

国家电网公司
十八项电网重大反事故措施
（修订版）

二〇一一年十二月

目 录

1	防止人身伤亡事故	1
2	防止系统稳定破坏事故	4
3	防止机网协调及风电大面积脱网事故	11
4	防止电气误操作事故	16
5	防止变电站全停及重要客户停电事故	18
6	防止输电线路事故	24
7	防止输变电设备污闪事故	30
8	防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故....	32
9	防止大型变压器损坏事故	41
10	防止串联电容器补偿装置和并联电容器装置事故...	48
11	防止互感器损坏事故	55
12	防止 GIS、开关设备事故	59
13	防止电力电缆损坏事故	67
14	防止接地网和过电压事故	71
15	防止继电保护事故	76
16	防止电网调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故	90
17	防止垮坝、水淹厂房事故	102
18	防止火灾事故和交通事故	105

1 防止人身伤亡事故

为防止人身伤亡事故，应认真贯彻《国家电网公司电力安全工作规程》（国家电网安监[2009]664号）、《电力建设安全工作规程》（DL5009）、《关于印发安全风险管理工作基本规范(试行)的通知》（国家电网安监[2011]139号）、《关于印发生产作业风险管控工作规范（试行）的通知》（国家电网安监[2011]137号）、《关于印发<营销业扩报装工作全过程防人身事故十二条措施（试行）>、<营销业扩报装工作全过程安全危险点辨识与预控手册（试行）>的通知》（国家电网营销〔2011〕237号）、《国家电网公司基建安全管理规定》（国家电网基建[2011]1753号）、《国家电网公司建设工程施工分包安全管理规定》（国家电网基建[2010]174号）、《国家电网公司电力建设起重机械安全管理重点措施（试行）》（国家电网基建[2008]696号）、《国家电网公司电力建设起重机械安全监督管理办法》（国家电网安监[2008]891号）、《输变电工程安全文明施工标准》（Q/GDW250—2009）及其它有关规定，并提出以下重点要求：

1.1 加强各类作业风险管控

1.1.1 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。

1.1.1.1 对于开关柜类设备的检修、预试或验收，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。

1.1.1.2 对于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，监护人员应严格监视隔离开关动作情况，操作人员应视情况做好及时撤离的准备。

1.1.1.3 对于高空作业，应做好各个环节风险分析与预控，特别是防静电感应和高空坠落的安全措施。

1.1.1.4 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，严格履行正常验收程序，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。

1.1.2 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，并宜设立安全警示牌，必要时设专人监护。对交叉作业现场应制订完备的交叉作业安全防护措施。

1.2 加强作业人员培训

1.2.1 定期对有关作业人员进行安全规程、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、安全措施和要求，明确各自安全职责，提高安全防护、风险辨识的能力和水平。

1.2.2 对于实习人员、临时和新参加工作的人员，应强化安全技术培训，并应在证明其具备必要的安全技能和在有工作经验的人员带领下方可作业。禁止指派实习人员、临时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。

1.3 加强对外包工程人员管理

1.3.1 加强对各项承包工程的安全管理，明确业主、监理、承包商的安全责任，严格资质审查，签订安全协议书，严禁层层转包或违法分包，严禁“以包代管”、“以罚代管”，并根据有关规定严格考核。

1.3.2 监督检查分包商在施工现场的专（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、施工机具的定期检验及现场安全措施落实情况。

1.3.3 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 加强安全工器具和安全设施管理

1.4.1 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、规程要求定期检验，禁止使用不合格的工器具和防护用品，提高作业安全保障水平。

1.4.2 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规定、规程和标准要求。

1.5 设计阶段应注意的问题

1.5.1 在输变电工程设计中，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。

1.5.2 施工图设计时，应严格执行工程建设强制性条文内容，编写《输变电工程设计强制性条文执行计划表》，突出说明安全防护措施设计。

1.6 加强施工项目安全管理

1.6.1 强化工程分包全过程动态管理。施工企业要制定分包商资质审查、准入制度，要做好核审分包队伍进入现场、安全教育培训、动态考核工作，对施工全过程进行有效控制，确保分包安全处于受控状态。

1.6.2 抓好施工安全管理工作，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。施工单位要落实好安全文明施工实施细则、作业指导书等安全技术措施。

1.6.3 严格执行特殊工种、特种作业人员持证上岗制度。项目监理部要严格执行特殊工种、特种作业人员进行入场资格审查制度，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，强调工作负责人不得使用非合格专业人员从事特种作业，要建立严格的惩罚制度，严肃特种作业行为规范。

1.6.4 加强施工机械安全管理工作。要重点落实对老旧机械、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，

监理单位要严格现场准入审核。施工企业要落实起重机械安装拆卸的安全管理要求，严格按规范流程开展作业。

1.7 加强运行安全管理

1.7.1 严格执行“两票三制”，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，应采取措施防止雷击、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)等行业标准和国家电网公司企业标准及其它有关规定，并提出以下重点要求：

2.1 电源

2.1.1 设计阶段应注意的问题

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 开展风电场接入系统设计之前，应完成“电网接纳风电能力研究”和“大型风电场输电系统规划设计”等相关研究。风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。

2.1.2 基建阶段应注意的问题

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，研究结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公司相关文件要求，严格做好风电场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 运行阶段应注意的问题

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，制订防止风电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 设计阶段应注意的问题

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，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、短路电流超过开关遮断容量、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,必要时一次投产两台或更多台变压器。

2.2.2 基建阶段应注意的问题

2.2.2.1 在工程设计、建设、调试和启动阶段,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 运行阶段应注意的问题

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 设计阶段应注意的问题

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》和《国家电网安全稳定计算技术规范》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 基建阶段应注意的问题

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 运行阶段应注意的问题

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 设计阶段应注意的问题

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。

2.4.2 基建阶段应注意的问题

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，专业人员应全程参与基建和技改工程验收工作。

2.4.3 运行阶段应注意的问题

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，防止电网事故情况下装置出现拒动、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。

2.5 无功电压

2.5.1 设计阶段应注意的问题

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。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 当受端系统存在电压稳定问题时，应通过技术经济比较配置动态无功补偿装置。

2.5.1.4 提高无功电压自动控制水平，推广应用 AVC 无功电压控制系统，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 基建阶段应注意的问题

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。

2.5.3 运行阶段应注意的问题

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 100kVA 及以上高压供电的电力用户,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 EMS 系统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 防止机网协调及风电大面积脱网事故

为防止机网协调及风电大面积脱网事故，并网电厂、风电机组涉及电网安全稳定运行的励磁系统和调速系统、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 设计阶段应注意的问题

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保护选型、配置，在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 发电机励磁调节器包括电力系统稳定器（PSS）装置须经认证的检测中心的入网检测合格，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。

3.1.1.3 根据电网安全稳定运行的需要，200MW 及以上容量的火力发电机组和 50MW 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 及以上火电机组在额定出力时，功率因数应能达到超前 0.95 ~ 0.97。励磁系统应采用可以在线调整低励限制的微机励磁装置。

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 为防止频率异常时发生电网崩溃事故，发电机组应具有必要的频率异常运行能力。正常运行情况下，汽轮发电机组频率异常允许运行时间应满足以下要求：

表 1 汽轮发电机组频率异常允许运行时间

频率范围 (Hz)	允许运行时间	
	累计 (min)	每次 (sec)
51.0 以上 ~ 51.5	>30	>30
50.5 以上 ~ 51.0	>180	>180
48.5 ~ 50.5	连续运行	
48.5 以下 ~ 48.0	>300	>300
48.0 以下 ~ 47.5	>60	>60
47.5 以下 ~ 47.0	>10	>20
47.0 以下 ~ 46.5	>2	>5

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 励磁系统强励电压倍数一般为 2 倍，强励电流倍数等于 2，允许持续强励时间不低于 10 秒。

3.1.2 基建阶段应注意的问题

3.1.2.1 机组并网调试前三个月，发电厂应向相应调度部门提供电网计算分析所需的主设备(发电机、变压器等)参数、二次设备(CT、PT) 参数及保护装置技术资料以及励磁系统 (包括 PSS) 调速系统技术资料 (包括原理及传递函数框图) 等。发电厂应经静态及动态试验验证定值整定正确，并向调度部门提供整定调试报告。

3.1.2.2 发电厂应根据有关调度部门电网稳定计算分析要求，开展励磁系统 (包括 PSS) 调速系统、原动机的建模及参数实测工作，实测建模报告需通过有资质试验单位的审核，并将试验报告报有关调度部门。

3.1.3 运行阶段应注意的问题

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/ T 684-1999) 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 发电机励磁系统正常应投入发电机自动电压调节器（机端电压恒定的控制方式）运行，PSS 装置正常必须置入投运状态，励磁系统（包括 PSS）的整定参数应适应跨区交流互联电网不同联网方式运行要求，对 0.1Hz ~ 2.0Hz 系统振荡频率范围的低频振荡模式应能提供正阻尼。

3.1.3.3 200MW 及以上并网机组的高频率、低频率保护，过电压、低电压保护，过激磁保护，失磁保护，失步保护，阻抗保护及振荡解列装置、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。

3.1.3.4 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可按汽轮机和发电机制造厂有关规定进行整定，低频保护定值应低于系统低频减载的最低一级定值，机组低电压保护定值应低于系统（或所在地区）低压减载的最低一级定值。

3.1.3.5 发电机组一次调频运行管理

3.1.3.5.1 并网发电机组的一次调频功能参数应按照电网运行的要求进行整定，一次调频功能应按照电网有关规定投入运行。

3.1.3.5.2 新投产机组和在役机组大修、通流改造、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。

3.1.3.5.3 火力发电机组调速系统中的汽轮机调门特性参数应与一次调频功能和 AGC 调度方式相匹配。当不满足要求时，应进行汽轮机调门特性参数测试及优化整定，确保机组参与调频的安全性。

3.1.3.6 发电机组进相运行管理

3.1.3.6.1 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。根据可能的进相深度,当静稳定成为限制进相因素时,应监视发电机功角进相运行。

3.1.3.6.2 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。

3.1.3.7 发电厂应制定完备的发电机带励磁失步振荡故障的应急措施,并按有关规定作好保护定值整定,包括:

a) 当失步振荡中心在发电机-变压器组内部时,应立即解列发电机。

b) 当发电机电流低于三相出口短路电流的 60%~70%时(通常振荡中心在发电机-变压器组外部),发电机组应允许失步运行 5~20 个振荡周期。此时,应立即增加发电机励磁,同时减少有功负荷,切换厂用电,延迟一定时间,争取恢复同步。

3.1.3.8 发电机失磁异步运行

3.1.3.8.1 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,则机组应与系统解列。

3.1.3.8.2 发电机失去励磁后是否允许机组快速减负荷并短时运行,应结合电网和机组的实际情况综合考虑。如电网不允许发电机无励磁运行,当发电机失去励磁且失磁保护未动作时,应立即将发电机解列。

3.2 防止风电大面积脱网事故

3.2.1 设计阶段应注意的问题

3.2.1.1 新建风电机组必须满足《风电场接入电力系统技术规定》(GB/T19963-2011)等相关技术标准要求,并通过国家有关部门授权的有资质的检测机构的并网检测,不符合要求的不予并网。

3.2.1.2 风电场并网点电压波动和闪变、谐波、三相电压不平衡等电能质量指标满足国家标准要求时，风电机组应能正常运行。

3.2.1.3 风电场应配置足够的动态无功补偿容量，应在各种运行工况下都能按照分层分区、基本平衡的原则在线动态调整，且动态调节的响应时间不大于 30ms。

3.2.1.4 风电机组应具有规程规定的低电压穿越能力和必要的高电压耐受能力。

3.2.1.5 电力系统频率在 49.5Hz ~ 50.2Hz 范围(含边界值)内时，风电机组应能正常运行。电力系统频率在 48Hz ~ 49.5Hz 范围(含 48Hz)内时，风电机组应能不脱网运行 30min。

3.2.1.6 风电场应配置风电场监控系统，实现在线动态调节全场运行机组的有功/无功功率和场内无功补偿装置的投入容量，并具备接受电网调度部门远程自动控制的功能。风电场监控系统应按相关技术标准要求，采集、记录、保存升压站设备和全部机组的相关运行信息，并向电网调度部门上传保障电网安全稳定运行所需的运行信息。

3.2.2 基建阶段应注意的问题

3.2.2.1 风电场应向相应调度部门提供电网计算分析所需的主设备(发电机、变压器等)参数、二次设备(CT、PT)参数及保护装置技术资料及无功补偿装置技术资料等。风电场应经静态及动态试验验证定值整定正确，并向调度部门提供整定调试报告。

3.2.2.2 风电场应根据有关调度部门电网稳定计算分析要求，开展建模及参数实测工作，并将试验报告报有关调度部门。

3.2.3 运行阶段应注意的问题

3.2.3.1 电力系统发生故障、并网点电压出现跌落时，风电场应动态调整机组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 风电场无功动态调整的响应速度应与风电机组高电压耐受能力相匹配，确保在调节过程中风电机组不因高电压而脱网。

3.2.3.3 风电场汇集线系统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。

3.2.3.4 风电机组主控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。

3.2.3.5 风电场内涉网保护定值应与电网保护定值相配合，并报电网调度部门备案。

3.2.3.6 风电机组故障脱网后不得自动并网，故障脱网的风电机组须经电网调度部门许可后并网。

3.2.3.7 发生故障后，风电场应及时向调度部门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。

3.2.3.8 风电场二次系统及设备，均应满足《电力二次系统安全防护规定》要求，禁止通过外部公共信息网直接对场内设备进行远程控制和维护。

3.2.3.9 风电场应在升压站内配置故障录波装置，起动判据应至少包括电压越限和电压突变量，记录升压站内设备在故障前 200ms 至故障后 6s 的电气量数据，波形记录应满足相关技术标准。

3.2.3.10 风电场应配备全站统一的卫星时钟设备和网络授时设备，对场内各种系统和设备的时钟进行统一校正。

4 防止电气误操作事故

为防止电气误操作事故，应全面落实《国家电网公司电力安全

工作规程》(国家电网安监[2009]664 号) 《国家电网公司防止电气误操作安全管理规定》(国家电网安监[2006]904 号) 《防止电气误操作装置管理规定》(国家电网生[2003]243 号) 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、检修、维护、管理工作。防误装置的检修、维护应纳入运行、检修规程 , 防误装置应与相应主设备统一管理。

4.1.2 加强运行、检修人员的专业培训 , 严格执行操作票、工作票制度 , 并使两票制度标准化 , 管理规范。

4.1.3 严格执行调度指令。倒闸操作时 , 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。待发令人再行许可后 , 方可进行操作。不准擅自更改操作票 , 不准随意解除闭锁装置。

4.1.4 应制订和完善防误装置的运行规程及检修规程 , 加强防误闭锁装置的运行、维护管理 , 确保防误闭锁装置正常运行。

4.1.5 应制定完备的解锁工具 (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 , 操作人员和检修人员禁止擅自使用解锁工具 (钥匙)。

4.1.6 防误闭锁装置不能随意退出运行。停用防误闭锁装置应经本单位分管生产的行政副职或总工程师批准 , 短时间退出防误闭锁装置应经变电站站长、操作或运维队长、发电厂当班值长批准 , 并按程序尽快投入运行。

