保护整组检查，模拟故障检查保护与硬（软）压板的唯一对应关系，避免有寄生回路存在。

15.3.3.4 对于新投设备，做整组试验时，应按规定要求把被保护设备的各套保护装置串接在一起进行；应按相关规程要求，检验同一间隔内所有保护之间的相互配合关系；线路纵联保护还应与对侧线路保护进行一一对应的联动试验。

15.3.3.5 应认真检查继电保护和安全自动装置、站端后台、调度端的各种保护动作、异常等相关信号是否齐全、准确、一致，是否符合设计和装置原理。

15.3.3.6 应保证继电保护装置、安全自动装置以及故障录波器等二次设备与一次设备同期投入。

15.3.4 新设备投产时应认真编写继电保护启动方案，做好事故预想，确保启动调试设备故障能够可靠切除。

15.4 运行管理应注意的问题

15.4.1 严格执行继电保护现场标准化作业指导书，规范现场安全措施，防止继电保护“三误”事故。

15.4.2 加强继电保护和安全自动装置运行维护工作，配置足够的备品、备件，缩短缺陷处理时间。装置检验应保质保量，严禁超期和漏项，应特别加强对新投产设备的首年全面校验，提高设备健康水平。

15.4.3 所有保护用电流回路在投入运行前，除应在负荷电流满足电流互感器精度和测量表计精度的条件下测定

变比、极性以及电流和电压回路相位关系正确外，还必须测量各中性线的不平衡电流（或电压），以保证保护装置和二次回路接线的正确性。

15.4.4 原则上 220kV 及以上电压等级母线不允许无母线保护运行。110kV 母线保护停用期间，应采取相应措施，严格限制变电站母线侧隔离开关的倒闸操作，以保证系统安全。

15.4.5 建立和完善二次设备在线监视与分析系统，确保继电保护信息、故障录波等可靠上送。在线监视与分析系统应严格按照国家有关网络安全规定，做好有关安全防护。在改造、扩建工程中，新保护装置必须满足网络安全规定方可接入二次设备在线监视与分析系统。

15.4.6 加强微机保护装置、合并单元、智能终端、直流保护装置、安全自动装置软件版本管理，对智能变电站还需加强 ICD、SCD、CID、CCD 文件的管控，未经主管部门认可的软件版本和 ICD、SCD、CID、CCD 文件不得投入运行。保护软件及现场二次回路的变更须经相关保护管理部门同意，并及时修订相关的图纸资料。

15.4.7 在保证安全的前提下，可开放保护装置远方投退压板、远方切换定值区功能。远方投退保护和远方切换定值区操作应具备保证安全的验证机制，防止保护误投和误整定的发生。

15.4.8 继电保护专业和通信专业应密切配合。注意校核继电保护通信设备（光纤、微波、载波）传输信号的可靠

性和冗余度及通道传输时间，检查是否设定了不必要的收、发信环节的延时或展宽时间，防止因通信问题引起保护不正确动作。

15.4.9 利用载波作为纵联保护通道时，应建立阻波器、结合滤波器等高频通道加工设备的定期检修制度，定期检查线路高频阻波器、结合滤波器等设备运行状态。对已退役的高频阻波器、结合滤波器和分频滤过器等设备，应及时采取安全隔离措施。

15.4.10 加强继电保护试验仪器、仪表的管理工作，每1~2年应对微机型继电保护试验装置进行一次全面检测，确保试验装置的准确度及各项功能满足继电保护试验的要求，防止因试验仪器、仪表存在问题造成继电保护误整定、误试验。

15.4.11 相关专业人员在继电保护回路工作时，必须遵守继电保护的有关规定。

15.5 定值管理应注意的问题

15.5.1 依据电网结构和继电保护配置情况，按相关规定进行继电保护的整定计算。

15.5.2 当灵敏性与选择性难以兼顾时，应首先考虑以保灵敏度为主，防止保护拒动，并备案报主管领导批准。

15.5.3 宜设置不经任何闭锁的、长延时的线路后备保护。

15.5.4 中、低压侧为110kV及以下电压等级且中、低压侧并列运行的变压器，中、低压侧后备保护应第一时限跳

开母联或分段断路器，缩小故障范围。

15.5.5 对发电厂继电保护整定计算的要求如下：

15.5.5.1 发电厂应按相关规定进行继电保护整定计算，并认真校核与系统保护的配合关系。

15.5.5.2 发电厂应加强厂用系统的继电保护整定计算与管理，防止因厂用系统保护不正确动作，扩大事故范围。

15.5.5.3 发电厂应根据调控机构下发的等值参数、定值限额及配合要求等定期（至少每年）对所辖设备的整定值进行全面复算和校核。

15.6 二次回路应注意的问题

15.6.1 严格执行有关规程、规定及反事故措施，防止二次寄生回路的形成。

15.6.2 为提高继电保护装置的抗干扰能力，应采取以下措施：

15.6.2.1 在保护室屏柜下层的电缆室（或电缆沟道）内，沿屏柜布置的方向逐排敷设截面积不小于 100mm^2 的铜排（缆），将铜排（缆）的首端、末端分别连接，形成保护室内的等电位地网。该等电位地网应与变电站主地网一点相连，连接点设置在保护室的电缆沟道入口处。为保证连接可靠，等电位地网与主地网的连接应使用 4 根及以上，每根截面积不小于 50mm^2 的铜排（缆）。

15.6.2.2 分散布置保护小室（含集装箱式保护小室）的变电站，每个小室均应参照 15.6.2.1 要求设置与主地网一点相连的等电位地网。小室之间若存在相互连接的二次电

缆，则小室的等电位地网之间应使用截面积不小于 100mm^2 的铜排（缆）可靠连接，连接点应设在小室等电位地网与变电站主接地网连接处。保护小室等电位地网与控制室、通信室等的地网之间亦应按上述要求进行连接。~~分散布置保护小室（含集装箱式保护小室）的变电站，每个小室均应设置与主地网一点相连的等电位地网，小室之间若存在相互连接的二次电缆，则小室的等电位地网之间应使用截面积不小于 100mm^2 的铜排（缆）可靠连接，连接点应设在小室等电位地网与变电站主接地网连接处。保护小室等电位地网与控制室、通信室等的地网之间亦应按上述要求进行连接。~~

15.6.2.3 微机保护和控制装置的屏柜下部应设有截面积不小于 100mm^2 的铜排（不要求与保护屏绝缘），屏柜内所有装置、电缆屏蔽层、屏柜门体的接地端应用截面积不小于 4mm^2 的多股铜线与其相连，铜排应用截面不小于 50mm^2 的铜缆接至保护室内的等电位接地网。

15.6.2.4 直流电源系统绝缘监测装置的平衡桥和检测桥的接地端以及微机型继电保护装置柜屏内的交流供电电源（照明、打印机和调制解调器）的中性线（零线）不应接入保护专用的等电位接地网。

15.6.2.5 微机型继电保护装置之间、保护装置至开关场就地端子箱之间以及保护屏至监控设备之间所有二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆，电缆的屏蔽层两端接地，严禁使用电缆内的备用芯线替代屏蔽层接地。

15.6.2.6 为防止地网中的大电流流经电缆屏蔽层，应

在开关场二次电缆沟道内沿二次电缆敷设截面积不小于 100mm^2 的专用铜排（缆）；专用铜排（缆）的一端在开关场的每个就地端子箱处与主地网相连，另一端在保护室的电缆沟道入口处与主地网相连。—，铜排不要求与电缆支架绝缘。

15.6.2.7 接有二次电缆的开关场就地端子箱内（汇控柜、智能控制柜）应设有铜排（不要求与端子箱外壳绝缘），二次电缆屏蔽层、保护装置及辅助装置接地端子、屏柜本体通过铜排接地。铜排截面积应不小于 100mm^2 ，一般设置在端子箱下部，通过截面积不小于 100mm^2 的铜缆与电缆沟内不小于的 100mm^2 的专用铜排（缆）及变电站主地网相连。

15.6.2.8 由一次设备（如变压器、断路器、隔离开关和电流、电压互感器等）直接引出的二次电缆的屏蔽层应使用截面不小于 4mm^2 多股铜质软导线仅在就地端子箱处一点接地，在一次设备的接线盒（箱）处不接地，二次电缆经金属管从一次设备的接线盒（箱）引至电缆沟，并将金属管的上端与一次设备的底座或金属外壳良好焊接，金属管另一端应在距一次设备 $3\sim 5\text{m}$ 之外与主接地网焊接。

15.6.2.9 由纵联保护用高频结合滤波器至电缆主沟施放一根截面不小于 50mm^2 的分支铜导线，该铜导线在电缆沟的一侧焊至沿电缆沟敷设的截面积不小于 100mm^2 专用铜排（缆）上；另一侧在距耦合电容器接地点约 $3\sim 5\text{m}$ 处与变电站主地网连通，接地后将延伸至保护用结合滤波器处。

15.6.2.10 结合滤波器中与高频电缆相连的变送器的一、二次线圈间应无直接连线，一次线圈接地端与结合滤波

器外壳及主地网直接相连；二次线圈与高频电缆屏蔽层在变送器端子处相连后用不小于 10mm^2 的绝缘导线引出结合滤波器，再与上述与主沟截面积不小于 100mm^2 的专用铜排（缆）焊接的 50mm^2 分支铜导线相连；变送器二次线圈、高频电缆屏蔽层以及 50mm^2 分支铜导线在结合滤波器处不接地。