4.2 完善防误操作技术措施

4.2.1 新、扩建变电工程或主设备经技术改造后 , 防误闭锁装置应与主设备同时投运。

4.2.2 断路器或隔离开关电气闭锁回路不能用重动继电器 , 应直接用断路器或隔离开关的辅助触点 ; 操作断路器或隔离开关时 , 应

确保待操作断路器或隔离开关正确，并以现场状态为准。

4.2.3 防误装置电源应与继电保护及控制回路电源独立。

4.2.4 采用计算机监控系统时，远方、就地操作均应具备防止误操作闭锁功能。利用计算机实现防误闭锁功能时，其防误操作规则应经本单位电气运行、安监、生技部门共同审核，经主管领导批准并备案后方可投入运行。

4.2.5 成套 SF6 组合电器（GIS\PASS\HGIS）、成套高压开关柜五防功能应齐全、性能良好，出线侧应装设具有自检功能的带电显示装置，并与线路侧接地刀闸实行联锁；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。

4.2.6 同一变压器三侧的成套 SF6 组合电器（GIS\PASS\HGIS）隔离开关和接地刀闸之间应有电气联锁。

4.3 加强对运行、检修人员防误操作培训

每年应定期对运行、检修人员进行培训工作，使其熟练掌握防误装置，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）。

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处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）、《国家电网公司安全事故调查规程》（国家电网安监[2011]2024 号）、《电力供应与使用条例》、《供电营业规则》的要求，并提出以下重点要求：

5.1 防止变电站全停事故

5.1.1 完善变电站一、二次设备

5.1.1.1 省级主电网枢纽变电站在非过渡阶段应有三条及以上输电通道，在站内部分母线或一条输电通道检修情况下，发生 N-1 故障时不应出现变电站全停的情况；特别重要的枢纽变电站在非过渡

阶段应有三条以上输电通道,在站内部分母线或一条输电通道检修情况下,发生 N-2 故障时不应出现变电站全停的情况。

5.1.1.2 枢纽变电站宜采用双母分段接线或 3/2 接线方式,根据电网结构的变化,应满足变电站设备的短路容量约束。

5.1.1.3 330kV 及以上变电站和地下 220kV 变电站的备用站用变电源不能由该站作为单一电源的区域供电。

5.1.1.4 严格按照有关标准进行开关设备选型,加强对变电站开关开断容量的校核,对短路容量增大后造成开关开断容量不满足要求的开关要及时进行改造,在改造以前应加强对设备的运行监视和试验。

5.1.1.5 为提高继电保护的可靠性,重要线路和设备按双重化原则配置相互独立的保护。传输两套独立的主保护通道相对应的电力通信设备也应为两套完整独立的、两种不同路由的通信系统,其告警信息应接入相关监控系统。

5.1.1.6 在确定各类保护装置电流互感器二次绕组分配时,应考虑消除保护死区。分配接入保护的互感器二次绕组时,还应特别注意避免运行中一套保护退出时可能出现的电流互感器内部故障死区问题。为避免油纸电容型电流互感器底部事故时扩大影响范围,应将接母差保护的二次绕组设在一次母线的 L1 侧。

5.1.1.7 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,在保护装置内,直跳回路开入量应设置必要的延时防抖回路,防止由于开入量的短暂干扰造成保护装置误动出口。

5.1.1.8 在新建、扩建和技改工程中,应按《电力工程直流系统设计技术规程》(DL/T 5044)和《蓄电池施工及验收规范》(GB 50172)的要求进行交接验收工作。所有已运行的直流电源装置、蓄电池、充电装置、微机监控器和直流系统绝缘监测装置都应按《蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》(DL/T 724)和《电力用高频开关整流模块》(DL/T 781)的要求进行维护、管理。

5.1.1.9 变电站直流系统配置应充分考虑设备检修时的冗余，330kV 及以上电压等级变电站及重要的 220kV 变电站应采用三台充电、浮充电装置，两组蓄电池组的供电方式。每组蓄电池和充电机应分别接于一段直流母线上，第三台充电装置（备用充电装置）可在两段母线之间切换，任一工作充电装置退出运行时，手动投入第三台充电装置。变电站直流电源供电质量应满足微机保护运行要求。

5.1.1.10 变电站直流系统的馈出网络应采用辐射状供电方式，严禁采用环状供电方式。

5.1.1.11 直流系统对负载供电，应按电压等级设置分电屏供电方式，不应采用直流小母线供电方式。

5.1.1.12 直流母线采用单母线供电时，应采用不同位置的直流开关，分别带控制用负荷和保护用负荷。

5.1.1.13 新建或改造的变电站选用充电、浮充电装置，应满足稳压精度优于 0.5%、稳流精度优于 1%、输出电压纹波系数不大于 0.5%的技术要求。在用的充电、浮充电装置如不满足上述要求，应逐步更换。

5.1.1.14 新、扩建或改造的变电所直流系统用断路器应采用具有自动脱扣功能的直流断路器，严禁使用普通交流断路器。加强直流断路器上、下级之间的级差配合的运行维护管理。

5.1.1.15 除蓄电池组出口总熔断器以外，逐步将现有运行的熔断器更换为直流专用断路器。当直流断路器与蓄电池组出口总熔断器配合时，应考虑动作特性的不同，对级差做适当调整。

5.1.1.16 直流系统的电缆应采用阻燃电缆，两组蓄电池的电缆应分别铺设在各自独立的通道内，尽量避免与交流电缆并排铺设，在穿越电缆竖井时，两组蓄电池电缆应加穿金属套管。

5.1.1.17 及时消除直流系统接地缺陷，同一直流母线段，当出现同时两点接地时，应立即采取措施消除，避免由于直流同一母线两点接地，造成继电保护或开关误动故障。当出现直流系统一点接地

时，应及时消除。

5.1.1.18 严防交流窜入直流故障出现

5.1.1.18.1 雨季前，加强现场端子箱、机构箱封堵措施的巡视，及时消除封堵不严和封堵设施脱落缺陷。

5.1.1.18.2 现场端子箱不应交、直流混装，现场机构箱内应避免交、直流接线出现在同一段或串端子排上。

5.1.1.18.3 新建或改造的变电所，直流系统绝缘监测装置，应具备交流窜直流故障的测记和报警功能。原有的直流系统绝缘监测装置，应逐步进行改造，使其具备交流窜直流故障的测记和报警功能。

5.1.2 强化变电站的运行、检修管理

5.1.2.1 运行人员必须严格执行电网运行有关规程、规定。操作前要认真核对结线方式，检查设备状况。严肃“两票三制”制度，操作中禁止跳项、倒项、添项和漏项。

5.1.2.2 加强防误闭锁装置的运行和维护管理，确保防误闭锁装置正常运行。微机五防闭锁装置的电脑钥匙必须按照有关规定严格管理。

5.1.2.3 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齐备时应首先考虑用外来电源送电。

5.1.2.4 定期对枢纽变电站支柱绝缘子，特别是母线支柱绝缘子、隔离刀闸支柱绝缘子进行检查，防止绝缘子断裂引起母线事故。

5.1.2.5 变电站带电水冲洗工作必须保证水质要求，并严格按照《电力设备带电水冲洗规程》（GB13395-2008）规范操作，母线冲洗时要投入可靠的母差保护。

5.1.2.6 两组蓄电池组的直流系统，应满足在运行中二段母线切换时不中断供电的要求，切换过程中允许两组蓄电池短时并联运行，禁止在两系统都存在接地故障情况下进行切换。

5.1.2.7 充电、浮充电装置在检修结束恢复运行时，应先合交流侧开关，再带直流负荷。

5.1.2.8 新安装的阀控密封蓄电池组，应进行全核对性放电试验。以后每隔二年进行一次核对性放电试验。运行了四年以后的蓄电池组，每年做一次核对性放电试验。

5.1.2.9 浮充电运行的蓄电池组，除制造厂有特殊规定外，应采用恒压方式进行浮充电。浮充电时，严格控制单体电池的浮充电压上、下限，每个月至少以此对蓄电池组所有的单体浮充端电压进行测量记录，防止蓄电池因充电电压过高或过低而损坏。

5.2 防止重要客户停电事故

5.2.1 完善重要客户入网管理

5.2.1.1 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。

5.2.1.2 供电企业对属于非线性、不对称负荷性质的重要客户应进行电能质量测试评估，根据评估结果，重要客户应制定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。

5.2.1.3 供电企业在与重要客户签订供用电协议时，应按照国家法律法规、政策及电力行业标准，明确重要客户供电电源、自备应急电源及非电保安措施配置要求，明确供电电源及用电负荷电能质量标准，明确双方在电气设备安全运行管理中的权利义务及发生用电事故时的法律责任，明确重要客户应按照电力行业技术监督标准，开展技术监督工作。

5.2.2 合理配置供电电源点

5.2.2.1 特级重要客户具备三路电源供电条件，至少有两路电

源应当来自不同的变电站，当任何两路电源发生故障时，第三路电源能保证独立正常供电。

5.2.2.2 一级重要客户具备两路电源供电条件，两路电源应当来自两个不同的变电站，当一路电源发生故障时，另一路电源能保证独立正常供电。

5.2.2.3 二级重要客户具备双回路供电条件，供电电源可以来自同一个变电站的不同母线段。

5.2.2.4 临时性重要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。

5.2.2.5 重要客户供电电源的切换时间和切换方式要满足国家相关标准中规定的允许中断供电时间的要求。

5.2.3 加强为重要客户供电的输变电设备运行维护

5.2.3.1 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定专门的运行规范、检修规范、反事故措施。

5.2.3.2 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。

5.2.4 加强对重要客户自备应急电源检查工作

重要客户自备应急电源应在供电企业登记备案，供电企业应对重要电力客户配置的自备应急电源进行定期检查，重点检查重要客户自备应急电源配置使用应符合以下要求：

5.2.4.1 重要客户自备应急电源配置容量标准应达到保安负荷的 120%。

5.2.4.2 重要客户自备应急电源启动时间应满足安全要求。

5.2.4.3 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。

5.2.4.4 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。

5.2.4.5 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。

5.2.4.6 重要电力客户应按照国家 and 电力行业有关规程、规范和标准的要求，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。

5.2.4.7 重要客户不应自行变更自备应急电源接线方式。

5.2.4.8 重要客户不应自行拆除自备应急电源的闭锁装置或者使其失效。

5.2.4.9 重要客户的自备应急电源发生故障后应尽快修复。

5.2.4.10 重要客户不应擅自将自备应急电源转供其他客户。

5.2.5 督促重要客户整改安全隐患

对属于客户责任的安全隐患，供电企业用电检查人员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，实现客户责任隐患治理“服务、通知、报告、督导”到位率 100%，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。

6 防止输电线路事故

为防止输电线路事故的发生，应严格执行《110kV～750kV 架空输电线路设计规范》(GB50545-2010)、《110～500kV 架空送电线路施工及验收规范》(GB50233-2005)、《架空输电线路运行规程》(DL/T741-2010)、《重覆冰架空输电线路设计技术规程》(DL/T 5440-2009)、《输电线路舞动治理工作指导意见》(国家电网生〔2010〕452 号)、《国家电网公司新建输电线路防舞设计要求》(国家电网基建〔2010〕755 号)、《国家电网公司输电线路防舞差异化改造技术要求》(国家电网生〔2010〕774 号)、《架空输电线路差异化防雷工作指导意见》(国家电网生〔2011〕500 号)及其它有关规定，并提出

以下重点要求：

6.1 防止倒塔事故

6.1.1 设计阶段应注意的问题

6.1.1.1 在特殊地形、极端恶劣气象环境条件下重要输电通道宜采取差异化设计，适当提高重要线路防冰、防洪、防风等设防水平。

6.1.1.2 线路设计时应预防不良地质条件引起的倒塔事故，应避免让可能引起杆塔倾斜、沉陷的矿场采空区；不能避让的线路，应进行稳定性评估，并根据评估结果采取地基处理（如灌浆）合理的杆塔和基础型式（如大板基础）加长地脚螺栓等预防塌陷措施。

6.1.1.3 对于易发生水土流失、洪水冲刷、山体滑坡、泥石流等地段的杆塔，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。分洪区和洪泛区的杆塔必要时应考虑冲刷作用及漂浮物的撞击影响，并采取相应防护措施。

6.1.1.4 对于河网、沼泽、鱼塘等区域的杆塔，应慎重选择基础型式，基础顶面应高于 5 年一遇洪水位。

6.1.1.5 新建 110kV（66kV）及以上架空输电线路在农田、人口密集地区不宜采用拉线塔。

6.1.2 基建阶段应注意的问题

6.1.2.1 隐蔽工程应留有影像资料，并经监理单位和运行单位质量验收合格后方可掩埋。

6.1.2.2 新建线路在选用砼杆时，应采用在根部标有明显埋入深度标识的砼杆。

6.1.3 运行阶段应注意的问题

6.1.3.1 运行维护单位应结合本单位实际制定防止倒塔事故预案，并在材料、人员上予以落实；并应按照分级储备、集中使用的原则，储备一定数量的事故抢修塔。

6.1.3.2 应对遭受恶劣天气后的线路进行特巡，当线路导、地线发生覆冰、舞动时应做好观测记录，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 应用可靠、有效的在线监测设备加强特殊区段的运行监测；积极推广直升机航巡。

6.1.3.5 开展金属件技术监督，加强铁塔构件、金具、导地线腐蚀状况的观测，必要时进行防腐处理；对于运行年限较长、出现腐蚀严重、有效截面损失较多、强度下降严重的，应及时更换。

6.1.3.6 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；对于易受撞击的杆塔和拉线，应采取防撞措施。

6.2 防止断线事故

6.2.1 设计和基建阶段应注意的问题

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 运行阶段应注意的问题

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、表面严重氧化时应考虑换线。

6.2.2.3 运行线路的重要跨越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 设计和基建阶段应注意的问题

6.3.1.1 风振严重区域的导地线线夹、防振锤和间隔棒应选用

加强型金具或预绞式金具。

6.3.1.2 按照承受静态拉伸载荷设计的绝缘子和金具，应避免在实际运行中承受弯曲、扭转载荷、压缩载荷和交变机械载荷而导致断裂故障。

6.3.1.3 在复合绝缘子安装和检修作业时应避免损坏伞裙、护套及端部密封，不得脚踏复合绝缘子。在安装复合绝缘子时，不得反装均压环。

6.3.2 运行阶段应注意的问题

6.3.2.1 积极应用红外测温技术监测直线接续管、耐张线夹、等引流连接金具的发热情况，高温大负荷期间应增加夜巡，发现缺陷及时处理。

6.3.2.2 加强对导、地线悬垂线夹承重轴磨损情况的检查，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 对于直线型重要交叉跨越塔，包括跨越 110kV 及以上线路、铁路和高速公路、一级公路、一、二级通航河流等，应采用双悬垂绝缘子串结构，且宜采用双独立挂点；无法设置双挂点的窄横担杆塔可采用单挂点双联绝缘子串结构。