15.6.2.11 当使用复用载波作为纵联保护通道时，结合滤波器至通信室的高频电缆敷设应按 15.6.2.9 和 15.6.2.10 的要求执行。

15.6.2.12 保护室与通信室之间信号优先采用光缆传输。若使用电缆，应采用双绞双屏蔽电缆，其中内屏蔽在信号接收侧单端接地，外屏蔽在电缆两端接地。

15.6.2.13 应沿线路纵联保护光电转换设备至光通信设备光电转换接口装置之间的 2M 同轴电缆敷设截面积不小于 100mm^2 铜电缆。该铜电缆两端分别接至光电转换接口柜和光通信设备（数字配线架）的接地铜排。该接地铜排应与 2M 同轴电缆的屏蔽层可靠相连。为保证光电转换设备和光通信设备（数字配线架）的接地电位的一致性，光电转换接口柜和光通信设备的接地铜排应同点与主地网相连。重点检查 2M 同轴电缆接地是否良好，防止电网故障时由于屏蔽层接触不良影响保护通信信号。

15.6.2.14 在干扰水平较高的场所，或是为取得必要的抗干扰效果，可在敷设等电位接地网的基础上使用金属电缆托盘（架），将各段电缆托盘（架）与等电位接地网紧密连接，并将不同用途的电缆分类、分层敷设在金属电缆托盘

(架) 中。

15.6.3 二次回路电缆敷设应符合以下要求：

15.6.3.1 合理规划二次电缆的路径，尽可能离开高压母线、避雷器和避雷针的接地点，并联电容器、电容式电压互感器、结合电容及电容式套管等设备；避免和或减少迂回以缩短二次电缆的长度；拆除与运行设备无关的电缆。

15.6.3.2 交流电流和交流电压回路、不同交流电压回路、交流和直流回路、强电和弱电回路、来自电压互感器二次的四根引入线和电压互感器开口三角绕组的两根引入线均应使用各自独立的电缆。

15.6.3.3 保护装置的跳闸回路和启动失灵回路均应使用各自独立的电缆。

15.6.4 重视继电保护二次回路的接地问题，并定期检查这些接地点的可靠性和有效性。继电保护二次回路接地应满足以下要求：

15.6.4.1 电流互感器或电压互感器的二次回路，均必须且只能有一个接地点。当两个及以上电流（电压）互感器二次回路间有直接电气联系时，其二次回路接地点设置应符合以下要求：

(1) 便于运行中的检修维护。

(2) 互感器或保护设备的故障、异常、停运、检修、更换等均不得造成运行中的互感器二次回路失去接地。

15.6.4.2 未在开关场接地的电压互感器二次回路，宜在电压互感器端子箱处将每组二次回路中性点分别经放电

间隙或氧化锌阀片接地，其击穿电压峰值应大于 $30 \cdot I_{\max} V$ （ $I_{\max}$ 为电网接地故障时通过变电站的可能最大接地电流有效值，单位为 kA）。应定期检查放电间隙或氧化锌阀片，防止造成电压二次回路出现多点接地。为保证接地可靠，各电压互感器的中性线不得接有可能断开的开关或熔断器等。

15.6.4.3 独立的、与其他互感器二次回路没有电气联系的电流互感器二次回路可在开关场一点接地，但应考虑将开关场不同点地电位引至同一保护柜时对二次回路绝缘的影响。

15.6.4.4 严禁在保护装置电流回路中并联接入过电压保护器，防止过电压保护器不可靠动作引起差动保护误动作。

15.6.5 制造部门应提高微机保护抗电磁骚扰水平和防护等级，保护装置由屏外引入的开入回路应采用 $\pm 220V/110V$ 直流电源。光耦开入的动作电压应控制在额定直流电源电压的 55%~70% 范围以内。

15.6.6 继电保护及安全自动装置应选用抗干扰能力符合有关规程规定的产品，针对来自系统操作、故障、直流接地等的异常情况，应采取有效防误动措施。继电保护及安全自动装置应采取有效措施防止单一元件损坏可能引起的不正确动作。断路器失灵启动母线保护、变压器断路器失灵启动等重要回路应采用装设大功率重动继电器，或者采取软件防误等措施。

15.6.7 外部开入直接启动，不经闭锁便可直接跳闸（如

变压器和电抗器的非电量保护、不经就地判别的远方跳闸等），或虽经有限闭锁条件限制，但一旦跳闸影响较大（如失灵启动等）的重要回路，应在启动开入端采用动作电压在额定直流电源电压的 55%~70% 范围以内的中间继电器，并要求其动作功率不低于 5W。

15.6.8 对经长电缆跳闸的回路，应采取防止长电缆分布电容影响和防止出口继电器误动的措施。

15.6.9 控制系统与继电保护的直流电源配置应满足以下要求：

15.6.9.1 对于接近后备原则双重化配置的保护装置，每套保护装置应由不同的电源供电，并分别设有专用的直流空气开关。

15.6.9.2 母线保护、变压器差动保护、发电机差动保护、各种双断路器接线方式的线路保护等保护装置与每一断路器的控制回路应分别由专用的直流空气开关供电。

15.6.9.3 有两组跳闸线圈的断路器，其每一跳闸回路应分别由专用的直流空气开关供电，且跳闸回路控制电源应与对应保护装置电源取自同一直流母线段。

15.6.9.4 单套配置的断路器失灵保护动作后应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。

15.6.9.5 直流空气开关的额定工作电流应按最大动态负荷电流（即保护三相同时动作、跳闸和收发信机在满功率发信的状态下）的 2.0 倍选用。

15.6.10 继电保护使用直流系统在运行中的最低电压

不低于额定电压的 85%，最高电压不高于额定电压的 110%。

15.6.11 在运行和检修中应加强对直流系统的管理，严格执行有关规程、规定及反事故措施，防止直流系统故障，特别要防止交流串入直流回路，造成电网事故。

15.6.12 保护屏柜上交流电压回路的空气开关应与电压回路总路开关在跳闸时限上有明确的配合关系。

15.7 智能站保护应注意的问题

15.7.1 智能变电站规划设计时，应注意如下事项：

15.7.1.1 智能变电站的保护设计应坚持继电保护“四性”，遵循“直接采样、直接跳闸”、“独立分散”、“就地化布置”原则，应避免合并单元、智能终端、交换机等任一设备故障时，同时失去多套主保护。

15.7.1.2 有扩建需要的智能变电站，在初期设计、施工、验收工作中，交换机、网络报文分析仪、故障录波器、母线保护、公用测控装置、电压合并单元等公用设备需要为扩建设备预留相关接口及通道，避免扩建时公用设备改造增加运行设备风险。

15.7.1.3 330kV 及以上和涉及系统稳定的 220kV 新建、扩建或改造的智能变电站采用常规互感器时，应通过二次电缆直接接入保护装置。已投运的智能变电站应按上述原则，分轻重缓急实施改造。

15.7.1.4 保护装置不应依赖外部对时系统实现其保护功能，避免对时系统或网络故障导致同时失去多套保护。

15.7.1.5 220kV 及以上电压等级的继电保护及与之相关

带格式的：字体：（默认）仿宋_GB2312，（中文）仿宋_GB2312

带格式的：字体：（默认）仿宋_GB2312，（中文）仿宋_GB2312

带格式的：字体：（默认）仿宋_GB2312，（中文）仿宋_GB2312

带格式的：字体：（默认）仿宋_GB2312，（中文）仿宋_GB2312

的设备、网络等应按照双重化原则进行配置。任一套保护装置不应跨接双重化配置的两个过程层网络。如必须跨双网运行，则应采取有效措施，严格防止因网络风暴原因同时影响双重化配置的两个网络。

15.7.1.6 当双重化配置的保护装置组在一面保护屏（柜）内，保护装置退出、消缺或试验时，应做好防护措施。同一屏内的不同保护装置不应共用光缆、尾缆，其所用光缆不应接入同一组光纤配线架，防止一台装置检修时造成另一台装置陪停。为保证设备散热良好、运维便利，同一屏内的设备纵向布置要留有充足距离。

15.7.1.7 交换机 VLAN 划分应遵循“简单适用，统一兼顾”的原则，既要满足新建站设备运行要求，防止由于交换机配置失误引起保护装置拒动，又要兼顾远景扩建需求，防止新设备接入时多台交换机修改配置所导致的大规模设备陪停。

15.7.2 选型采购时，应注意如下事项：

15.7.2.1 为保证智能变电站二次设备可靠运行、运维高效，合并单元、智能终端、过程层交换机应采用通过国家电网公司组织的专业检测的产品，合并单元、智能终端宜选用与对应保护装置同厂家的产品。

15.7.2.2 智能控制柜应具备温度湿度调节功能，附装空调、加热器或其他控温设备，柜内湿度应保持在 90% 以下，柜内温度应保持在 +5℃ ~ +55℃ 之间。

15.7.2.3 就地布置的智能电子设备应具备完善的高

温、高湿及电磁兼容等防护措施，防止因运行环境恶劣导致电子设备故障。

15.7.2.4 加强合并单元额定延时参数的测试和验收，防止参数错误导致的保护不正确动作。

15.7.2.5 故障录波器应选用独立于被监测保护生产厂家设备的产品，以确保保护装置运行状态及家族性缺陷分析数据的客观性。

15.7.3 应强化智能变电站运行管理，具体要求如下：

15.7.3.1 运维单位应完善智能变电站现场运行规程，细化智能设备各类报文、信号、硬压板、软压板的使用说明和异常处置方法，应规范压板操作顺序，现场操作时应严格按照顺序进行操作，并在操作前后检查保护的告警信号，防止误操作事故。

15.7.3.2 应加强 SCD 文件在设计、基建、改造、验收、运行、检修等阶段的全过程管控，验收时要确保 SCD 文件的正确性及其与设备配置文件的一致性，防止因 SCD 文件错误导致保护失效或误动。