6.3.2.5 加强瓷、玻璃绝缘子的检查，及时更换零值、低值及破损绝缘子。

6.3.2.6 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。

6.4 防止风偏闪络事故

6.4.1 设计和基建阶段应注意的问题

6.4.1.1 新建线路设计时应结合已有的运行经验确定设计风速。

6.4.1.2 500kV 及以上架空线路 45 ° 及以上转角塔的外角侧跳线串宜使用双串绝缘子并可加装重锤 ;15 ° 以内的转角内外侧均应加装跳线绝缘子串。

6.4.1.3 沿海台风地区 , 跳线应按设计风压的 1.2 倍校核。

6.4.2 运行阶段应注意的问题

6.4.2.1 运行单位应加强山区线路大档距的边坡及新增交叉跨越的排查 , 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 , 应对导线风偏角重新校核。

6.5 防止覆冰、舞动事故

6.5.1 设计和基建阶段应注意的问题

6.5.1.1 线路路径选择应以冰区分布图、舞动区分布图为依据 , 宜避开重冰区及易发生导线舞动的区域。

6.5.1.2 新建架空输电线因路径选择困难无法避开重冰区及易发生导线舞动的局部区段应提高抗冰设计及采取有效的防舞措施 , 如采用线夹回转式间隔棒、相间间隔棒等 , 并逐步总结、完善防舞动产品的布置原则。

6.5.1.3 为减少或防止脱冰跳跃、舞动对导线造成的损伤 , 宜采用预绞丝护线条保护导线。

6.5.1.4 舞动易发区的导地线线夹、防振锤和间隔棒应选用加强型金具或预绞式金具。

6.5.2 运行阶段应注意的问题

6.5.2.1 应加强沿线气象环境资料的调研收集 , 加强导地线覆冰、舞动的观测 , 对覆冰及舞动易发区段 , 安装覆冰、舞动在线监测装置 , 全面掌握特殊地形、特殊气候区域的资料 , 充分考虑特殊地形、气象条件的影响 , 合理绘制舞动区分布图及冰区分布图 , 为预防和治

理线路冰害提供依据。

6.5.2.2 对设计冰厚取值偏低、且未采取必要防覆冰措施的重冰区线路应逐步改造，提高抗冰能力。

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 线路覆冰后，应根据覆冰厚度和天气情况，对导地线采取交流短路融冰、直流融冰等措施以减少导地线覆冰。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 设计和基建阶段应注意的问题

6.6.1.1 鸟害多发区的新建线路应设计、安装必要的防鸟装置。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 0.25m、0.55m、0.85m、1.2m 的圆。

6.6.1.2 基建阶段应做好复合绝缘子防鸟啄工作，在线路投运前应对复合绝缘子伞裙、护套进行检查。

6.6.2 运行阶段应注意的问题

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 及时拆除线路绝缘子上方的鸟巢，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 设计和基建阶段应注意的问题

6.7.1.1 新建线路设计时应采取必要的防外力破坏措施，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，宜根据树种的自然生长高度采用高跨设计。

6.7.2 运行阶段应注意的问题

6.7.2.1 应建立完善的群众护线制度，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、爆破作业等行为。

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它有效措施，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。

6.7.2.5 对易遭外力碰撞的线路杆塔，应设置防撞墩、并涂刷醒目标志漆。

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 26218-2011)、《电力系统污区分级与外绝缘选择标准》(Q/GDW152-2006)，并提出以下重点要求：

7.1 设计和基建阶段应注意的问题

7.1.1 新建和扩建输变电设备应依据最新版污区分布图进行外绝缘配置。中重污区的外绝缘配置宜采用硅橡胶类防污闪产品，包括线路复合绝缘子、支柱复合绝缘子、复合套管、瓷绝缘子（含悬式绝缘子、支柱绝缘子及套管）和玻璃绝缘子表面喷涂防污闪涂料等。选站时应避让 d、e 级污区；如不能避让，变电站宜采用 GIS、HGIS 设备或全户内变电站。

7.1.2 污秽严重的覆冰地区外绝缘设计应采用加强绝缘、V 型串、不同盘径绝缘子组合等形式，通过增加绝缘子串长、阻碍冰棱桥接及改善融冰状况下导电水帘形成条件，防止冰闪事故。

7.1.3 中性点不接地系统的设备外绝缘配置至少应比中性点接地系统配置高一级，直至达到 e 级污秽等级的配置要求。

7.1.4 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，确保使用伞形合理、运行经验成熟、质量稳定的绝缘子。

7.2 运行阶段应注意的问题

7.2.1 电力系统污区分布图的绘制、修订应以现场污秽度为主要依据之一，并充分考虑污区图修订周期内的环境、气象变化因素，包括在建或计划建设的潜在污源，极端气候条件下连续无降水日的大幅度延长等。

7.2.2 外绝缘配置不满足污区分布图要求及防覆冰（雪）闪络、大（暴）雨闪络要求的输变电设备应予以改造，中重污区的防污闪改造应优先采用硅橡胶类防污闪产品。

7.2.3 应避免局部防污闪漏洞或防污闪死角，如具有多种绝缘配置的线路中相对薄弱的区段，配置薄弱的耐张绝缘子，输、变电结合部等。

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（如：硅橡胶类防污闪产品

已不能有效适应的粉尘特殊严重区域)的输变电设备。重点关注自洁性能较差的绝缘子,出现快速积污、长期干旱导致绝缘子的现场污秽度可能达到或超过设计标准时,应采取必要的清扫措施。

7.2.5 加强零值、低值瓷绝缘子的检测,及时更换自爆玻璃绝缘子及零、低值瓷绝缘子。

7.2.6 防污闪涂料与防污闪辅助伞裙

7.2.6.1 绝缘子表面涂覆“防污闪涂料”和加装“防污闪辅助伞裙”是防止变电设备污闪的重要措施,其中避雷器不宜单独加装辅助伞裙,宜将防污闪辅助伞裙与防污闪涂料结合使用。

7.2.6.2 宜优先选用加强 RTV- 型防污闪涂料,防污闪辅助伞裙的材料性能与复合绝缘子的高温硫化硅橡胶一致。

7.2.6.3 加强防污闪涂料和防污闪辅助伞裙的施工和验收环节,防污闪涂料宜采用喷涂施工工艺,防污闪辅助伞裙与相应的绝缘子伞裙尺寸应吻合良好。

7.2.7 户内绝缘子防污闪要求

户内非密封设备外绝缘与户外设备外绝缘的防污闪配置级差不宜大于一级。

8 防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故

为了防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运,应落实《高压直流换流阀技术规范》(国家电网科[2010]1301号)、《高压直流输电换流阀冷却系统技术规范》(国家电网科[2010]1739号)、《高压直流输电控制保护系统技术规范》(国家电网科[2011]7号)、《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》(国家电网生[2011]961号)、《换流站直流系统保护装置标准化规范》(Q/GDW628-2011)等标准及相关规程规定,并提出以下要求:

8.1 防止换流阀损坏事故

8.1.1 设计与建设阶段应注意的问题

8.1.1.1 加强换流阀及阀控系统的设计、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 对于高压直流系统换流阀及阀控系统，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 各阀冗余晶闸管级数应不小于 12 个月运行周期内损坏的晶闸管级数的期望值的 2.5 倍，最少不少于 2 至 3 个晶闸管级。

8.1.1.4 在换流阀的设计和制造中应采用阻燃材料，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。

8.1.1.5 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。

8.1.1.6 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电源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。当阀冷保护检测到严重泄漏、主水流量过低或者进阀水温过高时，应自动闭锁换流器以防止换流阀损坏。

8.1.1.7 换流阀内冷系统主泵切换延时引起的流量变化应满足换流阀对水冷系统最小流量的要求。

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

8.1.1.9 冷却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。

8.1.1.10 阀控系统应双重化冗余配置，并具有完善的晶闸管触发、保护和监视功能，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。除光纤触发板卡和接收板卡外，两套阀控系统不得有共用元件，一套系统停运不影响另外一套系统。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。

8.1.1.11 同一极相互备用的两台内冷水泵电源应取自不同母线。外冷水系统喷淋泵、冷却风扇的两路电源应取自不同母线，且相互独立，不得有共用元件。禁止将外风冷系统的全部风扇电源设计在一条母线上，外风冷系统风扇电源应分散布置在不同母线上。

8.1.1.12 换流阀外冷水水池应配置两套水位监测装置，并设置高低水位报警。

8.1.1.13 换流阀外风冷电机、换流阀外水冷塔风扇电机及其接线盒应采取防潮防锈措施。

8.1.1.14 高寒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外冷管道冻结。

8.1.1.15 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。阀厅设计及施工中应保证阀厅的密闭性。

8.1.1.16 阀厅屋顶设计应考虑可靠的安全措施，避免运维人员检查屋顶时跌落。

8.1.2 运行期间应注意的问题

8.1.2.1 运行期间应记录和分析阀控制系统的报警信息，掌握晶闸管、光纤、板卡的运行状况。当单阀内仅剩余 1 个冗余晶闸管时，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，避免发生雪崩击穿导致整阀损坏。

8.1.2.2 应定期对换流阀设备进行红外测温，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。

8.1.2.3 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。

8.1.2.4 晶闸管换流阀运行 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（平波电抗器）事故

防止换流变压器（平波电抗器）事故参考防止变压器事故措施执行，还应注意以下方面。

8.2.1 建设阶段应注意的问题

8.2.1.1 换流变及平抗阀侧套管不宜采用充油套管。换流变及平抗的穿墙套管的封堵应使用非导磁材料。换流变及平抗阀侧套管类新产品应充分试验后再在直流工程中使用。

8.2.1.2 换流变应配置带气囊的油枕，油枕容积应不小于本体油量的 8%至 10%。换流变应配置两套基于不同原理的油枕油位监测装置。

8.2.1.3 换流变 CT、PT 二次绕组应满足保护冗余配置的要求。换流变非电量保护跳闸接点应满足非电量保护三取二配置的要求，按照“三取二”原则出口。

8.2.1.4 换流变和平抗的非电量保护继电器及表计应安装防雨罩。换流变分接开关不应配置浮球式的油流继电器。

8.2.1.5 换流变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保护按“三取二”逻辑出口，采用双重化配置的换流变保护，每套保护装置中应采用“启动+动作”逻辑。

8.2.1.6 采用 SF6 气体绝缘的换流变及平抗套管、穿墙套管、直流分压器等应配置 SF6 气体密度监视装置，监视装置的跳闸节点应不少于三对，并按三取二逻辑出口。

8.2.1.7 换流变和平抗内部故障跳闸后，应自动切除油泵。

8.2.1.8 应确保换流变和平抗就地控制柜的温湿度满足电子元器件对工作环境的要求。

8.2.1.9 换流变铁芯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。

8.2.1.10 换流变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 运行阶段应注意的问题

8.2.2.1 运行期间，换流变和平抗的重瓦斯继电器，以及换流变有载分接开关油流继电器应投跳闸。

8.2.2.2 当换流变和平抗在线监测装置报警、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。

8.2.2.3 监视换流变和平抗本体及套管油位。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。

8.2.2.4 应定期对换流变套管进行红外测温，并进行横向比较，确认有无异常。

8.2.2.5 当换流变有载调压开关位置不一致时应暂停功率调整，并检查有载调压开关不一致原因，采取相应措施进行处理。

8.2.2.6 换流变（平抗）投运前应检查套管末屏接地良好。

8.3 防止失去站用电事故

8.3.1 设计建设阶段应注意的问题

8.3.1.1 换流站的站用电源设计应至少配置 3 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，一路取自站外电源，另一路根据实际情况确定。

8.3.1.2 换流站站用电系统 10kV 母线和 400V 母线均应配置备用电源自动投切装置。

8.3.1.3 10kV 及 400V 备自投、换流阀外冷却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 站用电系统及水冷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。

8.3.1.5 直流换流站直流电源应采用三台充电、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 运行阶段应注意的问题

8.3.2.1 换流站应加强站用电系统保护定值以及备自投定值管理。

8.3.2.2 当失去一路站用电电源时应尽快恢复其供电。

8.4 防止外绝缘事故

8.4.1 设计建设阶段应注意的问题

8.4.1.1 在设计阶段，设计单位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。

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。

8.4.2 运行阶段应注意的问题

8.4.2.1 密切跟踪换流站周围污染源及污秽度的变化情况，据此及时采取相应措施使设备爬电比距与所处地区的污秽等级相适应。

8.4.2.2 每年应对喷涂了 RTV 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。若复合绝缘子或喷涂了 RTV 的瓷绝缘子的憎水性下降到 3 级，宜考虑重新喷涂。

8.4.2.3 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 应按照厂家要求，使用中性清洗剂定期对直流分压器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开关有放电现象，

应申请调度，暂停功率调整，减少交流滤波器开关分合操作。

8.5 防止直流控制保护设备事故

8.5.1 设计建设阶段应注意的问题

8.5.1.1 直流系统控制保护应至少采用完全双重化配置，每套控制保护应有独立的硬件设备，包括专用电源、主机、输入输出回路和保护功能软件。

8.5.1.2 直流保护应采用分区重叠布置，每一区域或设备至少设置双重化的主、后备保护。

8.5.1.3 直流控制保护系统的结构设计应避免单一元件的故障引起直流控制保护误动跳闸。采用双重化配置的保护装置，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。采用三重化配置的保护装置，应按三取二逻辑后出口，任一“三取二”模块故障也不应导致保护误动和拒动。

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、总线故障时应根据故障级别进行报警、系统切换、退出运行、闭锁直流系统等操作，且给出准确的故障信息。

8.5.1.5 每套控制保护系统要采用两套电源同时供电，各装置的两路电源应分别取自不同直流母线。

8.5.1.6 直流保护系统各保护的配置、算法、定值、测量回路、端子及压板等要按照直流保护标准化的要求设计。

8.5.1.7 直流控制保护系统的参数应通过仿真计算给出建议值，经过控制保护联调试验验证。

8.5.1.8 直流光 CT 二次回路应简洁、可靠，光 CT 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 换流站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方可进行，严禁边土建施工边安装控制保护设备。

8.5.1.10 换流站所有跳闸回路上的接点均应采用常开接点。

8.5.2 运行阶段应注意的问题

8.5.2.1 现场注意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。

8.5.2.2 加强换流站直流控制保护系统软硬件管理，直流控制保护系统的软件、硬件及定值的修改须履行软硬件修改审批手续，经主管部门的同意后方可执行。

8.5.2.3 直流系统一极运行一极检修时，检修极中性隔离开关应处于分闸状态，不允许对检修极的中性隔离开关进行检修工作。

8.5.2.4 直流控制保护系统故障处理完毕后，应检查并确认无报警、无保护出口后才可切换到运行状态。

8.5.2.5 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厂家分析处理。

8.6 防止直流双极强迫停运事故

8.6.1 设计建设阶段应注意的问题

8.6.1.1 高度重视单极中性线、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，换流站两个极不得有共用设备，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得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 要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 高度重视接地极地中电极材料选型，应选用与工程设计寿命相符合的高耐腐蚀材料。

8.6.1.7 不宜设置独立的双极控制保护设备，避免该设备自身故障导致双极强迫停运。宜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，以降低双极强迫停运风险。

8.6.1.8 站内 SCADA 系统 LAN 网设计应尽量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。