16 防止电网调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故

16.1 防止电网调度自动化系统事故

为防止电网调度自动化系统事故，应贯彻落实《电力系统调度自动化设计规程》(DL/T 5003-2017)、《电力调度自动化运行管理规程》(DL/T 516-2017)、《智能电网调度控制系统技术规范》系列标准(DL/T 1709-2017)、《变电站监控系统技术规范》(DL/T 1403-2015)、《国家电网公司调度自动化系统建设管理规定》(国网(调/4)528-2014)、《国家电网公司省级以上调控机构安全生产保障能力评估办法》(国网(调/4)339-2014)等有关要求，适应坚强智能电网发展的需要，提高电网调度自动化运行可靠性，并提出以下重点要求：

16.1.1 设计阶段

16.1.1.1 调度自动化主站系统的核心设备(数据采集与交换服务器、监视控制服务器、历史数据库服务器、分析决策服务器等)应采用冗余配置，磁盘阵列宜采用冗余配置。

16.1.1.2 调度自动化系统应采用专用的、冗余配置的不间断电源(UPS)供电，UPS单机负载率应不高于40%。外供交流电消失后UPS电池满载供电时间应不小于2h。UPS应至少具备两路独立的交流供电电源，且每台UPS的供电开关应独立。

16.1.1.3 备用调度控制系统及其通信通道应独立配

置，宜实现全业务备用。

16.1.1.4 主网 500kV (330kV) 及以上厂站、220kV 枢纽变电站、大电源、电网薄弱点、通过 35kV 及以上电压等级线路并网且装机容量 40MW 及以上的风电场、光伏电站均应部署相量测量装置 (PMU)，其中新能源发电汇集站、直流换流站及近区厂站的相量测量装置应具备连续录波和次/超同步振荡监测功能。

16.1.1.5 厂站远动装置、计算机监控系统及其测控单元等自动化设备应采用冗余配置的 UPS 或站内直流电源供电。具备双电源模块的设备，应由不同电源供电。

16.1.1.6 厂站测控装置应接收站内统一授时信号，具有带时标数据采集和处理功能，变化遥测数据上送阈值应满足调度要求，具备时间同步状态监测管理功能。

16.1.1.7 改 (扩) 建变电站 (换流站) 的改 (扩) 建部分和原有部分应接入同一监控系统，不应采用两套或多套监控系统。

16.1.2 基建阶段

16.1.2.1 厂站自动化系统和设备、调度数据网等必须提前进行调试，出具调试和验收报告，并完成与调度主站联调，验收合格方可投入运行，确保与一次设备同步投入运行，投产资料文档应同步提交。

16.1.2.2 厂站数据通信网关机、相量测量装置、时间同步装置、调度数据网及安全防护设备等屏柜宜集中布置，双套配置的设备宜分屏放置且两个屏应采用独立电源供电。

二次线缆的施工工艺、标识应符合相关标准、规范要求。

16.1.3 运行阶段

16.1.3.1 变电站监控系统软件、应用软件升级和参数变更应经过测试并提交合格测试报告后方可投入运行。

16.1.3.2 主站系统应建立基础数据一体化维护使用机制和考核机制，利用状态估计、综合智能告警、远程浏览、母线功率不平衡统计等手段，加强对基础数据质量的监视与管理，不断提高基础数据（尤其是电网模型参数和运行数据）的完整性、准确性、一致性和及时性。

16.2 防止电力监控系统网络安全事故

为防止电力监控系统网络安全事故，应贯彻落实《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发改委 2014 年第 14 号令）、《电力监控系统安全防护总体方案》（国家能源局国能安全〔2015〕36 号）、《电力行业信息安全等级保护管理办法》（国能安全 2014 年 318 号）等有关要求，坚持“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”基本原则，落实网络安全防护措施与电力监控系统同步规划、同步建设、同步使用要求，提高电力监控系统安全防护水平，并提出以下重点要求：

16.2.1 设计阶段

16.2.1.1 在电力监控系统新建、改造工作的设计阶段，工程管理单位（部门）应根据相关规定组织确定电力监控系统安全等级，提交安全防护评估方案，并通过主管部门评审。

16.2.1.2 生产控制大区的业务系统与终端的纵向通信

应优先采用电力调度数据网等专用数据网络,并采取有效的防护措施;使用无线通信网或非电力调度数据网进行通信的,应当设立安全接入区,并采用安全隔离、访问控制、安全认证及数据加密等安全措施。

16.2.1.3 配电自动化系统、负荷控制系统应部署于生产控制大区配电或营销专区,采用专用网络通信,与管理信息大区系统之间采用物理隔离的安全防护措施,与终端间的纵向通信应当采用经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置或者加密认证网关及相应设施,加密设备证书由调度数字证书系统签发。

16.2.1.4 具有远方控制功能(如系统保护、精准切负荷等)的业务应采用人员、设备和程序的身份认证,具备数据加密等安全技术措施。

16.2.1.5 地级以上调控机构应建设网络安全管理平台,公司资产厂站侧应部署网络安全监测装置,实现对调度控制系统、变电站监控系统、发电厂监控系统网络安全事件的监视、告警、分析和审计功能。应建立配电自动化系统、负荷控制系统等其他电力监控系统及其终端的网络安全事件的监测和管理技术手段,并将重要告警信息及时传送至调控机构网络安全管理平台。

16.2.2 基建阶段

16.2.2.1 电力监控系统工程建设和管理单位(部门)应严格按照安全防护要求,保障横向隔离、纵向认证、调度数字证书、网络安全监测等安全防护技术与电力监控系

统同步建设，根据要求配置安全防护策略，验收合格方可开展业务调试。

16.2.2.2 电力监控系统安全防护实施方案应经过相应调控机构的审核，方案实施完成后应当通过相应调控机构参与的验收。

16.2.2.3 接入调度数据网络的节点、设备和应用系统，其接入技术方案和安全防护措施必须经直接负责的调控机构同意，并严格执行调度数据网接入和安全策略配置管理流程，未经审批不得擅自接入。

16.2.2.4 电力监控系统工程建设和管理单位（部门）应按照最小化原则，采取白名单方式对安全防护设备的策略进行合理配置。电力监控系统各类主机、网络设备、安防设备、操作系统、应用系统、数据库等应采用强口令，并删除缺省账户。应按要求对电力监控系统主机及网络设备进行安全加固，关闭空闲的硬件端口，关闭生产控制大区禁用的通用网络服务。

16.2.2.5 电力监控系统在设备选型及配置时，应使用国家指定部门检测认证的安全加固的操作系统和数据库，禁止选用经国家相关管理部门检测认定并通报存在漏洞和风险的系统和设备。生产控制大区中除安全接入区外，应当禁止选用具有无线通信功能的设备。

16.2.2.6 生产控制大区各业务系统的调试工作，须采用经安全加固的便携式计算机及移动介质，严格按照调度分配的安全策略和网络资源实施；禁止以各种方式与互联网连

接或跨安全大区直连。

16.2.2.7 电力监控系统在上线投运之前、升级改造之后必须进行安全评估，不符合安全防护规定或存在严重漏洞的禁止投入运行。对于重要电力监控系统和关键设备，系统上线前应由具有测评资质的机构开展系统漏洞分析及控制功能源代码安全检测。

16.2.2.8 严格控制生产控制大区局域网络的延伸，严格控制异地使用键盘、显示器、鼠标（KVM）功能，确需使用的应制定详细的网络安全防护方案并经主管部门审核。

16.2.3 运行阶段

16.2.3.1 电力监控系统应在投入运行后 30 日内办理等级保护备案手续。已投入运行的电力监控系统，应按照相关要求定期开展等级保护测评及安全防护评估工作。针对测评、评估发现的问题，应及时完成整改。

16.2.3.2 记录电力监控系统网络运行状态、网络安全事件的日志应保存不少于六个月。应对用户登录本地操作系统、访问系统资源等操作进行身份认证，根据身份与权限进行访问控制，并且对操作行为进行安全审计。应建立责权匹配的用户权限划分机制，落实用户实名制和身份认证措施。严格限制生产控制大区拨号访问和远程运维。

16.2.3.3 应对病毒库、木马库以及入侵检测系统（IDS）规则库定期离线进行更新。

16.2.3.4 应重点加强内部人员的保密教育、录用离岗等的管理，并定期组织安全防护专业人员技术培训。应对厂

家现场服务人员进行网络安全教育，签订安全承诺书，严格控制其工作范围和操作权限。

16.2.3.5 加强并网发电企业涉网安全防护的技术监督。禁止各类发电厂生产控制大区任何形式的非法外联，禁止主机设备跨安全区连接，严禁设备厂商或其他服务企业远程进行电力监控系统的控制、调节和运维操作。

16.2.3.6 电力监控系统的运维单位（部门）应制定和落实电力监控系统应急预案和故障恢复措施，并定期演练。应定期对关键业务的数据与系统进行备份，建立历史归档数据的异地存放制度。

16.2.3.7 当电力监控系统遭受网络攻击，发生危害网络安全的事件时，运维单位（部门）应按照应急预案，立即采取处置措施，并向上级调控机构以及主管部门报告。对电力监控系统安全事件紧急及重要告警应立即处置，对发现的漏洞和风险应限期整改。

16.3 防止电力通信网事故

为防止电力通信网事故，应贯彻落实《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）、《光纤通道传输保护信息通用技术条件》（DL/T 364-2010）、《电力通信运行管理规程》（DL/T 544-2012）、《电力系统光纤通信运行管理规程》（DL/T 547-2010）、《电力系统通信站过电压防护规程》（DL/T 548-2012）、《电力系统通信设计技术规定》（DL/T 5391-2007）、《电力通信现场标准化作业规范》（Q/GDW 721-2012）、《电力系统通信光缆安装

工艺规范》(Q/GDW 758-2012)、《电力系统通信站安装工艺规范》(Q/GDW 759-2012)、《电力通信网规划设计技术导则》(Q/GDW 11358-2014)、《通信专用电源技术要求、工程验收及运行维护规程》(Q/GDW 11442-2015)、《国家电网公司通信检修管理办法》【国网(信息/3)490-2017】、《国家电网公司电视电话会议管理办法》【国网(办/3)206-2014】等有关要求,并提出以下重点要求:

16.3.1 设计阶段

16.3.1.1 电力通信网的网络规划、设计和改造计划应与电网发展相适应,并保持适度超前,突出本质安全要求,统筹业务布局和运行方式优化,充分满足各类业务应用需求,避免生产控制类业务过度集中承载,强化通信网薄弱环节的改造力度,力求网络结构合理、运行灵活、坚强可靠和协调发展。

16.3.1.2 通信设备选型应与现有网络使用的设备类型一致,保持网络完整性。承载 110kV 及以上电压等级输电线路生产控制类业务的光传输设备应支持双电源供电,核心板卡应满足冗余配置要求。220kV 及以上新建输变电工程应同步设计、建设线路本体光缆。

16.3.1.3 电网新建、改(扩)建等工程需对原有通信系统的网络结构、安装位置、设备配置、技术参数进行改变时,工程建设单位应委托设计单位对通信系统进行设计,并征求通信部门的意见,必要时应根据实际情况制订通信系统过渡方案。

16.3.1.4 县公司本部、县级及以上调度大楼、地（市）级及以上电网生产运行单位、220kV 及以上电压等级变电站、省级及以上调度管辖范围内的发电厂（含重要新能源电站）、通信枢纽站应具备两条及以上完全独立的光缆敷设沟道（竖井）。同一方向的多条光缆或同一传输系统不同方向的多条光缆应避免同路由敷设进入通信机房和主控室。

16.3.1.5 国家电网有限公司数据中心、省级及以上调度大楼、部署国家电网公司 95598 呼叫平台的直属单位机房应具备三条及以上全程不同路由的出局光缆接入骨干通信网。省级备用调度、地（市）级调度大楼应具备两条及以上全程不同路由的出局光缆接入骨干通信网。

16.3.1.6 通信光缆或电缆应避免与一次动力电缆同沟（架）布放，并完善防火阻燃和阻火分隔等各项安全措施，绑扎醒目的识别标识；如不具备条件，应采取电缆沟（竖井）内部分隔离等措施进行有效隔离。新建通信站应在设计时与全站电缆沟（架）统一规划，满足以上要求。

16.3.1.7 电网调度机构与直调发电厂及重要变电站调度自动化实时业务信息的传输应具有两条不同路由的通信通道（主/备双通道）。

16.3.1.8 同一条 220kV 及以上电压等级线路的两套继电保护通道、同一系统的有主/备关系的两套安全自动装置通道应采用两条完全独立的路由。均采用复用通道的，应由两套独立的通信传输设备分别提供，且传输设备均应由两套电源（含一体化电源）供电，满足“双路由、双设备、双电

源”的要求。

16.3.1.9 双重化配置的继电保护光电转换接口装置的直流电源应取自不同的电源。单电源供电的继电保护接口装置和为其提供通道的单电源供电通信设备，如外置光放大器、脉冲编码调制设备（PCM）、载波设备等，应由同一套电源供电。

16.3.1.10 在双电源配置的站点，具备双电源接入功能的通信设备应由两套电源独立供电。禁止两套电源负载侧形成并联。

16.3.1.11 县级及以上调度大楼、地（市）级及以上电网生产运行单位、330kV 及以上电压等级变电站、特高压通信中继站应配备两套独立的通信专用电源（即高频开关电源，以下简称通信电源）。每套通信电源应有两路分别取自不同母线的交流输入，并具备自动切换功能。

16.3.1.12 通信电源的模块配置、整流容量及蓄电池容量应符合《通信专用电源技术要求、工程验收及运行维护规程》（Q/GDW 11442-2015）要求。通信电源直流母线负载熔断器及蓄电池组熔断器额定电流值应大于其最大负载电流。

16.3.1.13 通信电源每个整流模块交流输入侧应加装独立空气开关；采用一体化电源供电的通信站点，在每个DC/DC转换模块直流输入侧应加装独立空气开关。

16.3.1.14 县级及以上调度大楼、省级及以上电网生产运行单位、330kV 及以上电压等级变电站、省级及以上通信网独立中继站的通信机房，应配备不少于两套具备独立控制

和来电自启功能的专用的机房空调，在空调“N-1”情况下机房温度、湿度应满足设备运行要求，且空调电源不应取自同一路交流母线。空调送风口不应处于机柜正上方。

16.3.1.15 通信机房、通信设备（含电源设备）的防雷和过电压防护能力应满足电力系统通信站防雷和过电压防护相关标准、规定的要求。

16.3.1.16 跨越高速铁路、高速公路和重要输电通道（“三跨”）的架空输电线路区段光缆不应使用全介质自承式光缆（ADSS），宜选用全铝包钢结构的光纤复合架空地线（OPGW）。

16.3.2 建设阶段

16.3.2.1 电网一次系统配套通信项目，应随电网一次系统建设同步设计、同步实施、同步投运，以满足电网发展的需要。

16.3.2.2 在通信设备的安装、调试、入网试验等各个环节，应严格执行电力系统通信运行管理和工程建设、验收等方面的标准、规定。

16.3.2.3 应以保证工程质量和通信系统安全稳定运行为前提，合理安排通信新建、改（扩）建工程工期，严把质量关。不得为赶工期减少调试项目，降低调试质量。

16.3.2.4 用于传输继电保护和安全自动装置业务的通信通道在投运前应进行测试验收，其传输时延、误码率、切换时间等技术指标应满足《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2006）和《光纤通道传输保护信息通用

技术条件》(DL/T 364-2010)的要求。传输线路电流差动保护的通信通道应满足收、发路径和时延相同的要求。

16.3.2.5 通信电源系统投运前应进行蓄电池组全核对性放电试验、双交流输入切换试验及电源系统告警信号的校核。通信设备投运前应进行双电源倒换测试。

16.3.2.6 安装调试人员应严格按照通信业务方式单的内容进行设备配置和接线。通信运行人员应在业务开通前与现场工作人员核对通信业务方式单的相关内容,确保业务图实相符。

16.3.2.7— OPGW 应在进站门型架顶端、最下端固定点(余缆前)和光缆末端分别通过匹配的专用接地线可靠接地,其余部分应与构架绝缘。采用分段绝缘方式架设的输电线路 OPGW,绝缘段接续塔引下的 OPGW 与构架之间的最小绝缘距离应满足安全运行要求,接地点应与构架可靠连接。OPGW、ADSS 等光缆在进站门型架处应悬挂醒目光缆标识牌。

16.3.2.8 应防止引入光缆封堵不严或接续盒安装不正确,造成光缆保护管内或接续盒内进水结冰,导致光纤受力引起断纤故障的发生。引入光缆应使用防火阻燃光缆,并在沟道内全程穿防护子管或使用防火槽盒。引入光缆从门型架至电缆沟地埋部分应全程穿热镀锌钢管,钢管应全程密闭并与站内接地网可靠连接,钢管埋设路径上应设置地埋光缆标识或标牌,钢管地面部分应与构架固定。

16.3.2.9 直埋光缆(通信电缆)在地面应设置清晰醒目的标识。承载继电保护、安全自动装置业务的专用通信线

缆、配线端口等应采用醒目颜色的标识。

16.3.2.10 通信设备应采用独立的空气开关、断路器或直流熔断器供电，禁止并接使用。各级开关、断路器或熔断器保护范围应逐级配合，下级不应大于其对应的上级开关、断路器或熔断器的额定容量，避免出现越级跳闸，导致故障范围扩大。

16.3.2.11 通信机房应满足密闭防尘和温度、湿度要求，窗户具备遮阳功能，防止阳光直射机柜和设备。

16.3.3 运行阶段

16.3.3.1 各级通信调度负责监视及控制所辖范围内通信网的运行情况，指挥、协调通信网故障处理。通信调度员必须具有较强的判断、分析、沟通、协调和管理能力，熟悉所辖通信网络状况和业务运行方式，上岗前应进行培训和考试。

16.3.3.2 通信站内主要设备及机房动力环境的告警信息应上传至 24h 有人值班的场所。通信电源系统及一体化电源-48V 通信部分的状态及告警信息应纳入实时监控，满足通信运行要求。

16.3.3.3 通信蓄电池组核对性放电试验周期不得超过两年，运行年限超过四年的蓄电池组，应每年进行一次核对性放电试验。

16.3.3.4 为保障蓄电池使用寿命和运行可靠性，蓄电池单体浮充电压应严格按照电源运行规程设定，避免造成蓄电池欠充或过充。

16.3.3.5 通信站电源新增负载时，应及时核算电源及蓄电池组容量，如不满足安全运行要求，应对电源实施改造或调整负载。每年春（秋）检期间要对电源系统进行负荷校验。

16.3.3.6 连接两套通信电源系统的直流母联开关应采用手动切换方式。通信电源系统正常运行时，禁止闭合母联开关。

16.3.3.7 通信检修工作应严格遵守电力通信检修管理规定相关要求，对通信检修申请票的业务影响范围、采取的措施等内容应严格进行审查核对，对影响一次电网生产业务的检修工作应按一次电网检修管理办法办理相关手续。严格按通信检修申请票工作内容开展工作，严禁超范围、超时间检修。

16.3.3.8 通信运行部门应与电网一次线路建设、运行维护及市政施工部门建立沟通协调机制，避免因电网建设、检修或市政施工对光缆运行造成影响。

16.3.3.9 通信运行部门应与电网调度、检修部门建立工作联系机制。因电网检修工作影响通信光缆或通信设备正常运行时，电网检修部门应按通信检修工作时限要求提前通知通信运行部门，纳入通信检修管理；因电网检修对通信设施造成运行风险时，电网检修部门应至少提前 10 个工作日通知通信运行部门，通信运行部门按照通信运行风险预警管理规范要求下达风险预警单，相关部门严格落实风险防范措施。如电网检修影响上级通信电路，必须报上级通信调度审

批后，方可批准办理开工手续。防止人为原因造成通信光缆或设备非计划停运。

16.3.3.10 同时办理电网和通信检修申请的工作，检修施工单位应在得到电网调度和通信调度“双许可”后，方可开展检修工作。

16.3.3.11 线路运行维护部门应结合线路巡检每半年对 OPGW 光缆进行专项检查，并将检查结果报通信运行部门。通信运行部门应每半年对 ADSS 和普通光缆进行专项检查，重点检查站内及线路光缆的外观、接续盒固定线夹、接续盒密封垫等，并对光缆备用纤芯的衰耗进行测试对比。

16.3.3.12 每年雷雨季节前应对接地系统进行检查和维护。检查连接处是否紧固、接触是否良好、接地引下线有无锈蚀、接地体附近地面有无异常，必要时应开挖地面抽查地下隐蔽部分锈蚀情况。独立通信站、综合大楼接地网的接地电阻应每年进行一次测量，变电站通信接地网应列入变电站接地网测量内容和周期。微波塔上除架设本站必须的通信装置外，不得架设或搭挂可构成雷击威胁的其他装置，如电缆、电线、电视天线等。

16.3.3.13 严格落实国家电网公司一、二类电视电话会议系统“一主两备”的技术措施，制订切实可行的应急预案，开展应急操作演练，提高值机人员应对突发事件的保障能力，确保会议质量。

16.3.3.14 加强通信网管系统运行管理，落实数据备份、病毒防范和网络安全防护工作，定期开展网络安全等级

保护定级备案和测评工作，及时整改测评中发现的安全隐患。

16.3.3.15 应定期开展机房和设备除尘工作。每季度应对通信设备的滤网、防尘罩等进行清洗。

16.3.3.16 在通信设备检修或故障处理中，应严格按照通信设备和仪表使用手册进行操作，避免误操作或对通信设备及人员造成损伤。在采用光时域反射仪测试光纤时，必须提前断开对端通信设备；在插拔拉曼放大器尾纤时，应先关闭泵浦激光器。

16.3.3.17 调度交换系统运行数据应每月进行备份，当系统数据变动时，应及时备份。调度录音系统应每周进行检查，确保运行可靠、录音效果良好、录音数据准确无误、存储容量充足。调度录音系统服务器应保持时间同步。

16.3.3.18 因通信设备故障、施工改造或电路优化等原因，需要对原有通信业务运行方式进行调整时，如在 48h 之内不能恢复原运行方式，必须编制和下达新的通信业务方式单。

16.3.3.19 落实通信专业在电网大面积停电及突发事件发生时的组织机构和技术保障措施。完善各类通信设备和系统的现场处置方案和应急预案。定期开展反事故演习，检验应急预案的有效性，提高通信网预防和应对突发事件的能力。

16.3.3.20 架设有通信光缆的一次线路计划退运前，应通知相关通信运行管理部门，并根据业务需要制订改造调整

方案，确保通信系统可靠运行。

16.4 防止信息系统事故

为防止信息系统事故，应贯彻落实《国家电网公司安全事故调查规程》（国家电网安质〔2016〕1033）及其补充条款、《国家电网公司信息通信工作管理规定》【国网（信息/1）399-2014】、《国家电网公司信息化建设管理办法》【国网（信息/2）118-2013⁸】、《国家电网公司网络与信息系统安全管理办法》【国网（信息/2）401-2014⁸】、《国家电网公司信息运行管理办法》【国网（信息/3）262-2014】、《国家电网公司信息系统建转运实施细则》【国网（信息/4）261-2014⁸】、《国家电网公司信息系统业务授权许可使用管理办法》【国网（信息/3）782-2015】、《国家电网公司信息化架构（SG-EA）》（Q/GDW 11209-2014）、《国家电网公司信息机房设计及建设规范》（Q/GDW 1343-2014）、《国家电网公司信息系统非功能性需求规范》（国家电网企管〔2014〕1540号）、《国家电网公司信息设备管理细则》【国网（信通/4）288-2014】等有关要求，规范和提高信息系统设计、建设、运行水平，并提出以下重点要求：

16.4.1 设计阶段

16.4.1.1 国家电网有限公司数据中心机房应按《国家电网公司信息机房设计及建设规范》（Q/GDW 1343-2014）A级机房标准进行设计，各分部、各省公司信息机房应按A或B级机房标准进行设计，国家电网公司直属单位、地（市）

供电公司信息机房应按 B 或 C 级机房标准进行设计。

16.4.1.2—A、B 级信息机房电源系统的外部供电应至少来自于两个变电站，并能进行主备自动切换。A 级机房应配备满足全负荷功率要求的柴油发电机或应急发电车作为机房后备电源。

16.4.1.3—A、B 级信息机房应采用不少于两路 UPS 供电，且每路 UPS 容量要考虑其中某一路故障或维修退出时，余下的 UPS 能够支撑机房内设备持续运行。C 级信息机房的主机房可根据具体情况，采用单台或多台 UPS 供电。UPS 设备的负荷不得超过额定输出功率的 70%，采用双 UPS 供电时，单台 UPS 设备的负荷不应超过额定输出功率的 35%。

16.4.1.4 信息机房空调系统电源应能接入后备电源系统。信息机房如与大楼空调系统共用管路或主机，应增加备用空调系统。A 级信息机房的主机房空调设备宜采取全冗余设计，B 级主机房空调设备宜采取“N+1”冗余设计。空调系统无备用设备时，单台空调制冷设备的制冷能力应留有 15%-20%的余量。机房空调应具有来电自动开启功能。

16.4.1.5 信息机房消防系统应满足国家及所在地消防规范，并设置气体灭火系统及火灾自动报警系统，统一接入办公生产场所消防系统。A、B 级信息机房暖通水系统应具备持续做功能力、并制定，安装蓄冷罐，防止精密空调断水冷媒失效造成机房温度升高的措施。

16.4.1.6—A、B 级信息机房的信息内网出口链路应不少于两条，链路间互为备用。信息外网出口链路应不少于两

条，且至少接入两家网络运营商。

16.4.1.7 信息系统设计应满足非功能性需求；遵循模块化设计的原则，确保各模块结构良好、接口清晰；对关键功能进行解耦设计，系统发生故障时可优先保障重要客户、重要业务的正常使用。

16.4.1.8 一、二类信息系统设计应充分考虑网络、主机、数据库、存储等环节的冗余或集群设计，至少满足“N-1”冗余要求，避免单点隐患。各类信息系统设计应包括数据归档及备份功能。

16.4.1.9 信息系统设计应优先采用自主可控的操作系统、数据库、中间件、云平台及虚拟化相关软件。不得使用国家电网公司规定范围外的信息系统远程访问端口，未经国家电网公司审批严禁使用 Oracle 数据库 DB-link 连接。

16.4.1.10 信息系统应具备服务异常中断时的数据保护能力，当系统恢复后能够保证业务和数据的一致性、完整性。应提供完善的业务异常处理机制，异常错误应有明确的错误日志，异常描述应清晰、规范，在相应维护手册中能查到错误的原因与处理步骤。同时应具备数据清理能力。

16.4.1.11 信息系统应具备当并发访问超出系统的设计承载能力时的压力保护能力，保证核心业务的正常运行。

16.4.1.12 信息系统设计时应充分考虑用户体验，避免因界面不友好、响应速度慢、使用困难等情况带来较差的用户体验。

16.4.1.13 信息系统的地址、端口、帐号应提供可配置

功能。帐号权限模块应具备弱口令校验、定期更换口令、超时退出、非法登录次数限制、禁止帐号自动登录的功能，支持系统管理员、业务配置员、系统审计员三种角色分离及用户帐号实名制管理功能。

16.4.1.14 信息系统在设计部署方案时应同步考虑本侧系统的运行方式，及对其他在运系统运行方式和配置资源的影响。

16.4.2 建设阶段

16.4.2.1 信息机房线缆部署应实现强弱电分离，并完善防火阻燃、阻燃分隔、防潮、防水及防小动物等各项安全措施。

16.4.2.2 信息机房内设备及线缆应具备标签标识，标签内容清晰、完整，符合国家电网公司相关规定。

16.4.2.3 信息机房电源开关应使用满足容量要求的独立空气开关、断路器。各级开关、断路器保护范围应逐级配合，下级不应大于其对应的上级开关、断路器的额定容量，避免分路开关、断路器与上级开关、断路器同时跳开。

16.4.2.4 机房信息设备、视频监控、专用空调、电源设备、配电系统、漏水检测系统、门禁系统、机房环境温度、湿度等应纳入集中监控系统。

16.4.2.5 信息系统部署环境应满足系统安全运行要求。承建单位在生产环境部署的信息系统版本应与通过第三方安全测试的信息系统版本保持一致，禁止部署其他版本的信息系统。信息系统部署时应按设计要求同步完成与门户目

录、统一权限、信息通信一体化调度运行支撑平台的接入集成。

16.4.2.6 一、二类信息系统多节点的应用，应部署在不同的主机设备或宿主机上，提升冗余可靠性。

16.4.2.7 信息系统主机设备、网络设备、安全设备均应启用网络时间协议（NTP）服务并与国家电网公司数据中心时间源同步。

16.4.2.8 一类信息系统数据库宜设计实时同步的备用数据库，备用数据库和生产数据库宜部署在不同地点。

16.4.2.9 信息系统上线及阶段版本升级前应进行安全性、可靠性、性能、可维护性、运行监控、易用性等方面的测评并整改通过，严禁“带病”上线运行。

16.4.2.10 信息系统上线前，应对访问策略和操作权限进行全面清理，复查帐号权限，核实开放端口和策略，各类用户、帐号赋权应遵循最小化原则，仅满足该业务或功能需求。