8.6.1.9 换流站应至少配置三路以上独立的站用电，且三路站用电的控制保护系统应相互独立，不得共用元件，防止共用元件故障导致站用电全停。

8.6.1.10 最后断路器保护设计应可靠，应尽量避免仅通过开关辅助接点位置作为最后断路器跳闸的判断依据，防止接点误动导致双极强迫停运。

8.6.1.11 交流滤波器设计应避免一组滤波器跳闸后引起其他滤波器过负荷保护动作，切除全部滤波器。

8.6.2 运行阶段应注意的问题

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 加强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 直流系统输送功率的整定值不得小于最小输送功率。

8.6.2.5 运维单位应制定接地极线路的专项运维规程，运维标准不得低于直流输电线路的相关要求。

8.6.2.6 应认真开展接地极设备运维和状态检测，至少每季检

测 1 次温升、电流分布和水位，每年测量 1 次接地电阻，两年测量 1 次跨步电压，每 5 年或必要时开挖局部检查接地体腐蚀情况，针对发现的问题要及时进行处理。

9 防止大型变压器损坏事故

为防止大型变压器损坏事故，应严格执行国家电网公司《预防 110 (66) kV ~ 500kV 油浸式变压器 (电抗器) 事故措施》(国家电网生[2004]641 号)、《110 (66) kV ~ 500kV 油浸式变压器 (电抗器) 技术监督规定》(国家电网生技[2005]174 号) 等有关规定，并提出以下重点要求：

9.1 防止变压器出口短路事故

9.1.1 加强变压器选型、定货、验收及投运的全过程管理。应选择具有良好运行业绩和成熟制造经验生产厂家的产品。240MVA 及以下容量变压器应选用通过突发短路试验验证的产品；500kV 变压器和 240MVA 以上容量变压器，制造厂应提供同类产品突发短路试验报告或抗短路能力计算报告，计算报告应有相关理论和模型试验的技术支持。

9.1.2 在变压器设计阶段，运行单位应取得所订购变压器的抗短路能力计算报告及抗短路能力计算所需详细参数，并自行进行校核工作。220kV 及以上电压等级的变压器都应进行抗震计算。

9.1.3 220kV 及以上电压等级变压器须进行驻厂监造，110(66) kV 电压等级的变压器应按照监造关键控制点的要求进行监造，有关监造关键控制点应在合同中予以明确。监造验收工作结束后，监造人员应提交监造报告，并作为设备原始资料存档。

9.1.4 变压器在制造阶段的质量抽检工作，应进行电磁线抽检；根据供应商生产批量情况，应抽样进行突发短路试验验证。

9.1.5 为防止出口及近区短路，变压器 35kV 及以下低压母线应考虑绝缘化；10kV 的线路、变电站出口 2 公里内宜考虑采用绝缘导线。

9.1.6 全电缆线路不应采用重合闸，对于含电缆的混合线路应采取相应措施，防止变压器连续遭受短路冲击。

9.1.7 应开展变压器抗短路能力的校核工作，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 当有并联运行要求的三绕组变压器的低压侧短路电流超出断路器开断电流时，应增设限流电抗器。

9.2 防止变压器绝缘事故

9.2.1 设计阶段应注意的问题

9.2.1.1 工厂试验时应将供货的套管安装在变压器上进行试验；所有附件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 $1.5U_m/\sqrt{3}$ 时，220kV 及以上电压等级变压器高、中压端的局部放电量不大于 100pC。110(66)kV 电压等级变压器高压侧的局部放电量不大于 100pC。330kV 及以上电压等级强迫油循环变压器应在油泵全部开启时(除备用油泵)进行局部放电试验。

9.2.1.3 生产厂家首次设计、新型号或有运行特殊要求的 220kV 及以上电压等级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（承受短路能力的试验视实际情况而定），当一批供货达到 6 台时应抽 1 台进行短时感应耐压试验（ACSD）和操作冲击试验（SI）。

9.2.1.4 500kV 及以上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 500kV 变压器，特别是在接地极 50km 内的单相自耦变压器，应在规划阶段提出直流偏磁抑制需求，重点关注 220kV 系统与 500kV 系统间的直流分布。

9.2.2 基建阶段应注意的问题

9.2.2.1 新安装和大修后的变压器应严格按照有关标准或厂

家规定进行抽真空、真空注油和热油循环，真空度、抽真空时间、注油速度及热油循环时间、温度均应达到要求。对采用有载分接开关的变压器油箱应同时按要求抽真空，但应注意抽真空前应用连通管接通本体与开关油室。为防止真空度计水银倒灌进设备中，禁止使用麦氏真空计。

9.2.2.2 对于分体运输、现场组装的变压器有条件时宜进行真空煤油气相干燥。

9.2.2.3 装有密封胶囊、隔膜或波纹管式储油柜的变压器，必须严格按照制造厂说明书规定的工艺要求进行注油，防止空气进入或漏油，并结合大修或停电对胶囊和隔膜、波纹管式储油柜的完好性进行检查。

9.2.2.4 充气运输的变压器运到现场后，必须密切监视气体压力，压力过低时（低于 0.01MPa）要补干燥气体，现场放置时间超过 3 个月的变压器应注油保存，并装上储油柜和胶囊，严防进水受潮。注油前，必须测定密封气体的压力，核查密封状况，必要时应进行检漏试验。为防止变压器在安装和运行中进水受潮，套管顶部将军帽、储油柜顶部、套管升高座及其连管等处必须密封良好。必要时应测露点。如已发现绝缘受潮，应及时采取相应措施。

9.2.2.5 变压器新油应由厂家提供新油无腐蚀性硫、结构簇、糠醛及油中颗粒度报告。

9.2.2.6 110（66）kV 及以上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。主变就位后，制造厂、运输部门、用户三方人员应共同验收，记录纸和押运记录应提供用户留存。

9.2.2.7 110（66）kV 及以上电压等级变压器在出厂和投产前，应用频响法和低电压短路阻抗测试绕组变形以留原始记录；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；对 110（66）kV 电压等级变压器在新安装时应抽样进行额定电

压下空载损耗试验和负载损耗试验；如有条件时，500kV 并联电抗器在新安装时可进行现场局部放电试验。现场局部放电试验验收，应在所有额定运行油泵（如有）启动以及工厂试验电压和时间下，220kV 及以上变压器放电量不大于 100pC。

9.2.3 运行阶段应注意的问题

9.2.3.1 加强变压器运行巡视，应特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现的渗漏油。

9.2.3.2 对运行年限超过 15 年储油柜的胶囊和隔膜应更换。

9.2.3.3 对运行超过 20 年的薄绝缘、铝线圈变压器，不宜对本体进行改造性大修，也不宜进行迁移安装，应加强技术监督工作并逐步安排更新改造。

9.2.3.4 220kV 及以上电压等级变压器拆装套管或进入后，应进行现场局部放电试验。

9.2.3.5 按照《输变电设备状态检修试验规程》(DL/T393-2010)开展红外检测，新建、改扩建或大修后的变压器（电抗器），应在投运带负荷后不超过 1 个月内(但至少应在 24h 以后)进行一次精确检测。220kV 及以上电压等级的变压器（电抗器）每年在季节变化前后应至少各进行一次精确检测。在高温大负荷运行期间，对 220kV 及以上电压等级变压器（电抗器）应增加红外检测次数。精确检测的测量数据和图像应存入数据库。

9.2.3.6 铁心、夹件通过小套管引出接地的变压器，应将接地引线引至适当位置，以便在运行中监测接地线中是否有环流，当运行中环流异常变化，应尽快查明原因，严重时应采取处理措施及时处理。

9.2.3.7 220 千伏及以上油浸式变压器（电抗器）和位置特别重要或存在绝缘缺陷的 110（66）千伏油浸式变压器宜配置多组份油中溶解气体在线监测装置；且每年在进入夏季和冬季用电高峰前分别进行一次与离线检测数据的比对分析，确保检测准确。

9.2.3.8 对地中直流偏磁严重的区域，在变压器中性点应采用

相同的限流技术。

9.3 防止变压器保护事故

9.3.1 基建阶段应注意的问题

9.3.1.1 新安装的气体继电器必须经校验合格后方可使用；气体继电器应在真空注油完毕后再安装；瓦斯保护投运前必须对信号跳闸回路进行保护试验。

9.3.1.2 变压器本体保护应加强防雨、防震措施，户外布置的压力释放阀、气体继电器和油流速动继电器应加装防雨罩。

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较大启动功率中间继电器的两付触点分别直接接入断路器的两个跳闸回路，减少电缆迂回带来的直流接地、对微机保护引入干扰和二次回路断线等不可靠因素。

9.3.2 运行阶段应注意的问题

9.3.2.1 变压器本体、有载分接开关的重瓦斯保护应投跳闸。若需退出重瓦斯保护，应预先制定安全措施，并经总工程师批准，限期恢复。

9.3.2.2 气体继电器应定期校验。当气体继电器发出轻瓦斯动作信号时，应立即检查气体继电器，及时取气样检验，以判明气体成分，同时取油样进行色谱分析，查明原因及时排除。

9.3.2.3 压力释放阀在交接和变压器大修时应进行校验。

9.3.2.4 运行中的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或呼吸系统有异常现象，需要打开放油或放气阀门时，均应先将变压器重瓦斯保护停用。

9.3.2.5 变压器运行中，若需将气体继电器集气室的气体排出时，为防止误碰探针，造成瓦斯保护跳闸可将变压器重瓦斯保护切换为信号方式；排气结束后，应将重瓦斯保护恢复为跳闸方式。

9.4 防止分接开关事故

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

9.4.2 安装和检修时应检查无励磁分接开关的弹簧状况、触头表面镀层及接触情况、分接引线是否断裂及紧固件是否松动。

9.4.3 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。

9.4.3 有载分接开关在安装时应按出厂说明书进行调试检查。要特别注意分接引线距离和固定状况、动静触头间的接触情况和操作机构指示位置的正确性。新安装的有载分接开关，应对切换程序与时间进行测试。

9.4.4 加强有载分接开关的运行维护管理。当开关动作次数或运行时间达到制造厂规定值时，应进行检修，并对开关的切换程序与时间进行测试。

9.5 防止变压器套管事故

9.5.1 新套管供应商应提供型式试验报告。

9.5.2 检修时当套管水平存放，安装就位后，带电前必须进行静放，其中 500kV 套管静放时间应大于 36 小时，110 ~ 220kV 套管静放时间应大于 24 小时。

9.5.3 如套管的伞裙间距低于规定标准，应采取加硅橡胶伞裙套等措施，防止污秽闪络。在严重污秽地区运行的变压器，可考虑在瓷套涂防污闪涂料等措施。

9.5.4 作为备品的 110(66)kV 及以上套管，应竖直放置。如水平存放，其抬高角度应符合制造厂要求，以防止电容芯子露出油面受潮。对水平放置保存期超过一年的 110(66)kV 及以上套管，当不能确保电容芯子全部浸没在油面以下时，安装前应进行局部放电试验、额定电压下的介损试验和油色谱分析。

9.5.5 油纸电容套管在最低环境温度下不应出现负压，应避免

频繁取油样分析而造成其负压。运行人员正常巡视应检查记录套管油位情况，注意保持套管油位正常。套管渗漏油时，应及时处理，防止内部受潮损坏。

9.5.6 加强套管末屏接地检测、检修及运行维护管理，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接地状况带电测量。

9.6 防止冷却系统事故

9.6.1 设计阶段应注意的问题

9.6.1.1 优先选用自然油循环风冷或自冷方式的变压器。

9.6.1.2 潜油泵的轴承应采取 E 级或 D 级，禁止使用无铭牌、无级别的轴承。对强油导向的变压器油泵应选用转速不大于 1500r/min 的低速油泵。

9.6.1.3 对强油循环的变压器，在按规定程序开启所有油泵（包括备用）后整个冷却装置上不应出现负压。

9.6.1.4 强油循环的冷却系统必须配置两个相互独立的电源，并采用自动切换装置。

9.6.1.5 新建或扩建变压器一般不采用水冷方式。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。

9.6.1.6 变压器冷却系统的工作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。

9.6.2 运行阶段应注意的问题

9.6.2.1 强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。

9.6.2.2 强油循环结构的潜油泵启动应逐台启用，延时间隔应在 30 秒以上，以防止气体继电器误动。

9.6.2.3 对于盘式电机油泵，应注意定子和转子的间隙调整，防止铁心的平面摩擦。运行中如出现过热、振动、杂音及严重漏油等异常时，应安排停运检修。

9.6.2.4 为保证冷却效果，管状结构变压器冷却器每年应进行1~2次冲洗，并宜安排在大负荷来临前进行。

9.6.2.5 对目前正在使用的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 预防变压器火灾事故

9.7.1 按照有关规定完善变压器的消防设施，并加强维护管理，重点防止变压器着火时的事故扩大。

9.7.2 采用排油注氮保护装置的变压器应采用具有联动功能的双浮球结构的气体继电器。

9.7.3 排油注氮保护装置应满足：

9.7.3.1 排油注氮启动（触发）功率应大于 $220V \cdot 5A(DC)$ ；

9.7.3.2 注油阀动作线圈功率应大于 $220V \cdot 6A(DC)$ ；

9.7.3.3 注氮阀与排油阀间应设有机机械连锁阀门；

9.7.3.4 动作逻辑关系应满足本体重瓦斯保护、主变断路器开关跳闸、油箱超压开关同时动作时才能启动排油充氮保护。

9.7.4 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开关跳闸同时动作。

9.7.5 变压器本体储油柜与气体继电器间应增设逆止阀，以防储油柜中的油下泄而造成火灾扩大。

9.7.6 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线圈过热烧损。

9.7.7 应结合例行试验检修，定期对灭火装置进行维护和检查，以防止误动和拒动。

10 防止串联电容器补偿装置和并联电容器装置事故

10.1 防止串联电容器补偿装置事故

为防止串联电容器补偿装置（以下简称：串补装置）事故，应严格执行《串联电容器补偿装置通用技术要求》（Q/GDW 655-2011）、《串联电容器补偿装置运行规范》（Q/GDW 656-2011）、《串联电容器补偿装置交接试验规程》（Q/GDW 661-2011）、《国家电网公司电力安全工作规程》（国家电网安监[2009]664 号）及其它有关规定，并提出以下重点要求：

10.1.1 设计、制造中应注意的问题

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 应进行串补装置接入对线路继电保护、线路不平衡度、电网次同步振荡等的影响分析，应确定串补装置的控制和保护配置、与线路继电保护的配合方式等措施，避免出现系统感性电抗小于串补容性电抗等继电保护无法适应的串补接入方式。应确定抑制次同步振荡措施。

10.1.1.3 应通过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，以验证串补装置的耐受能力。

10.1.1.4 电容器组

10.1.1.4.1 串补电容器应采用双套管结构。

10.1.1.4.2 电容器绝缘介质的平均电场强度不宜高于 57kV/mm。

10.1.1.4.3 单只电容器的耐爆容量应不小于 18kJ,电容器的并联数量应考虑电容器的耐爆能力。

10.1.1.4.4 串补电容器应满足《电力系统用串联电容器 第 1 部分：总则》（GB 6115.1-2008）5.13 项放电电流试验要求。

10.1.1.4.5 电容器组接线宜采用先串后并的接线方式。

10.1.1.5 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。

10.1.1.6 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。火花间隙动作次数超过厂家规定值时应进行检查。

10.1.1.7 电流互感器和平台取能设备

10.1.1.7.1 线路故障时, 串补平台上的控制保护设备的供电应不受影响;

10.1.1.7.2 电流互感器宜安装在串补平台相对低压侧。

10.1.1.8 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。

10.1.1.9 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, 避免外部电磁干扰辐射进入箱体内。

10.1.1.10 控制保护系统

10.1.1.10.1 宜采用实时(数字)网络仿真工具验证控制保护系统的各种功能和操作的正确性。

10.1.1.10.2 控制保护系统应采取必要的电磁干扰防护措施, 串补平台上的控制保护设备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;

10.1.1.10.3 在线路保护跳闸经长电缆联跳旁路断路器的回路中, 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。

10.1.2. 基建调试、验收中应注意的问题

10.1.2.1 电容器组

10.1.2.1.1 电容器组不平衡电流应进行实测, 且测量值应不大

于电容器组不平衡电流告警定值的 20%。

10.1.2.1.2 电容器之间的连接线应采用软连接。

10.1.2.2 光纤柱内光缆长度小于 250m 时，损耗不应超过 1dB；光缆长度为 250m-500m 时，损耗不应超过 2dB；光缆长度为 500m-1000m 时，损耗不应超过 3dB。

10.1.2.3 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，如电磁式 CT 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；电缆头制作工艺应符合要求；应尽量减少电缆长度；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强度；接入串补平台上测量及控制箱的电缆应增加防扰措施。

10.1.2.4 控制保护系统

10.1.2.4.1 串补平台上控制保护设备电源应能在激光电源供电、平台取能设备供电之间平滑切换。

10.1.2.4.2 控制保护设备产生、复归告警事件以及解除重投闭锁等功能应正确。

10.1.2.4.3 串补故障录波设备应准确反映串补装置各模拟量和开关量状态，能够向故障信息子站及时、正确上送录波文件。

10.1.2.4.4 在串补装置遇到区内外故障或拉合串补相关隔离开关时，串补控制保护不应出现误动作或误发告警的情况。

10.1.2.4.5 具备串补保护联跳线路断路器功能时，动作应正确、信号准确。

10.1.2.4.6 安装串补的线路区内故障时，线路保护联动串补旁路断路器和强制触发间隙功能正确、信号准确。

10.1.2.4.7 应检查串补保护触发火花间隙功能，验证间隙能可靠击穿。

10.1.3. 运行阶段应注意的问题

10.1.3.1 串补运行方式操作

10.1.3.1.1 在串补装置从热备用运行方式向冷备用运行方式操作过程中，应先拉开平台相对高压侧串补隔离开关，后拉开平台相对低压侧串补隔离开关。

10.1.3.1.2 在串补装置从冷备用运行方式向热备用运行方式操作过程中，应先合入平台相对低压侧串补隔离开关，后合入平台相对高压侧串补隔离开关。

10.1.3.1.3 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 按照《输变电设备状态检修试验规程》(DL/T 393-2010)开展红外检测，定期进行红外成像精确测温检查，应重点检查电容器组引线接头、电容器外壳、MOV 端部以及串补平台上电流流过的其它主要设备。

10.1.3.3 运行中应特别关注电容器组不平衡电流值，当确认该值发生突变或越限告警时，应尽早安排串补装置检修。

10.2 防止高压并联电容器装置事故

10.2.1 并联电容器装置用断路器部分

10.2.1.1 加强电容器装置用断路器（包括负荷开关等其他投切装置）的选型管理工作。所选用断路器型式试验项目必须包含投切电容器组试验。断路器必须为适合频繁操作且开断时重燃率极低的产品。如选用真空断路器，则应在出厂前进行高压大电流老炼处理，厂家应提供断路器整体老炼试验报告。

10.2.1.2 交接和大修后应对真空断路器的合闸弹跳和分闸反弹进行检测。12kV 真空断路器合闸弹跳时间应小于 2ms，40.5kV 真空断路器小于 3ms；分闸反弹幅值应小于断口间距的 20%。一旦发现断路器弹跳、反弹过大，应及时调整。

10.2.2 高压并联电容器部分

10.2.2.1 加强高压并联电容器工作场强控制，在压紧系数为 1(即 $K=1$) 条件下，全膜电容器绝缘介质的平均场强不得大于

57kV/mm。

10.2.2.2 电容器组每相每一并联段并联总容量不大于 3900kVar (包括 3900kVar); 单台电容器耐爆容量不低于 15kJ。

10.2.2.3 同一型号产品必须提供耐久性试验报告。对每一批次产品, 制造厂需提供能覆盖此批次产品的耐久性试验报告。有关耐久性试验的试验要求, 按照 GB/T11024.2 中有关规定进行。

10.2.2.4 加强电容器设备的交接验收工作

10.2.2.4.1 生产厂家应在出厂试验报告中提供每台电容器的脉冲电流法局部放电试验数据, 放电量应不大于 50pC。

10.2.2.4.2 电容器例行试验要求定期进行电容器组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。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, 避免电容器带故障运行而发展成扩大性故障。对用外熔断器保护的电容器, 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, 应立即退出运行, 避免电容器带故障运行而发展成扩大性故障。

10.2.3 外熔断器

10.2.3.1 应加强外熔断器的选型管理工作, 要求厂家必须提供合格、有效的型式试验报告。型式试验有效期为五年。户内型熔断器不得用于户外电容器组。

10.2.3.2 交接或更换后外熔断器的安装角度应符合产品安装说明书的要求。

10.2.3.3 及时更换已锈蚀、松弛的外熔断器, 避免因外熔断器开断性能变差而复燃导致扩大事故。

10.2.3.4 安装五年以上的户外用外熔断器应及时更换。

10.2.4 串联电抗器部分

10.2.4.1 电抗器的电抗率应根据系统谐波测试情况计算配置, 必须避免同谐波发生谐振或谐波过度放大。运行中谐波电流应不超过

标准要求。已配置抑制谐波用串联电抗器的电容器组，禁止减容量运行。

10.2.4.2 室内宜选用铁芯电抗器。

10.2.4.3 新安装干式空芯电抗器时，不应采用叠装结构，避免电抗器单相事故发展为相间事故。

10.2.4.4 干式空芯电抗器应安装电容器组首端，在系统短路电流大的安装点应校核其动稳定性。

10.2.4.5 干式空芯电抗器出厂应进行匝间耐压试验，当设备交接时，具备条件时应进行匝间耐压试验。

10.2.5 放电线圈部分

10.2.5.1 放电线圈首末端必须与电容器首末端相连接。

10.2.5.2 新安装放电线圈应采用全密封结构。对已运行的非全密封放电线圈应加强绝缘监督，发现受潮现象应及时更换。

10.2.6 避雷器部分

10.2.6.1 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。

10.2.6.2 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组高压侧入口处位置。

10.2.6.3 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的要求。

10.2.7 电容器组保护部分

10.2.7.1 采用电容器成套装置及集合式电容器时，应要求厂家提供保护计算方法和保护整定值。

10.2.7.2 电容器组安装时应尽可能降低初始不平衡度，保护定值应根据电容器内部元件串并联情况进行计算确定。500kV 变电站电容器组各相差压保护定值不应超过 0.8V，保护整定时间不宜大于 0.1s。

11 防止互感器损坏事故

为防止互感器损坏事故,应严格执行国家电网公司《预防 110(66) kV ~ 500kV 互感器事故措施》(国家电网生[2004]641 号)、《110(66) kV ~ 500kV 互感器技术监督规定》(国家电网生技[2005]174 号)、《预防倒立式 SF6 电流互感器事故措施》(国家电网生技[2009]80 号)、《预防油浸式电流互感器、套管设备故障补充措施》(国家电网生技[2009]819 号)等有关规定,并提出以下重点要求:

11.1 防止各类油浸式互感器事故

11.1.1 设计阶段应注意的问题

11.1.1.1 油浸式互感器应选用带金属膨胀器微正压结构型式。

11.1.1.2 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。

11.1.1.3 电容式电压互感器的中间变压器高压侧不应装设 MOA。

11.1.2 基建阶段应注意的问题

11.1.2.1 110kV(66kV) ~ 500kV 互感器在出厂试验时,局部放电试验的测量时间延长到 5min。

11.1.2.2 对电容式电压互感器应要求制造厂在出厂时进行 0.8U_{1n}、1.0U_{1n}、1.2U_{1n} 及 1.5U_{1n} 的铁磁谐振试验(注:U_{1n} 指额定一次相电压,下同)。

11.1.2.3 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)。

11.1.2.4 电流互感器的一次端子所受的机械力不应超过制造厂规定的允许值,其电气连接应接触良好,防止产生过热故障及电位

悬浮。互感器的二次引线端子应有防转动措施，防止外部操作造成内部引线扭断。

11.1.2.5 已安装完成的互感器若长期未带电运行(110kV 及以上大于半年 ;35kV 及以下一年以上),在投运前应按照 DL/T 393-2010 《输变电设备状态检修试验规程》进行例行试验。

11.1.2.6 在交接试验时，对 110 (66) kV 及以上电压等级的油浸式电流互感器，应逐台进行交流耐受电压试验，交流耐压试验前后应进行油中溶解气体分析。油浸式设备在交流耐压试验前要保证静置时间，110 (66) kV 设备静置时间不小于 24h、220kV 设备静置时间不小于 48h、330kV 和 500kV 设备静置时间不小于 72h。

11.1.2.7 对于 220kV 及以上等级的电容式电压互感器，其耦合电容器部分是分成多节的，安装时必须按照出厂时的编号以及上下顺序进行安装，严禁互换。

11.1.2.8 电流互感器运输应严格遵照设备技术规范和制造厂要求，220kV 及以上电压等级互感器运输应在每台产品(或每辆运输车)上安装冲撞记录仪，设备运抵现场后应检查确认，记录数值超过 5g 的，应经评估确认互感器是否需要返厂检查。

11.1.2.9 电流互感器一次直阻出厂值和设计值无明显差异，交接时测试值与出厂值也应无明显差异，且相间应无明显差异。

11.1.3 运行阶段应注意的问题

11.1.3.1 事故抢修安装的油浸式互感器，应保证静放时间，其中 500kV 油浸式互感器静放时间应大于 36 小时，110 ~ 220kV 油浸式互感器静放时间应大于 24 小时。

11.1.3.2 对新投运的 220kV 及以上电压等级电流互感器，1-2 年内应取油样进行油色谱、微水分析；对于厂家明确要求不取油样的产品，确需取样或补油时应由制造厂配合进行。

11.1.3.3 互感器的一次端子引线连接端要保证接触良好，并有足够的接触面积，以防止产生过热性故障。一次接线端子的

等电位连接必须牢固可靠。其接线端子之间必须有足够的安全距离，防止引线线夹造成一次绕组短路。

11.1.3.4 老型带隔膜式及气垫式储油柜的互感器，应加装金属膨胀器进行密封改造。现场密封改造应在晴好天气进行。对尚未改造的互感器应每年检查顶部密封状况，对老化的胶垫与隔膜应予以更换。对隔膜上有积水的互感器，应对其本体和绝缘油进行有关试验，试验不合格的互感器应退出运行。绝缘性能有问题的老旧互感器，退出运行不再进行改造。

11.1.3.5 对硅橡胶套管和加装硅橡胶伞裙的瓷套，应经常检查硅橡胶表面有无放电现象，如果有放电现象应及时处理。

11.1.3.6 运行人员正常巡视应检查记录互感器油位情况。对运行中渗漏油的互感器，应根据情况限期处理，必要时进行油样分析，对于含水量异常的互感器要加强监视或进行油处理。油浸式互感器严重漏油及电容式电压互感器电容单元渗漏油的应立即停止运行。

11.1.3.7 应及时处理或更换已确认存在严重缺陷的互感器。对怀疑存在缺陷的互感器，应缩短试验周期进行跟踪检查和分析查明原因。对于全密封型互感器，油中气体色谱分析仅 H_2 单项超过注意值时，应跟踪分析，注意其产气速率，并综合诊断：如产气速率增长较快，应加强监视；如监测数据稳定，则属非故障性氢超标，可安排脱气处理；当发现油中有乙炔时，按状态检修规程规定执行。对绝缘状况有怀疑的互感器应运回试验室进行全面的电气绝缘性能试验，包括局部放电试验。

11.1.3.8 如运行中互感器的膨胀器异常伸长顶起上盖，应立即退出运行。当互感器出现异常响声时应退出运行。当电压互感器二次电压异常时，应迅速查明原因并及时处理。

11.1.3.9 当采用电磁单元为电源测量电容式电压互感器的电容分压器 C_1 和 C_2 的电容量和介损时，必须严格按照制造厂说明书规定进行。

11.1.3.10 根据电网发展情况，应注意验算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。

11.1.3.11 严格按照《带电设备红外诊断应用规范》（DL/T664-2008）的规定，开展互感器的精确测温工作。新建、改扩建或大修后的互感器，应在投运后不超过1个月内（但至少应在24h以后）进行一次精确检测。220kV及以上电压等级的互感器每年在季节变化前后应至少各进行一次精确检测。在高温大负荷运行期间，对220kV及以上电压等级互感器应增加红外检测次数。精确检测的测量数据和图像应存入数据库。

11.1.3.12 加强电流互感器末屏接地检测、检修及运行维护管理。对结构不合理、截面偏小、强度不够的末屏应进行改造；检修结束后应检查确认末屏接地是否良好。

11.2 防止110kV（66kV）～500kV SF₆绝缘电流互感器事故

11.2.1 设计阶段应注意的问题

11.2.1.1 应重视和规范气体绝缘的电流互感器的监造、验收工作。

11.2.1.2 如具有电容屏结构，其电容屏连接筒应要求采用强度足够的铸铝合金制造，以防止因材质偏软导致电容屏连接筒移位。

11.2.1.3 加强对绝缘支撑件的检验控制。

11.2.2 基建阶段应注意的问题

11.2.2.1 出厂试验时各项试验包括局部放电试验和耐压试验必须逐台进行。

11.2.2.2 制造厂应采取有效措施，防止运输过程中内部构件震动移位。用户自行运输时应按制造厂规定执行。

11.2.2.3 110kV及以下互感器推荐直立安放运输，220kV及以上互感器必须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 及以上每台安装带时标的三维冲撞记录仪。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。

11.2.2.4 运输时所充气压应严格控制在允许的范围内。

11.2.2.5 进行安装时，密封检查合格后方可对互感器充 SF₆ 气体至额定压力，静置 24h 后进行 SF₆ 气体微水测量。气体密度表、继电器必须经校验合格。

11.2.2.6 气体绝缘的电流互感器安装后应进行现场老炼试验。老炼试验后进行耐压试验，试验电压为出厂试验值的 80%。条件具备且必要时还宜进行局部放电试验。

11.2.3 运行阶段应注意的问题

11.2.3.1 运行中应巡视检查气体密度表，产品年漏气率应小于 0.5%。

11.2.3.2 若压力表偏出绿色正常压力区时，应引起注意，并及时按制造厂要求停电补充合格的 SF₆ 新气。一般应停电补气，个别特殊情况需带电补气时，应在厂家指导下进行。