16.4.2.11 信息系统应在试运行期间完成安全风险评估、问题整改、系统优化工作，整改完毕后方可进行建转运交接。

16.4.2.12 信息系统上线前应同步制订和落实运维作业指导书、应急预案及故障恢复措施，并在运行过程中滚动修订、定期演练。

16.4.3 运行阶段

16.4.3.1 严格执行信息通信机房管理有关规范，确保

机房运行环境符合要求。室内机房物理环境安全应满足网络安全等级保护物理安全要求及信息系统运行要求，室外设备物理安全需满足国家对于防盗、电气、环境、噪声、电磁、机械结构、铭牌、防腐蚀、防火、防雷、接地、电源和防水等要求。

16.4.3.2 按年度定期开展机房关键基础设施运行状态评估工作，开展外部电源切换演练、蓄电池充放电、UPS 切换测试、空调状态检查等工作，对存在运行隐患的设备及时进行整改。

16.4.3.3 信息系统运行单位（部门）应至少对一、二类信息系统建立性能基线，对在运系统定期开展调优，对应用、数据库、存储、信息网络等环节的运行状态进行常态评估、分析及问题整改。

16.4.3.4 应设置信息运维专区，信息系统检修过程中应遵守监护制度及工作票、操作票制度，杜绝误操作带来的信息系统故障及数据丢失事故。运维专区应有审计系统，确保每次检修内容可追溯。

16.4.3.5 以主备或集群模式运行的信息设备或网络链路，应定期开展切换演练及轮换运行工作，全链路验证主备运行的可靠性验证主备或集群模式下信息设备或网络链路的运行可靠性。

16.4.3.6 定期开展信息系统及设备运行状态评估，对于在运信息系统中存在隐患的设备，应及时更换；对于老旧信息系统和设备，应及时整合业务应用并进行腾退处置。

16.4.3.7 信息系统生产数据库应具备本地备份环境，并制订合理备份策略，定期开展备份恢复演练，验证备份有效性。备份网络应与业务网络分离部署。

16.4.3.8 应建立软/硬件版本基线库，加强信息设备微码管理，强化操作系统、数据库、中间件、云平台及虚拟化相关软件、业务应用软件版本管理。

16.4.3.9 信息系统新版本发布时，应保证原有版本无效数据及文件已进行清理，信息系统新版本升级应具备版本回退能力，允许在信息系统升级失败时回退至升级前的状态。

16.4.3.10 信息系统应接入信息通信一体化调度运行支撑平台，确保信息系统的运行状态可监控、可预警，并留存相关日志不少于六个月。

16.4.3.11 由于信息系统开发、升级、维护、联调等原因临时开放的帐号、临时开通的防火墙、路由器、交换机等设备访问控制策略与端口，在操作结束后必须立即履行注销手续。

16.4.3.12 在运系统应全面开启帐号权限安全功能、操作审计功能，禁止出现测试帐号与越权操作。临时帐号应设定使用时限（~~一周~~），员工离职、离岗时，信息系统的访问权限应同步回收，帐号冻结。应定期（三个月）对信息系统用户权限进行审核、清理，删除废旧帐号、无用帐号，及时调整可能导致安全问题的权限分配数据。

16.4.3.13 信息系统下线前，系统业务主管部门应会同

信息化管理部门组织开展信息系统下线风险评估。运行维护单位根据风险评估结果，进行权限回收、数据清除、应用程序和数据备份及迁移等工作。

16.5 防止网络安全事故

为防止网络安全事故，应认真贯彻《中华人民共和国网络安全法》、《网络产品和服务安全审查办法（试行）》、《国家电网公司网络与信息系统安全管理办法》[国网（信息/2）401-2018]、《国家电网公司关于进一步加强数据安全工作的通知》（国家电网信通〔2017〕515号）、《国家电网公司信息安全等级保护建设实施细则》[国网（信息/4）439-2014]等有关要求，全面落实“同步规划、同步建设、同步使用”的“三同步”原则。信息系统应遵循国网公司总体安全策略，切实做好物理、网络、终端、主机、应用、数据的安全防护，并提出以下重点要求：

16.5.1 设计阶段

16.5.1.1 在需求阶段，业务部门在明确业务需求的同时，应明确系统的安全防护需求。

16.5.1.2 在系统可研阶段，系统建设单位应组织系统承建单位对系统进行预定级，编制定级报告，并由本单位信息化管理部门同意后，报行业监管部门和公安部门申请进行信息系统等级定级审批。

16.5.1.3 在设计阶段，业务部门应组织承建单位编写系统安全防护方案。接入管理信息大区的系统由本单位（省级及以上）信息化管理部门负责预审，接入生产控制大区的

系统由本单位（省级及以上）调控中心负责预审，预审结果提交本单位专家委审查通过后方可实施。

16.5.1.4 涉及内外网交互的业务系统，研发单位应充分考虑隔离装置特性进行业务系统设计与开发，通过优化系统架构、业务流程降低内外网交换的频率，优化资源占用；在编程过程中应面向 SG-JDBC 驱动编程，禁止使用隔离装置规则库中默认禁止的结构化查询语言。

16.5.2 建设阶段

16.5.2.1 信息系统开发要遵循网络安全相关法律、电力监控系统安全防护规定、~~国家电网~~公司网络与信息系统安全管理要求、~~国家电网~~公司信息系统安全通用设计要求和本系统网络安全防护要求，明确网络安全控制点，严格落实信息安全防护设计方案。

16.5.2.2 相关业务部门应会同信息化管理部门，对项目开发人员进行网络安全培训，并签订网络安全承诺书。开发人员不得泄漏开发内容、程序及数据结构等内容。

16.5.2.3 信息系统的开发应在专用环境中进行，开发环境应与实际运行环境及办公环境安全隔离。加强开发环境的安全访问控制与安全防护措施，严格控制访问策略与权限管理。

16.5.2.4 在开发阶段的单元测试、回归测试、集成测试等测试阶段，都应同步开展安全测试，应包含安全功能测试、代码安全测试等内容。涉及信息内外网交互的业务系统应开展隔离装置环境下的安全测试。

16.5.2.5 加强代码安全管理，严格按照安全编程规范进行代码编写，全面开展代码安全检测，不得在代码中设置恶意及与功能无关的程序。规范外部软件及插件的使用，在集成外部软件及插件时，应进行必要的安全检测和裁剪。

16.5.2.6 依据《网络产品和服务安全审查办法(试行)》的规定，不得采购审查未通过的网络安全产品。信息系统的关键软/硬件设备采购，应开展产品预先选型和安全检测。

16.5.2.7 信息内外网之间要部署国家电网公司专用信息网络隔离装置。信息内网禁止使用无线网络组网。信息外网使用无线网络，应在信息化管理部门备案。无线网络应启用网络接入控制、身份认证和行为审计，采用高强度加密算法、隐藏无线网络名标识和禁止无线网络名广播，防止无线网络被外部攻击者非法进入，确保无线网络安全。对于采用无线专网接入国家电网公司内部网络的业务应用，应在网络边界部署国家电网公司统一安全接入防护措施，并建立专用加密传输通道。

16.5.2.8 加强合作单位和供应商管理，严格落实资质审核，通过合同、保密协议、网络安全承诺书等方式，严禁合作单位和供应商在对互联网提供服务的网络和信息系统中存储和运行国家电网公司相关业务系统数据和敏感信息。严禁技术支持单位在与互联网相连的服务器和终端上存储涉及国家电网公司商业秘密文件。加强外部人员安全管控，严格外部人员访问国家电网公司网络及信息系统的流程，对允许访问人员实行专人全程陪同或监督，并登记备案。

16.5.2.9 相关业务部门对于新增或变更（型号）的自助缴费终端、视频监控等各类设备时，由使用部门委托专业管理机构进行安全测评，防止设备“带病入网”，测评合格后方可接入信息内外网。

16.5.2.10 国家电网有限公司应组织对各单位区域内的互联网安全及使用情况进行严格管控和集中监控。非集中办公区域应采用电力通信网络通道接入国家电网公司内部网络，如确实需要租用第三方专线，应在国家电网公司进行备案，并按照总体防护要求采取相应防护措施。

16.5.2.11 管理信息大区各类终端网络接入应采取准入措施，避免仿冒终端或非法网络设备接入。应使用国家电网公司统一推广的桌面终端管理系统、保密检测系统、防病毒等客户端软件，加强对办公计算机的安全准入、补丁管理、运行异常、违规接入安全防护等的管理，部署安全管理策略。各接入点之间采取横向访问控制措施，禁止网络末端接入点的终端跨权限访问。各类终端接入点应采取审计措施，确保访问信息内网行为可追溯，接入点位置可追溯，人员可追溯。

16.5.2.12 应根据业务敏感程度和实际需求，在满足国家电网公司总体安全防护要求的基础上，结合终端防护措施、内网安全接入平台和外网安全交互平台，实现各类移动终端安全准入、访问控制与数据隔离。内外网移动作业终端应统一进行定制和配发。内网移动作业终端（如运维检修、营销作业、物资盘点）应采用国家电网公司自建无线专网或统一租用的虚拟专用无线公网（APN+VPN），通过内网安全

接入平台进行统一接入防护与管理；外网移动作业终端（如配网抢修）、互联网移动服务终端（如掌上电力、国网商城、互联网金融、车联网服务）应采用信息外网安全交互平台进行统一接入防护。

16.5.2.13 移动作业终端应部署用户身份认证、数据保护等安全措施，保护重要业务数据的保密性和完整性，外网作业终端禁止存储国家电网公司商业秘密。内外网移动作业终端仅允许安装移动作业所必须的应用程序，不得擅自卸载更改安全措施。严禁移动作业终端用于国家电网公司生产经营无关的业务。移动作业终端应安装国家电网公司指定的安全专控软件，开展漏洞扫描和安全加固，并对终端外设的使用情况、运行状态、违规行为等进行监控。移动应用应加强统一防护，落实统一安全方案审核，基于国家电网公司移动互联应用支撑平台建设并通过内外网移动门户统一接入，开展第三方安全测评并落实版本管理，应用发布后应开展安全监测。