11.2.3.3 补气较多时（表压小于 0.2Mpa），应进行工频耐压试验。

11.2.3.4 交接时 SF₆ 气体含水量小于 250 μl/L。运行中不应超过 500 μl/l（换算至 20℃），若超标时应进行处理。

11.2.3.5 设备故障跳闸后，应进行 SF₆ 气体分解产物检测，以确定内部有无放电。避免带故障强送再次放电。

11.2.3.6 对长期微渗的互感器应重点开展 SF₆ 气体微水量的检测，必要时可缩短检测时间，以掌握 SF₆ 电流互感器气体微水量变化趋势。

12 防止 GIS、开关设备事故

为防止开关设备事故，应严格执行国家电网公司《高压开关设备技术监督规定》(国家电网生技[2005]174号)、《预防 12kV-40.5kV 交流高压开关柜事故补充措施》(国家电网生〔2010〕811号)、《预防交流高压开关柜人身伤害事故措施》(国家电网生〔2010〕1580号)、《关于加强气体绝缘金属封闭开关全过程管理重点措施》(国家电网生〔2011〕1223号)等有关规定，并提出以下重点要求：

12.1 防止 GIS (包括 HGIS) SF6 断路器事故

12.1.1 设计、制造的有关要求

12.1.1.1 加强对 GIS、SF6 断路器的选型、订货、安装调试、验收及投运的全过程管理。应选择具有良好运行业绩和成熟制造经验生产厂家的产品。

12.1.1.2 新订货断路器应优先选用弹簧机构、液压机构 (包括弹簧储能液压机构)。

12.1.1.3 GIS 在设计过程中应特别注意气室的划分，避免某处故障后劣化的 SF6 气体造成 GIS 的其它带电部位的闪络，同时也应考虑检修维护的便捷性，保证最大气室气体量不超过 8 小时的气体处理设备的处理能力。

12.1.1.4 GIS、SF6 断路器设备内部的绝缘操作杆、盆式绝缘子、支撑绝缘子等部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。

12.1.1.5 断路器、隔离开关和接地开关出厂试验时应进行不少于 200 次的机械操作试验，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，再进行其它出厂试验。

12.1.1.6 SF6 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。

密度继电器应装设在与断路器或 GIS 本体同一运行环境温度的位置，以保证其报警、闭锁接点正确动作。

220kV 及以上 GIS 分箱结构的断路器每相应安装独立的密度继电器。

器。

户外安装的密度继电器应设置防雨罩，密度继电器防雨箱（罩）应能将表、控制电缆接线端子一起放入，防止指示表、控制电缆接线盒和充放气接口进水受潮。

12.1.1.7 为便于试验和检修，GIS 的母线避雷器和电压互感器应设置独立的隔离开关或隔离断口；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。

12.1.1.8 用于低温（最低温度为-30 及以下）、重污秽 E 级或沿海 D 级地区的 220kV 及以下电压等级 GIS 宜采用户内安装方式。

12.1.1.9 断路器二次回路不应采用 RC 加速设计。

12.1.1.10 开关设备机构箱、汇控箱内应有完善的驱潮防潮装置，防止凝露造成二次设备损坏。

12.1.1.11 GIS 布置设计应便于设备运行、维护和检修，并应考虑在更换、检查 GIS 设备中某一功能部件时的可维护性。

12.1.1.12 220kV 及以上电压等级 GIS 应加装内置局部放电传感器。

12.1.2 基建、安装阶段的有关要求

12.1.2.1 GIS、罐式断路器及 500kV 及以上电压等级的柱式断路器现场安装过程中，必须采取有效的防尘措施，如移动防尘帐篷等，GIS 的孔、盖等打开时，必须使用防尘罩进行封盖。安装现场环境太差、尘土较多或相邻部分正在进行土建施工等情况下应停止安装。

12.1.2.2 SF6 开关设备现场安装过程中，在进行抽真空处理时，应采用出口带有电磁阀的真空处理设备，且在使用前应检查电磁阀动作可靠，防止抽真空设备意外断电造成真空泵油倒灌进入设备内部。并且在真空处理结束后应检查抽真空管的滤芯是否有油渍。为防止真空度计水银倒灌进入设备中，禁止使用麦氏真空计。

12.1.2.3 GIS 安装过程中必须对导体是否插接良好进行检查，特别对可调整的伸缩节及电缆连接处的导体连接情况应进行重点检

查。

12.1.2.4 严格按有关规定对新装 GIS、罐式断路器进行现场耐压,耐压过程中应进行局部放电检测,有条件时可对 GIS 设备进行现场冲击耐压试验。

12.1.2.5 断路器安装后必须对其二次回路中的防跳继电器、非全相继电器进行传动,并保证在模拟手合于故障条件下断路器不会发生跳跃现象。

12.1.2.6 加强断路器合闸电阻的检测和试验,防止断路器合闸电阻缺陷引发故障。在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,有条件时应测量合闸电阻的阻值。

12.1.2.7 断路器产品出厂试验、交接试验及例行试验中应进行断路器合-分时间及操作机构辅助开关的转换时间与断路器主触头动作时间之间的配合试验检查,对 220kV 及以上断路器,合分时间应符合产品技术条件中的要求,且满足电力系统安全稳定要求。

12.1.2.8 SF₆ 气体必须经 SF₆ 气体质量监督管理中心抽检合格,并出具检测报告后方可使用。

12.1.2.9 SF₆ 气体注入设备后必须进行湿度试验,且应对设备内气体进行 SF₆ 纯度检测,必要时进行气体成份分析。

12.1.3 运行中应注意的问题

12.1.3.1 应加强运行中 GIS 和罐式断路器的带电局放检测工作。在 A 类或 B 类检修后应进行局放检测,在大负荷前、经受短路电流冲击后必要时应进行局放检测,对于局放量异常的设备,应同时结合 SF₆ 气体分解物检测技术进行综合分析和判断。

12.1.3.2 为防止运行断路器绝缘拉杆断裂造成拒动,应定期检查分合闸缓冲器,防止由于缓冲器性能不良使绝缘拉杆在传动过程中受冲击,同时应加强监视分合闸指示器与绝缘拉杆相连的运动部件相对位置有无变化,或定期进行合、分闸行程曲线测试。对于采用“螺

旋式”连接结构绝缘拉杆的断路器应进行改造。

12.1.3.3 当断路器液压机构突然失压时应申请停电处理。在设备停电前，严禁人为启动油泵，防止断路器慢分。

12.1.3.4 对气动机构宜加装汽水分离装置和自动排污装置，对液压机构应注意液压油油质的变化，必要时应及时滤油或换油。

12.1.3.5 当断路器大修时，应检查液压（气动）机构分、合闸阀的阀针是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。

12.1.3.6 弹簧机构断路器应定期进行机械特性试验，测试其行程曲线是否符合厂家标准曲线要求；对运行 10 年以上的弹簧机构可抽检其弹簧拉力，防止因弹簧疲劳，造成开关动作不正常。

12.1.3.7 加强操动机构的维护检查，保证机构箱密封良好，防雨、防尘、通风、防潮等性能良好，并保持内部干燥清洁。

12.1.3.8 加强辅助开关的检查维护，防止由于接点腐蚀、松动变位、接点转换不灵活、切换不可靠等原因造成开关设备拒动。

12.2 防止敞开式隔离开关、接地开关事故

12.2.1 设计、制造的有关要求

12.2.1.1 隔离开关和接地开关必须选用符合国家电网公司《关于高压隔离开关订货的有关规定（试行）》完善化技术要求的产品。

12.2.1.2 220kV 及以上电压等级隔离开关和接地开关在制造厂必须进行全组组装，调整好各部件的尺寸，并做好相应的标记。

12.2.1.3 隔离开关与其所配装的接地开关间应配有可靠的机械闭锁，机械闭锁应有足够的强度。

12.2.1.4 同一间隔内的多台隔离开关的电机电源，在端子箱内必须分别设置独立的开断设备。

12.2.2 基建阶段应注意的问题

12.2.2.1 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。

12.2.2.2 新安装或检修后的隔离开关必须进行导电回路电阻测试。

12.2.2.3 新安装的隔离开关手动操作力矩应满足相关技术要求。

12.2.3 运行中应注意的问题

12.2.3.1 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）》完善化技术要求的 72.5kV 及以上电压等级隔离开关、接地开关应进行完善化改造或更换。

12.2.3.2 加强对隔离开关导电部分、转动部分、操动机构、瓷绝缘子等的检查，防止机械卡涩、触头过热、绝缘子断裂等故障的发生。隔离开关各运动部位用润滑脂宜采用性能良好的二硫化钼锂基润滑脂。

12.2.3.3 为预防 GW6 型等类似结构的隔离开关运行中“自动脱落分闸”，在检修中应检查操动机构蜗轮、蜗杆的啮合情况，确认没有倒转现象；检查并确认刀闸主拐臂调整应过死点；检查平衡弹簧的张力应合适。

12.2.3.4 在运行巡视时，应注意隔离开关、母线支柱绝缘子瓷件及法兰无裂纹，夜间巡视时应注意瓷件无异常电晕现象。

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

12.2.3.6 定期用红外测温设备检查隔离开关设备的接头\导电部分，特别是在重负荷或高温期间，加强对运行设备温升的监视，发现问题应及时采取措施。

12.2.3.7 对处于严寒地区、运行 10 年以上的罐式断路器，应结合例行试验对瓷质套管法兰浇装部位防水层完好情况进行检查，必要时重新复涂防水胶。

12.3 防止开关柜事故的措施

12.3.1 设计、施工的有关要求

12.3.1.1 高压开关柜应优先选择 LSC2 类（具备运行连续性功能）“五防”功能完备的产品，其外绝缘应满足以下条件：

空气绝缘净距离： $\geq 125\text{mm}$ （对 12kV）， $\geq 300\text{mm}$ （对 40.5kV）；

爬电比距： $\geq 18\text{mm/kV}$ （对瓷质绝缘）， $\geq 20\text{mm/kV}$ （对有机绝缘）。

如采用热缩套包裹导体结构，则该部位必须满足上述空气绝缘净距离要求；如开关柜采用复合绝缘或固体绝缘封装等可靠技术，可适当降低其绝缘距离要求。

12.3.1.2 开关柜应选用 IAC 级（内部故障级别）产品，制造厂应提供相应型式试验报告（报告中附试验试品照片）。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，燃弧时间为 0.5 秒及以上内部故障电弧允许持续时间应不小于 0.5s，试验电流为额定短时耐受电流，对于额定短路开断电流 31.5kA 以上产品可按照 31.5kA 进行内部故障电弧试验。封闭式开关柜必须设置压力释放通道。

12.3.1.3 用于电容器投切的开关柜必须有所配断路器投切电容器的试验报告，且断路器必须选用 C2 级断路器。用于电容器投切的断路器出厂时必须提供本台断路器分、合闸行程特性曲线，并提供本型断路器的标准分、合闸行程特性曲线。条件允许时，可在现场进行断路器投切电容器的大电流老炼试验。

12.3.1.4 高压开关柜内一次接线应符合国家电网公司输变电工程典型设计要求，避雷器、电压互感器等柜内设备应经隔离开关（或隔离手车）与母线相连，严禁与母线直接连接。其前面板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告、警示标识。柜内隔离金属活门应可靠接地，活门机构应选用可独立锁止的结构，可靠防止检修时人员失误打开活门。

12.3.1.5 高压开关柜内的绝缘件（如绝缘子、套管、隔板和

触头罩等)应采用阻燃绝缘材料。

12.3.1.6 应在开关柜配电室配置通风、除湿防潮设备，防止凝露导致绝缘事故。

12.3.1.7 开关柜设备在扩建时，必须考虑与原有开关柜的一致性。

12.3.1.8 开关柜中所有绝缘件装配前均应进行局放检测，单个绝缘件局部放电量不大于 3pC。

12.3.2 基建阶段应注意的问题

12.3.2.1 基建中高压开关柜在安装后应对其一、二次电缆进线处采取有效封堵措施。

12.3.2.2 为防止开关柜火灾蔓延，在开关柜的柜间、母线室之间及与本柜其它功能隔室之间应采取有效的封堵隔离措施。

12.3.2.3 高压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。

12.3.3 运行中应注意的问题

12.3.3.1 手车开关每次推入柜内后，应保证手车到位和隔离插头接触良好。

12.3.3.2 每年迎峰度夏(冬)前应开展超声波局部放电检测、暂态地电压检测，及早发现开关柜内绝缘缺陷，防止由开关柜内部局部放电演变成短路故障。

12.3.3.3 加强开展开关柜温度检测，对温度异常的开关柜强化监测、分析和处理，防止导电回路过热引发的柜内短路故障。

12.3.3.4 加强带电显示闭锁装置的运行维护，保证其与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应作为严重缺陷尽快予以消除。

12.3.3.5 加强高压开关柜巡视检查和状态评估，对用于投切电容器组等操作频繁的开关柜要适当缩短巡检和维护周期。当无功补偿装置容量增大时，应进行断路器容性电流开合能力校核试验。

13 防止电力电缆损坏事故

为防止电力电缆损坏事故，应认真贯彻执行《电力工程电缆设计规范》(GB 50217)、《电力装置安装工程电缆线路施工及验收规范》(GB 50168)、《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB 50229)、《10(6) kV~500kV 电缆技术标准》(Q/GDW 371)、《国家电网公司电力电缆线路运行规程》(Q/GDW 512)、《国家电网公司输变电设备状态检修试验规程》(Q/GDW 168)等标准及《国家电网公司电缆通道管理规范》(国家电网生(2010)637号)等有关规定，并提出以下重点要求：

13.1 防止电缆绝缘击穿事故

13.1.1 设计阶段应注意的问题

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、敷设方式等合理选择电缆和附件结构型式。

13.1.1.2 应避免电缆通道邻近热力管线、腐蚀性介质的管道。

13.1.1.3 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制造商。

13.1.1.4 同一受电端的双回或多回电缆线路宜选用不同制造商的电缆、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。

13.1.1.5 10kV 及以上电力电缆应采用干法化学交联的生产工艺，110kV 及以上电力电缆应采用悬链或立塔式工艺。

13.1.1.6 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；35kV 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。

13.1.1.7 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。

13.1.1.8 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、桥架和竖井等缆线密集区域布置电力电缆接头。

13.1.2 基建阶段应注意的问题

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，并开展到货检测。

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 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。在现场安装高压电缆附件之前，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。

13.1.2.5 应检测电缆金属护层接地电阻、端子接触电阻，必须满足设计要求和相关技术规范要求。

13.1.2.6 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。

13.1.3 运行阶段应注意的问题

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、接地系统等的关键接点的温度。

13.1.3.2 严禁金属护层不接地运行。应严格按照运行规程巡检接地端子、过电压限制元件，发现问题应及时处理。

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。

13.2 防止电缆火灾

13.2.1 设计基建阶段应注意的问题

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 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 采用排管、电缆沟、隧道、桥梁及桥架敷设的阻燃电缆，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、非阻燃通讯光缆等应穿入阻燃管，或采取其他防火隔离措施。

13.2.1.4 中性点非有效接地系统中，缆线密集区域的电缆应采取防火隔离措施。

13.2.1.5 非直埋电缆接头的最外层应包覆阻燃材料，充油电缆接头及敷设密集的中压电缆的接头应用耐火防爆槽盒封闭。

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，并由运行部门验收。

13.2.1.7 隧道及竖井中的电缆应采取防火隔离、分段阻燃措施。

13.2.2 运行阶段应注意的问题

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。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 运行部门应保持电缆通道、夹层整洁、畅通，消除各类火灾隐患，通道沿线及其内部不得积存易燃、易爆物。

13.2.2.3 电缆通道临近易燃或腐蚀性介质的存储容器、输送管道时，应加强监视，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。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 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温度在线监测装置，并应定期传动、检测，确保动作可靠、信号准确。

13.2.2.7 严格按照运行规程规定对电缆夹层、通道进行巡检，并检测电缆和接头运行温度。

13.3 防止外力破坏和设施被盗

13.3.1 设计基建阶段应注意的问题

13.3.1.1 同一负载的双路或多路电缆，不宜布置在相邻位置。

13.3.1.2 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。应在投运前向运行部门提交竣工资料和图纸。

13.3.1.3 直埋电缆沿线、水底电缆应装设永久标识。

13.3.1.4 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 运行阶段应注意的问题

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，宜采取防止坠落物体打击的保护措施。

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措施。

13.3.2.5 应及时清理退运的报废缆线，对盗窃易发地区的电缆设施应加强巡视。

13.4 防止单芯电缆金属护层绝缘故障

13.4.1 设计基建阶段应注意的问题

13.4.1.1 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。

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

13.4.1.3 应对完整的金属护层接地系统进行交接试验，包括电缆外护套、同轴电缆、接地电缆、接地箱、互联箱等。交叉互联系统导体对地绝缘强度应不低于电缆外护套的绝缘水平。

13.4.2 运行阶段应注意的问题

13.4.2.1 应监视重载和重要电缆线路因运行温度变化产生的蠕变，出现异常应及时处理。

13.4.2.2 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。

13.4.2.3 应严格按试验规程规定检测金属护层接地电流、接地线连接点温度，发现异常应及时处理。

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

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》（DL/T 621-1997）、《接地装置工频特性参数的测量导则》（DL/T 475-2006）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620-1997）、《输变电设备状态检修试验规程》（DL/T393-2010）、《电力设备预防性试验规程》（DL/T596-1996）及其它有关规定，并提出以下重点要求：

14.1 防止接地网事故

14.1.1 设计、基建应注意的问题

14.1.1.1 在输变电工程设计中，应认真吸取接地网事故教训，

并按照相关规程规定的要求，改进和完善接地网设计。

14.1.1.2 对于 110kV 及以上新建、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 0.8mm）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考核；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%，并提出接地装置的热稳定容量计算报告。

14.1.1.4 在扩建工程设计中，除应满足 14.1.1.3 中新建工程接地装置的热稳定容量要求以外，还应对前期已投运的接地装置进行热稳定容量校核，不满足要求的必须进行改造。

14.1.1.5 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宜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。

14.1.1.6 施工单位应严格按照设计要求进行施工，预留设备、设施的接地引下线必须经确认合格，隐蔽工程必须经监理单位和建设单位验收合格，在此基础上方可回填土。同时，应分别对两个最近的接地引下线之间测量其回路电阻，测试结果是交接验收资料的必备内容，竣工时应全部交甲方备存。

14.1.1.7 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。接地线与接地极的连接应用焊接，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。

14.1.1.8 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，应采用完善的均压及隔离措施，防止人身及设备事故，方可投入运行。对弱电设备应有完善的隔离或限压措施，防止接地故障时地电位的升高造成设备损坏。

14.1.1.9 变电站控制室及保护小室应独立敷设与主接地网紧密连接的二次等电位接地网，在系统发生近区故障和雷击事故时，以降低二次设备间电位差，减少对二次回路的干扰。

14.1.2 运行维护的有关要求

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校核接地装置的热稳定容量。

14.1.2.2 应根据历次接地引下线的导通检测结果进行分析比较，以决定是否需要进行开挖检查、处理。

14.1.2.3 定期(时间间隔应不大于 5 年)通过开挖抽查等手段确定接地网的腐蚀情况，铜质材料接地体地网不必定期开挖检查。若接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求，怀疑接地网被严重腐蚀时，应进行开挖检查。如发现接地网腐蚀较为严重，应及时进行处理。

14.2 防止雷电过电压事故

14.2.1 设计阶段应因地制宜开展防雷设计，除 A 级（地闪密度小于 0.78 次/平方公里·年）雷区外，220kV 及以上线路一般应全线架设双地线，110kV 线路应全线架设地线。地线保护角可参照国家电网公司《架空输电线路差异化防雷工作指导意见》选取。

14.2.2 对符合以下条件之一的敞开式变电站应在 110 - 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 或者近三年雷电监测系统记录的平均落雷密度

大于等于 3.5 次/平方公里·年 (2) 变电站 110-220kV 进出线路走廊在距变电站 15 km 范围内穿越雷电活动频繁 (平均雷暴日数大于等于 40 日或近三年雷电监测系统记录的平均落雷密度大于等于 2.8 次/平方公里·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。

14.2.3 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宜采用线路避雷器保护。

14.2.4 加强避雷线运行维护工作,定期打开部分线夹检查,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。

14.2.5 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、通讯线、广播线、电视天线的支柱。

14.2.6 在土壤电阻率较高地段的杆塔,可采用增加垂直接地体、加长接地带、改变接地形式、换土或采用接地模块等措施。

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,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 对于低压侧有空载运行或者带短母线运行可能的变压

器，宜在变压器低压侧装设避雷器进行保护。

14.4 防止谐振过电压事故

14.4.1 为防止 110kV 及以上电压等级断路器断口均压电容与母线电磁式电压互感器发生谐振过电压，可通过改变运行和操作方式避免形成谐振过电压条件。新建或改造敞开式变电站应选用电容式电压互感器。

14.4.2 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：

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

14.4.2.2 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它专门消除此类谐振的装置。

14.4.2.3 10kV 及以下用户电压互感器一次中性点应不接地。

14.5 防止弧光接地过电压事故

14.5.1 对于中性点不接地的 6～35kV 系统，应根据电网发展每 3～5 年进行一次电容电流测试。当单相接地故障电容电流超过《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T 620-1997）规定时，应及时装设消弧线圈；单相接地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，单相接地故障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，对于系统电容电流大于 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在配电线路分散补偿。

14.5.2 对于装设手动消弧线圈的 6～35kV 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电压的 15%。

14.5.3 对于自动调谐消弧线圈，在订购前应向制造厂索取能说明该产品可以根据系统电容电流自动进行调谐的试验报告。自动调谐消弧线圈投入运行后，应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 不接地和谐振接地系统发生单相接地时，应采取有效措施尽快消除故障，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 对金属氧化物避雷器，必须坚持在运行中按规程要求进行带电试验。当发现异常情况时，应及时查明原因。35kV 及以上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，但对 500kV 金属氧化物避雷器应 3 - 5 年进行一次停电试验。

14.6.2 严格遵守避雷器交流泄漏电流测试周期，雷雨季节前后各测量一次，测试数据应包括全电流及阻性电流。

14.6.3 110kV 及以上电压等级避雷器应安装交流泄漏电流在线监测表计。对已安装在线监测表计的避雷器，有人值班的变电站每天至少巡视一次，每半月记录一次，并加强数据分析。无人值班变电站可结合设备巡视周期进行巡视并记录，强雷雨天气后应进行特巡。

15 防止继电保护事故

为了防止继电保护事故，应认真贯彻《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285-2006)、《微机继电保护装置运行管理规程》(DL/T 587-2007)、《继电保护和电网安全自动装置检验规程》(DL/T 995-2006)、《继电保护及安全自动装置运行管理规程》(水电生字-1982-11)、《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)、《3kV ~ 110kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 584-2007)、《220kV ~ 750kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 559-2007)、《电力系统继电保护技术监督规定(试行)》(电

安生-1997-356)《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)《电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程》(DL/T 623-2010)《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》(DL/T 684-1999)《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 161-2007)《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 175-2008)《国家电网继电保护整定计算技术规范》(Q/GDW 422-2010)等有关标准和规程、规定,并提出以下要求:

15.1 规划阶段应注意的问题

15.1.1 涉及电网安全、稳定运行的发、输、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、管理和技术监督。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、质量优良的产品。

15.2 继电保护配置应注意的问题

15.2.1 电力系统重要设备的继电保护应采用双重化配置。双重化配置的继电保护应满足以下基本要求:

15.2.1.1 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;交流电压宜分别取自电压互感器互相独立的绕组。其保护范围应交叉重叠,避免死区。

15.2.1.2 两套保护装置的直流电源应取自不同蓄电池组供电的直流母线段。

15.2.1.3 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。

15.2.1.4 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。

15.2.1.5 每套完整、独立的保护装置应能处理可能发生的所有类型的故障。两套保护之间不应有任何电气联系，当一套保护退出时不应影响另一套保护的运行。

15.2.1.6 线路纵联保护的通道（含光纤、微波、载波等通道及加工设备和供电电源等）、远方跳闸及就地判别装置应遵循相互独立的原则按双重化配置。

15.2.1.7 330kV 及以上电压等级输变电设备的保护应按双重化配置。

15.2.1.8 除终端负荷变电站外，220kV 及以上电压等级变电站的母线保护应按双重化配置。

15.2.1.9 220kV 电压等级线路、变压器、高抗、串补、滤波器等设备微机保护应按双重化配置。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。

15.2.2 应充分考虑电流互感器二次绕组合理分配，对确实无法解决的保护动作死区，在满足系统稳定要求的前提下，可采取起动失灵和远方跳闸等后备措施加以解决。

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 联络线的每套保护应能对全线路内发生的各种类型故障均快速动作切除。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，应能正确选相并动作跳闸。

15.2.3.2 对于远距离、重负荷线路及事故过负荷等情况，宜采用设置负荷电阻线或其他方法避免相间、接地距离保护的后备段保护误动作。

15.2.3.3 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，但不宜采用过分降低零序动作电压的方法。

15.2.4 双母线接线变电站的母差保护、断路器失灵保护，除跳母联、分段的支路外，应经复合电压闭锁。

15.2.5 220kV 及以上电压等级的母联、母线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。

15.2.6 断路器失灵保护的电流判别元件的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。

15.2.7 变压器、电抗器非电量保护应同时作用于断路器的两个跳闸线圈。未采用就地跳闸方式的变压器非电量保护应设置独立的电源回路（包括直流空气小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。当变压器、电抗器采用就地跳闸方式时，应向监控系统发送动作信号。

15.2.8 在变压器低压侧未配置母差和失灵保护的情况下，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。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 2 秒。

15.2.9 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级差。

15.2.10 变压器过励磁保护的起动、反时限和定时限元件应根据变压器的过励磁特性曲线进行整定计算并能分别整定，其返回系数不应低于 0.96。

15.2.11 220kV 及以上电压等级变压器、发变组的断路器失灵时应起动断路器失灵保护，并应满足以下要求：

15.2.11.1 双母线接线变电站的断路器失灵保护的电流判别元件应采用相电流、零序电流和负序电流按“或逻辑”构成，在保护跳闸接点和电流判别元件同时动作时去解除复合电压闭锁，故障电流切断、保护收回跳闸命令后应重新闭锁断路器失灵保护。

15.2.11.2 线路 - 变压器和线路 - 发变组的线路和主设备电气量保护均应起动断路器失灵保护。当本侧断路器无法切除故障时，

应采取起动远方跳闸等后备措施加以解决。

15.2.11.3 变压器的断路器失灵时，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。

15.2.12 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其他保护動作时间相配合。

15.2.13 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。

15.2.13.1 发电机变压器组非电量保护按照 15.2.7 执行。

15.2.13.2 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。

15.2.13.3 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。

15.2.13.4 200MW 及以上容量发电机变压器组应配置专用故障录波器。

15.2.13.5 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。

15.2.13.6 并网电厂都应制定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：

15.2.13.6.1 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起动信号。

15.2.13.6.2 当失步振荡中心在发变组外部，并网电厂应制定应急措施，经一定延时解列发电机，并将厂用电源切换到安全、稳定的备用电源。

15.2.13.6.3 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。

15.2.13.6.4 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。

15.2.13.7 发电机的失磁保护应使用能正确区分短路故障和失磁故障的、具备复合判据的二段式方案。优先采用定子阻抗判据与机端低电压的复合判据，与系统联系较紧密的机组（除水电机组）宜将定子阻抗判据整定为异步阻抗圆，经第一时限动作出口；为确保各种失磁故障均能够切除，宜使用不经低电压闭锁的、稍长延时的定子阻抗判据经第二时限出口。发电机在进相运行前，应仔细检查和校核发电机失磁保护的测量原理、整定范围和动作特性，防止发电机进相运行时发生误动行为。

15.2.13.8 应根据发电机允许过激磁的耐受能力进行发电机过激磁保护的整定计算，其定值应与励磁调节器 V/Hz 限制相配合，并作为其后备保护整定。

15.3 继电保护设计应注意的问题

15.3.1 采用双重化配置的两套保护装置宜安装在各自保护柜内，并应充分考虑运行和检修时的安全性。

15.3.2 有关断路器的选型应与保护双重化配置相适应，220kV 及以上断路器必须具备双跳闸线圈机构。

15.3.3 纵联保护应优先采用光纤通道。双回线路采用同型号纵联保护，或线路纵联保护采用双重化配置时，在回路设计和调试过程中应采取有效措施防止保护通道交叉使用。分相电流差动保护应采用同一路由收发、往返延时一致的通道。

15.3.4 主设备非电量保护应防水、防震、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。

15.3.5 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和计算导则》（DL/T 866）《保护用电流互感器暂态

特性技术要求》(GB 16847)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。宜选用具有多次级的电流互感器,优先选用贯穿(倒置)式电流互感器。

15.3.6 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误差限制系数和饱和电压较高的电流互感器。

15.3.7 线路两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。

15.3.8 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。

15.3.9 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。

15.3.10 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故障造成主变压器的跳闸。

15.3.11 智能变电站的保护设计应遵循“直接采样、直接跳闸”、“独立分散”、“就地化布置”原则。应特别注意防止智能变电站同时失去多套保护的风险。

15.3.12 除母线保护外不同间隔设备的保护功能不应集成。

15.3.13 保护双重化配置时,任一套保护装置不应跨接双重化配置的两个网络。

15.3.14 智能变电站继电保护相关的设计、基建、改造、验收、运行、检修部门应按照工作职责和界面分工,把好系统配置文件(SCD文件)关口,确保智能变电站保护运行、检修、改扩建工作安全。

15.3.15 智能变电站的保护设计应遵循相关标准、规程和反措的要求。

15.4 基建调试及验收应注意的问题

15.4.1 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。

15.4.2 基建单位应至少提供以下资料：一次设备实测参数；通道设备的参数和试验数据、通道时延等（包括接口设备、高频电缆、阻波器、结合滤波器、耦合电容器等）；电流互感器的试验数据（如变比、伏安特性及10%误差计算等）；电压、电流互感器的变比、极性、直流电阻、伏安特性等实测数据；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；瓦斯继电器试验报告；全部保护竣工图纸（含设计变更）；保护调试报告、二次回路检测报告以及调度机构整定计算所必需的其他资料。