16.5.3 运行阶段

16.5.3.1 系统上线运行一个月内，由信息化管理部门和相关业务部门根据国家网络安全等级保护有关要求，进行网络安全等级保护备案，组织国家或电力行业认可的队伍开展等级保护符合性测评。二级系统每两年至少进行一次等级测评，三级系统和四级系统每年至少进行一次等级测评。当系统发生重大升级、变更或迁移后需立即进行测评。相关业务部门要会同信息化管理部门对等级保护测评中发现的安

全隐患进行整改。在运信息系统应向国家电网公司总部备案，未备案的信息系统严禁接入国家电网公司信息内外网运行。未经审批，各级单位不得使用国家电网公司域名（sgcc.com.cn、sgcc.cn）外的其他域名。

16.5.3.2 严禁任何单位、个人在信息内外网设立与工作无关的娱乐、论坛、视频等网站。对于非本企业网站或与国家电网公司业务无关的经营性网站，原则上要予以关闭，确因工作需要必须开放的，从信息外网中彻底剥离。采用网页防篡改等安全防护措施以保证对外发布的网站不被恶意篡改或植入木马。

16.5.3.3 加强对邮件系统的统一管理和审计，严禁使用无内容审计的信息内外网邮件系统，系统要禁止弱口令登录，首次登录后要强制修改默认口令，严禁开启自动转发功能。严禁使用社会电子邮箱处理国家电网公司办公业务的行为，防止“撞库”风险，及时清理注销废旧邮件帐号。严禁随意点击来路不明邮件及其附件，特别是不明链接，严禁在内外网终端安装来源不明的软件，避免人为原因造成病毒感染破坏。

16.5.3.4 严禁将涉及国家秘密的计算机、存储设备与信息内外网和其他公共信息网络连接，严禁在信息内网计算机存储、处理国家秘密信息，严禁在连接互联网的计算机上处理、存储涉及国家秘密和企业秘密信息；严禁内网计算机违规使用无线上网卡、智能手机、平板电脑等上网手段连接互联网的行为，严禁内网笔记本电脑打开无线功能，严禁信

息内网和信息外网计算机交叉使用，严禁普通移动存储介质和扫描仪、打印机等计算机外设在信息内网和信息外网上交叉使用。

16.5.3.5 服务器及终端类设备应全面安装防病毒软件，定期进行病毒木马查杀并及时更新病毒库，加强对恶意代码及病毒木马的监测、预警和分析。应定期对在运信息系统进行漏洞扫描，对重要的操作系统、数据库、中间件等平台类软件漏洞要及时进行补丁升级，按时完成漏洞及隐患闭环整改。

16.5.3.6 网络边界应按照安全防护要求部署安全防护设备，并定期进行特征库升级，及时调整安全防护策略，强化日常巡检、运行监测、安全审计，保持网络安全防护措施的有效性，按照规定留存相关的网络安全日志不少于六个月。

16.5.3.7 应对信息系统运行、应用及安全防护情况进行监控，对安全风险进行预警。相关业务部门和运维部门（单位）应对电网网络安全风险进行预警分析，组织制订网络安全突发事件专项处置预案，定期进行应急演练。

16.5.3.8 国家电网公司各级单位对外提供涉密数据，应按照《国家电网公司保密工作管理办法》【国网（办/2）101-2013】和《国家电网公司关于进一步加强数据安全工作的通知》（国家电网信通〔2017〕515号）要求履行相关审批手续。

16.5.3.9 跨专业共享数据中涉及国家电网公司商密及

重要数据的，其采集、传输等行为须经数据源头部门或总部业务主管部门审批，并落实相关权限控制和脱敏、脱密措施。

16.5.3.10 境内数据与跨境数据应根据国家要求进行保护，~~国家电网~~公司在中华人民共和国境内收集和产生的数据应在境内存储，由境外产生并跨境传输至境内的数据，应按照国家有关要求要求进行保护；因业务需要，确需向境外提供的，应当按照国家有关部门制定的办法进行安全评估，并经~~国家电网~~公司保密办与业务主管部门审批，视情况向国家有关部门报备。

16.5.3.11 禁止将电网生产与用电采集类业务数据及装置提供给社会第三方使用、设备互联。

16.5.3.12 未经~~国家电网~~公司批准，禁止向系统外部单位（如互联网企业、外部技术支持单位等）提供~~国家电网~~公司的涉密数据和重要数据，禁止将相关业务系统托管于外单位。对于需要利用互联网企业渠道发布客户的业务信息，应采用符合~~国家电网~~公司安全防护要求的数据交互方式，并经必要的安全专家委审查和~~国家电网~~公司安全检测机构测评。未经~~国家电网~~公司总部批准，禁止在互联网企业平台（包括第三方云平台）存储~~国网~~公司重要数据。

16.5.3.13 数据恢复、擦除与销毁工作中所使用的设备应具有国家权威认证机构的认证。各单位不得将该项工作自行交由~~国家电网~~公司系统外单位处理。对于本单位无法通过常规技术手段进行电子数据恢复、擦除与销毁的情况，可委托~~国家电网~~公司其他具备技术条件的单位或信息安全实验

室处理。

17 防止垮坝、水淹厂房事故

为防止垮坝、水淹厂房事故的发生，应认真贯彻《中华人民共和国防洪法》、《中华人民共和国防汛条例》、《水库大坝安全管理条例》、《水电站大坝运行安全监督管理规定》（国家发展和改革委员会令第 23 号）等法律法规，以及《国家电网公司防汛及防灾减灾管理规定》（国家电网企管〔2014〕1118 号）等规定，严格执行《国家电网公司水电厂重大反事故措施》（国家电网基建〔2015〕60 号）及《国家电网公司关于印发防止水电厂水淹厂房反事故补充措施的通知》（国家电网基建〔2017〕61 号）及其他相关规定中关于大坝漫坝、大坝破坏、水淹厂房及厂房垮塌等反事故措施的内容条款，并提出以下重点要求：

17.1 设计阶段

17.1.1 设计应充分考虑特殊的工程地质、气象条件的影响，尽量避开不利地段，禁止在危险地段修建、扩建和改造工程。

17.1.2 大坝、厂房的监测设计需与主体工程同步设计、监测项目内容和设施的布置在符合水工建筑物监测设计规范基础上，应满足维护、检修及运行要求。

17.1.3 水库应严密论证设防标准及洪水影响，应有可靠的泄洪设施，启闭设备电源、水位监测设施等可靠性应满足要求。

17.1.4 厂房排水系统设计应留有裕量，充分考虑电站

实际运行情况，选用匹配的排水泵，并设置一定容量的备用泵。

17.1.5 电站重要部位应安装防护等级不低于 IP67 的固定工业电视摄像头，应自带大容量存储卡，工业电视系统设备 UPS 供电时间不小于 1 小时。

17.2 基建阶段

17.2.1 施工期建设单位应成立防洪度汛组织机构，机构应包含业主、设计、施工和监理等相关单位人员，明确各单位人员权利和职责。

17.2.2 施工期应编制满足工程度汛及施工要求的临时挡水方案，报相关部门审查，并严格执行。

17.2.3 大坝、厂房在改（扩）建过程中应满足各施工阶段的防洪标准。

17.2.4 项目建设单位、施工单位应制定工程防洪应急预案，并组织应急演练。

17.2.5 施工单位应单独编制观测设施施工方案并经设计、监理、建设单位审查后实施。

17.3 运行阶段

17.3.1 建立、健全防汛组织机构，强化防汛工作责任制，明确防汛目标和防汛重点。

17.3.2 加强防汛与大坝安全工作的规范化、制度化建设，及时编写并严格执行《防汛工作手册》。

17.3.3 做好大坝安全检查（日常巡查、年度详查、定期检查 and 特种检查）、监测、维护工作，确保大坝处于良好

状态。对观测异常数据要及时分析、上报和采取可靠的安全措施。

17.3.4 按照《水电站大坝运行安全监督管理规定》的要求开展大坝安全注册和定期检查工作，对发现的缺陷、隐患要及时治理，必须整改的问题要在下一轮大坝定检前完成治理。

17.3.5 应认真开展汛前检查工作，明确防汛重点部位、薄弱环节，制定科学、具体、切合实际的防汛预案，有针对性的开展防汛演练，对汛前检查及演练情况应及时上报主管单位。

17.3.6 汛前应做好防止水淹厂房、廊道、泵房、变电站、进厂铁（公）路以及其他生产、生活设施的可靠防范措施，防汛备用电源汛前应进行带负荷试验，特别确保地处河流附近低洼地区、水库下游地区、河谷地区排水畅通，防止河水倒灌和暴雨造成水淹。

17.3.7 汛前应备足必要的防洪抢险物资，定期对其进行检查、检验和试验，确保物资的良好状态，并建立保管、更新、使用等专项制度。

17.3.8 在重视防御江河洪水灾害的同时，应落实防御和应对上游水库垮坝、下游尾水顶托及局部暴雨造成的厂坝区山洪、支沟洪水、山体滑坡、泥石流等地质灾害的各项措施。

17.3.9 加强对水情自动测报系统的维护，广泛收集气象信息，确保洪水预报精度。如遇特大暴雨洪水或其他严重

威胁大坝安全的事件，又无法与上级联系，可按照批准的方案采取非常措施确保大坝安全，同时采取一切可能的途径通知下游政府。

17.3.10 强化水电厂水库运行管理，汛期严格按水库汛限水位运行规定调节水库水位。在水库洪水调节过程中，严格按批准的调洪方案和防汛指挥部门的指令进行调洪，严格按照有关规程规定的程序操作闸门。当水库发生特大洪水后，应对水库防洪能力进行复核。

17.3.11 对影响大坝安全和防洪度汛的缺陷、隐患及水毁工程，应实施永久性的工程措施，优先安排资金，抓紧进行检修、处理。对已确认的病、险坝，必须立即采取补强加固措施，并制定险情预警和应急处理计划。检修、处理过程应符合有关规定要求，确保工程质量。隐患未除期间，应根据实际病险情况，充分论证，必要时采取降低水库运行特征水位等措施确保安全。

17.3.12 汛期加强防汛值班，确保水雨情系统完好可靠，及时了解和上报有关防汛信息。防汛抗洪中发现异常现象和不安全因素时，应及时采取措施，并报告上级主管部门。

17.3.13 汛期后应及时总结，对存在的隐患进行整改，总结情况应及时上报主管单位。

17.3.14 建立防止水淹厂房隐患排查的常态化工作机制，对排查出的隐患或缺陷及时治理验收。

18 防止火灾事故和交通事故

为防止火灾事故和交通事故，应贯彻落实《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令（第六号））、《机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定》（中华人民共和国公安部令第 61 号）、《建设工程消防监督管理规定》（公安部令第 106 号）、《消防安全重点单位微型消防站建设标准（试行）》（公消（2015）301 号）、《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）、《火灾自动报警系统施工及验收规范》（GB50166-2007）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB 50229-2006）、《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）、《建筑灭火器配置验收及检查规范》（GB50444-2008）、《水电工程设计防火规范》（GB50872-2014）、《国家电网公司关于强化本质安全的决定》（国家电网办〔2016〕624 号）、《国网运检部关于印发输变配设备设施电气火灾综合治理工作方案的通知》（运检技术〔2017〕18 号）《中华人民共和国道路交通安全法》和《中华人民共和国道路交通安全法实施条例》等有关规定。并提出以下重点要求：

18.1 防止火灾事故

18.1.1 加强防火组织管理

18.1.1.1 各单位应建立健全防止火灾事故组织机构，

单位的主要负责人是本单位的消防安全责任人，应建立有效的消防组织网络，应确定消防安全管理人，有效落实消防管理职责。

18.1.1.2 健全消防工作制度，应根据消防法相关规定，建立训练有素的专职或群众性消防队伍，专职消防队应报公安机关消防机构验收。开展相应的基础消防知识的培训，建立火灾事故应急响应机制，制定灭火和应急疏散预案及现场处置方案，定期开展灭火和应急疏散桌面推演和现场演练。

18.1.1.3 每年至少进行一次消防安全培训，消防安全责任人和消防安全管理人等消防从业人员应接受专门培训。对新上岗和进入新岗位的员工进行上岗前消防培训，经考试合格方能上岗。定期开展消防安全检查，应确保各单位、各车间、各班组、各作业人员了解各自管辖范围内的重点防火要求和灭火方案。

18.1.1.4 建立火灾隐患排查、治理常态机制，定期开展火灾隐患排查工作。根据发现的隐患，提出整改方案、落实整改措施，保障消防安全。

18.1.1.5 强化动火管理，施工、检修等工作现场严格执行动火工作票制度，落实现场防火和灭火责任。不具备动火条件的现场，严禁违法违规动火工作。

18.1.1.6 加强易燃、易爆物品的管理。建立易燃、易爆物品台账，严格按照易燃、易爆物品的管理规定进行采购、运输、储存、使用。

18.1.2 加强消防设施管理

18.1.2.1 各单位应按照相关规范建设配置完善的消防设施。严禁占用消防逃生通道和消防车通道。

18.1.2.2 火灾自动报警、固定灭火、防烟排烟等各类消防系统及灭火器等各类消防器材，应根据相关规范定期进行巡查、检测、检修、保养，并做好检查维保记录，确保消防设施正常运行。

18.1.2.3 各单位及相关厂站应按相关标准配置灭火器材，并定期检测维护，相关人员应熟练掌握灭火器材的使用方法。属消防重点部位的机构，应设立微型消防站，按照要求配置相应的消防器材。

18.1.2.4 各单位生产生活场所、各变电站（换流站）、电缆隧道等应根据规范及设计导则安装火灾自动报警系统。火灾自动报警信号应接入有人值守的消防控制室，并有声光警示功能，接入的信号类型和数量应符合国家相关规定。

18.1.2.5 各单位生产生活场所、各变电站（换流站）应根据规范设置消防控制室。无人值班变电站消防控制室应设置在运维班驻地的值班室，对所辖的变电站实行集中管理。消防控制室实行 24 小时值班制度，每班不少于 2 人，并持证上岗。

18.1.2.6 供电生产、施工企业在在可能产生有毒有害气体或缺氧的场所应配备必要的正压式空气呼吸器、防毒面具等抢救器材，并应进行使用培训，掌握正确的使用方法，以防止救护人员在灭火中中毒或窒息。

18.1.2.7 在建设工程中，消防系统设计文件应报公安机关消防机构审核或备案，工程竣工后应报公安消防机关申请消防验收或备案。消防水系统应同工业、生活水系统分离，以确保消防水量、水压不受其他系统影响；消防设施的备用电源应由保安电源供给，未设置保安电源的应按Ⅱ类负荷供电，消防设施用电线路敷设应满足火灾时连续供电的需求。变电站、换流站消防水泵电机应配置独立的电源。

18.1.2.8 酸性蓄电池室、油罐室、油处理室、大物流仓储等防火、防爆重点场所应采用防爆型的照明、通风设备，其控制开关应安装在室外。

18.1.2.9 值班人员应经专门培训，并能熟练操作厂站内各种消防设施；应制定防止消防设施误动、拒动的措施。

18.1.2.10 调度室、控制室、计算机室、通信室、档案室等重要部位严禁吸烟，禁止明火取暖。各室空调系统的防火，其中通风管道，应根据要求设置防火阀。

18.1.2.11 大型充油设备的固定灭火系统和断路器信号应根据规范联锁控制。发生火灾时，应确保固定灭火系统的介质，直接作用于起火部位并覆盖保护对象，不受其他组件的影响。

18.1.2.12 建筑贯穿孔口和空开口必须进行防火封堵，防火材料的耐火等级应进行测试，并不低于被贯穿物（楼板、墙体等）的耐火极限。电缆在穿越各类建筑结构进入重要空间时应做好防火封堵和防火延燃措施。

18.2 防止交通事故

18.2.1 建立健全交通安全管理机制

18.2.1.1 建立健全交通安全管理机构（如交通安全委员会），明确交通安全归口管理部门，设置专兼职交通安全管理人员，按照“谁主管、谁负责”的原则，对本单位所有车辆驾驶人员进行安全管理和安全教育。交通安全应与安全生产同布置、同考核、同奖惩。

18.2.1.2 建立健全本企业有关车辆交通管理规章制度，严格执行、考核。完善安全管理措施（含场内车辆和驾驶员），做到不失控、不漏管、不留死角，监督、检查、考核到位，严禁客货混装，严禁超速行驶，保障车辆运输安全。

18.2.1.3 建立健全交通安全监督、考核、保障制约机制，严格落实责任制。对纳入国家特种设备管理范围的车辆，作业人员做到持证上岗；对未纳入国家特种设备管理范围的车辆，应实行“准驾证”制度，无本企业准驾证人员，严禁驾驶本企业车辆，强化副驾驶座位人员的监护职责。

18.2.1.4 建立交通安全预警机制。按恶劣气候、气象、地质灾害等情况及时启动预警机制。加强车辆集中动态监控，所有车辆应安装卫星定位系统，实时预警超速超范围行驶。

18.2.1.5 各级行政领导，应经常督促检查所属车辆交通安全情况，把车辆交通安全作为重要工作纳入议事日程，并及时总结，解决存在的问题，严肃查处事故责任者。

18.2.2 加强对各种车辆维修管理

18.2.2.1 各种车辆的技术状况应符合国家规定，安全

装置完善可靠。对车辆应定期进行检修维护，在行驶前、行驶中、行驶后对安全装置进行检查，发现危及交通安全、人身安全问题，应及时处理，严禁相关车辆带病行驶。

18.2.3 加强对驾驶员的管理和教育

18.2.3.1 加强对驾驶员的管理，提高驾驶员队伍素质。定期组织驾驶员进行安全技术培训，提高驾驶员的安全行车意识和驾驶技术水平。对考试、考核不合格、经常违章肇事或身体条件不满足驾驶员要求的应不准从事驾驶员工作。

18.2.3.2 严禁酒后驾车、私自驾车、无证驾车、疲劳驾驶、超速行驶、超载行驶、不系安全带、行车中使用电子产品等各类危险驾驶。严禁领导干部迫使驾驶员违法违规驾车。

18.2.4 加强对集体企业和外包施工企业的车辆交通安全管理

18.2.4.1 集体企业和外包施工企业主要负责人是本单位车辆交通安全的第一责任者，对主管单位主要负责人负责。集体企业的车辆交通安全管理应当纳入主管单位车辆交通安全管理的范畴，接受主管单位车辆交通安全管理部门的监督、指导和考核。外包施工企业的车辆的安全管理应按合同接受监督、指导和考核。集体企业和外包施工企业应该加强对驾驶员施工现场安全行驶的培训教育。

18.2.5 加强大型活动、作业用车和通勤用车管理

18.2.5.1 制定并落实防止重、特大交通事故的安全措施。

18.2.6 加强大件运输、大件转场及搬运危化品、易燃易爆物运输管理

18.2.6.1 大件运输、大件转场及搬运危化品、易燃易爆物应严格履行有关规程的规定，应制定搬运方案和专门的安全技术措施，指定有经验的专人负责，事前应对参加工作的全体人员进行全面的安全技术交底。