15.4.3 基建验收

15.4.3.1 验收方应根据有关规程、规定及反措要求制定详细的验收标准。

15.4.3.2 应保证合理的设备验收时间，确保验收质量。

15.4.3.3 必须进行所有保护整组检查，模拟故障检查保护压板的唯一对应关系，避免有任何寄生回路存在。

15.4.3.4 对于新投设备，做整组试验时，应按规程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，检验线路和主设备的所有保护之间的相互配合关系，对线路纵联保护还应与线路对侧保护进行一一对应的联动试验。

15.4.3.5 应认真检查继电保护及安全自动装置、站端后台、调度端的各种保护动作、异常等相关信号的齐全、准确、一致，符合设计和装置原理。

15.4.4 新设备投产时应认真编写保护启动方案，做好事故预想，确保设备故障能可靠切除。

15.5 运行管理应注意的问题

15.5.1 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。

15.5.2 配置足够的保护备品、备件，缩短继电保护缺陷处理时间。微机保护装置的开关电源模件宜在运行 6 年后予以更换。

15.5.3 加强微机保护装置软件版本管理，未经主管部门认可的软件版本不得投入运行。

15.5.4 建立和完善继电保护故障信息和故障录波管理系统，严格按照国家有关网络安全规定，做好有关安全防护。在保证安全的前提下，可开放保护装置远方修改定值区、远方投退压板功能。

15.5.5 所有差动保护（线路、母线、变压器、电抗器、发电机等）在投入运行前，除应在负荷电流大于电流互感器额定电流的 10% 的条件下测定相回路和差回路外，还必须测量各中性线的不平衡电流、电压，以保证保护装置和二次回路接线的正确性。

15.5.6 在无母差保护运行期间应采取相应措施，严格限制变电站母线侧刀闸的倒闸操作，以保证系统安全。

15.5.7 加强继电保护装置运行维护工作。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在一年内的全面校验，提高继电保护设备健康水平。

15.5.8 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，防止因通信问题引起保护不正确动作。

15.5.9 加强对纵联保护通道设备的检查，重点检查是否设定了不必要的收、发信环节的延时或展宽时间。

15.5.10 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。

15.5.11 针对电网运行工况，加强备用电源自动投入装置的管理。

15.5.12 保护软件及现场二次回路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。

15.5.13 实施调控一体操作时，应具备保护投退和定值变更等

验证机制，防止保护误投和误整定的发生。

15.5.14 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、仪表存在问题而造成继电保护误整定、误试验。

15.6 定值管理应注意的问题

15.6.1 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。

15.6.2 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。

15.6.3 宜设置不经任何闭锁的、长延时的线路后备保护。

15.6.4 发电厂继电保护整定

15.6.4.1 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。

15.6.4.2 加强发电厂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。

15.6.4.3 定期对所辖设备的整定值进行全面复算和校核。

15.7 二次回路应注意的问题

15.7.1 严格执行有关规程、规定及反措，防止二次寄生回路的形成。

15.7.2 双重化配置的保护装置，须注意与其有功能回路联系设备（如通道、失灵保护等）的配合关系，防止因交叉停用导致保护功能的缺失。

15.7.3 应采取有效措施防止空间磁场对二次电缆的干扰，宜根据开关场和一次设备安装的实际情况，敷设与厂、站主接地网紧密连接的等电位接地网。等电位接地网应满足以下要求：

15.7.3.1 应在主控室、保护室、敷设二次电缆的沟道、开关场的就地端子箱及保护用结合滤波器等处，使用截面不小于100 mm²的

裸铜排（缆）敷设与主接地网紧密连接的等电位接地网。

15.7.3.2 在主控室、保护室柜屏下层的电缆室（或电缆沟道）内，按柜屏布置的方向敷设 100 mm^2 的专用铜排（缆），将该专用铜排（缆）首末端连接，形成保护室内的等电位接地网。保护室内的等电位接地网与厂、站的主接地网只能存在唯一连接点，连接点位置宜选择在电缆竖井处。为保证连接可靠，连接线必须用至少 4 根以上、截面不小于 50 mm^2 的铜缆（排）构成共点接地。

15.7.3.3 分散布置的保护就地站、通信室与集控室之间，应使用截面不少于 100 mm^2 的铜缆（排）可靠连接，连接点应设在室内等电位接地网与厂、站主接地网连接处。

15.7.3.4 静态保护和控制装置的屏柜下部应设有截面不小于 100 mm^2 的接地铜排。屏柜上装置的接地端子应用截面不小于 4 mm^2 的多股铜线和接地铜排相连。接地铜排应用截面不小于 50 mm^2 的铜缆与保护室内的等电位接地网相连。

15.7.3.5 沿二次电缆的沟道敷设截面不少于 100 mm^2 的铜排（缆），并在保护室（控制室）及开关场的就地端子箱处与主接地网紧密连接，保护室（控制室）的连接点宜设在室内等电位接地网与厂、站主接地网连接处。

15.7.3.6 开关场的就地端子箱内应设置截面不少于 100 mm^2 的裸铜排，并使用截面不少于 100 mm^2 的铜缆与电缆沟道内的等电位接地网连接。

15.7.3.7 保护装置之间、保护装置至开关场就地端子箱之间联系电缆以及高频收发信机的电缆屏蔽层应双端接地，使用截面不小于 4 mm^2 多股铜质软导线可靠连接到等电位接地网的铜排上。

15.7.3.8 由开关场的变压器、断路器、隔离刀闸和电流、电压互感器等设备至开关场就地端子箱之间的二次电缆应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上述设备的底座和金属外壳良好焊接，下端就近与主接地网良好焊接。上述二次

电缆的屏蔽层在就地端子箱处单端使用截面不小于 4 mm^2 多股铜质软导线可靠连接至等电位接地网的铜排上，在一次设备的接线盒（箱）处不接地。

15.7.3.9 在干扰水平较高的场所，或是为取得必要的抗干扰效果，宜在敷设等电位接地网的基础上使用金属电缆托盘（架），并将各段电缆托盘（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。

15.7.4 微机型继电保护装置所有二次回路的电缆均应使用屏蔽电缆，严禁使用电缆内的空线替代屏蔽层接地。二次回路电缆敷设应符合以下要求：

15.7.4.1 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，避免和减少迂回，缩短二次电缆的长度，与运行设备无关的电缆应予拆除。

15.7.4.2 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，以及来自开关场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。

15.7.4.3 双重化配置的保护装置、母差和断路器失灵等重要保护的起动和跳闸回路均应使用各自独立的电缆。

15.7.5 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：

15.7.5.1 公用电压互感器的二次回路只允许在控制室内有一点接地，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。已在控制室一点接地的电压互感器二次线圈，宜在开关场将二次线圈中性点经放电间隙或氧化锌阀片接地，其击穿电压峰值应大于 $30 \cdot I_{\max}$ 伏（ $I_{\max}$ 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多点接地的现象。

15.7.5.2 公用电流互感器二次绕组二次回路只允许、且必须在相关保护柜屏内一点接地。独立的、与其他电压互感器和电流互感器的二次回路没有电气联系的二次回路应在开关场一点接地。

15.7.5.3 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）不应接入等电位接地网。

15.7.6 制造部门应提高微机保护抗电磁骚扰水平和防护等级，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。

15.7.7 针对来自系统操作、故障、直流接地等异常情况，应采取有效防误动措施，防止保护装置单一元件损坏可能引起的不正确动作。断路器失灵启动母差、变压器断路器失灵启动等重要回路宜采用双开入接口，必要时，还可装设大功率重动继电器，或者采取软件防误等措施。

15.7.8 所有涉及直接跳闸的重要回路应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。

15.7.9 遵守保护装置 24V 开入电源不出保护室的原则，以免引进干扰。

15.7.10 严格执行《关于印发继电保护高频通道工作改进措施的通知》[调调(1998)112号]的有关要求，高频通道必须敷设 100mm² 铜导线。

15.7.11 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并可靠接地。

15.7.12 安装在通信室的保护专用光电转换设备与通信设备间应使用屏蔽电缆，并按敷设等电位接地网的要求，沿这些电缆敷设截面不小于 100mm² 铜排（缆）可靠与通信设备的接地网紧密连接。

15.7.13 结合滤波器引入通信室的高频电缆，以及通信室至保护

室的电缆宜按上述要求敷设等电位接地网,并将电缆的屏蔽层两端分别接至等电位接地网的铜排。

15.7.14 建立与完善阻波器、结合滤波器等高频通道加工设备的定期检修制度,落实责任制,消除检修、管理的死区,应注意做到:

15.7.14.1 定期检查线路高频阻波器、结合滤波器等设备是否工作在正常状态。

15.7.14.2 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。

15.7.15 装设静态型、微机型继电保护装置和收发信机的厂、站接地电阻应按《电子计算机场地通用规范》(GB/T 2887-2011)和《计算机场地安全要求》(GB 9361-1988)规定,不大于0.5欧姆,上述设备的机箱应构成良好电磁屏蔽体,并有可靠的接地措施。

15.7.16 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。

15.7.17 应对保护直流系统的熔断器、自动开关加强维护、管理。在配置直流熔断器和自动开关时,应满足以下要求:

15.7.17.1 对于采用近后备原则进行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熔断器或自动开关。

15.7.17.2 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操作回路应分别由专用的直流熔断器或自动开关供电。

15.7.17.3 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熔断器或自动开关供电。

15.7.17.4 直流电源总输出回路、直流分段母线的输出回路宜按逐级配合的原则设置熔断器,保护柜屏的直流电源进线应使用自动开关。

15.7.17.5 直流总输出回路、直流分路均装设熔断器时,直流熔

断路器应分级配置，逐级配合。

15.7.17.6 直流总输出回路装设熔断器，直流分路装设自动开关时，必须保证熔断器与小空气开关有选择性地配合，

15.7.17.7 直流总输出回路、直流分路均装设自动开关时，必须确保上、下级自动开关有选择性地配合，自动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。

15.7.18 为防止因直流熔断器不正常熔断或自动开关失灵而扩大事故，应定期对运行中的熔断器和自动开关进行检验，严禁质量不合格的熔断器和自动开关投入运行。

15.7.19 继电保护直流系统运行中的电压纹波系数应不大于 2%，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%。

15.7.20 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、规定及反措，防止直流系统故障，特别要防止交流电压、电流串入直流回路，造成电网事故。

15.7.21 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。如断路器只有一组跳闸线圈，失灵保护装置工作电源应与相对应的断路器操作电源取自不同的直流电源系统。

15.7.22 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。

15.8 技术监督应注意的问题

在发、输、配电工程初设审查、设备选型、设计、安装、调试、运行维护等阶段，均必须实施继电保护技术监督。应按照依法监督、分级管理、专业归口的原则实行技术监督、报告责任制和目标考核制度。

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，应认真贯彻落实《电力调度自动化系统运行管理规程》（DL/T 516 - 2006）、《电力二次系统安全防护总体方案》（电监安全[2006]34号）、《电网调度系统安全生产保障能力评估》（国家电网调[2009] 38号）等有关要求，适应坚强智能电网发展的需要，规范和提高电网调度自动化水平。

16.1.1.1 设计阶段应注意的问题

16.1.1.1.1 调度自动化系统的主要设备应采用冗余配置，服务器的存储容量和 CPU 负载应满足相关规定要求。

16.1.1.1.2 调度端及厂站端电力二次系统安全防护应满足“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”基本原则要求。安全防护策略从边界防护逐步过渡到全过程安全防护，安全四级主要设备应满足电磁屏蔽的要求，全面形成具有纵深防御的安全防护体系。

16.1.1.1.3 主网 500kV 及以上厂站、220kV 枢纽变电站、大电源、电网薄弱点、风电等新能源接入站（风电接入汇集点）、通过 35kV 及以上电压等级线路并网且装机容量 40MW 及以上的风电场均应部署相量测量装置（PMU）。其测量信息能上传至相关调度机构并提供给厂站进行就地分析。PMU 与主站之间的通信方式应统一考虑，确保前期和后期工程的一致性。

16.1.1.1.4 调度自动化主站系统应采用专用的、冗余配置的不间断电源装置（UPS）供电，不应与信息系统、通信系统合用电源。交流供电电源应采用两路来自不同电源点供电。发电厂、变电站远动装置、计算机监控系统及其测控单元、变送器等自动化设备应采用冗余配置的不间断电源（UPS）或站内直流电源供电。具备双电源模块的装置或计算机，两个电源模块应由不同电源供电。相关设备应加装防雷（强）电击装置，相关机柜及柜间电缆屏蔽层应可靠接地。

16.1.1.1.5 电网内的远动装置、相量测量装置（PMU）、电能量终端、时间同步装置、计算机监控系统及其测控单元、变送器等自动化设备（子站）必须是通过具有国家级检测资质的质检机构检验合格

的产品。

16.1.1.6 调度范围内的发电厂、110kV 及以上电压等级的变电站的自动化设备通信模块应冗余配置，优先采用专用装置，无旋转部件，采用专用操作系统；支持调控一体化的厂站间隔层应具备双通道组成的双网，至调度主站(含主调和备调)应具有两路不同路由的通信通道（主/备双通道）。

16.1.1.7 备调的技术支持系统、通信通道应独立配置，实现运行数据和支持系统的异地备用。备调技术支持系统建设应充分考虑“调控一体化”的要求。

16.1.2 基建阶段应注意的问题

16.1.2.1 在基建调试和启动阶段，调度自动化系统主站、子站、调度数据网等二次系统（设备）必须提前进行调试，确保与一次设备同步投入运行。

16.1.2.2 发电厂、变电站基（改、扩）建工程中调度自动化设备的设计、选型应符合调度自动化专业有关规程规定，并须经相关调度自动化管理部门同意。现场设备的接口和传输规约必须满足调度自动化主站系统的要求。

16.1.3 运行阶段应注意的问题

16.1.3.1 建立基础数据“源端维护、全网共享”的一体化维护使用机制和考核机制，利用状态估计等功能，督导考核基础数据维护工作，不断提高基础数据（尤其是 220kV 及以上电压等级电网模型参数和运行数据）的完整性、准确性、一致性和维护的及时性。

16.1.3.2 发电厂 AGC 和 AVC 子站应具有可靠的技术措施，对调度自动化主站下发的 AGC 指令和 AVC 指令进行安全校核，拒绝执行明显影响电厂或电网安全的指令。

16.1.3.3 调度自动化系统运行维护管理部门应结合本网实际，建立健全各项管理办法和规章制度，必须制订和完善调度自动化系统运行管理规程、调度自动化系统运行管理考核办法、机房安全管

理制度、系统运行值班与交接班制度、系统运行维护制度、运行与维护岗位职责和工作标准等。

16.1.3.4 应制定和落实调度自动化系统应急预案和故障恢复措施，系统和运行数据应定期备份。

16.1.3.5 按照有关规定的要求，结合一次设备检修，定期对调度范围内厂站远动信息（含 PMU 信息）进行测试。遥信传动试验应具有传动试验记录，遥测精度应满足相关规定要求。

16.2 防止电力通信网事故

为防止电力通信网事故，应认真贯彻《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）、《光纤通道传输保护信息通用技术条件》（DL/T 364-2010）等标准及其它有关规程、规定，并提出以下重点要求：

16.2.1 设计阶段应注意的问题

16.2.1.1 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，充分满足各类业务应用需求，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。同时，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。

16.2.1.2 电网调度机构与其调度范围内的下级调度机构、集控中心（站）、重要变电站、直调发电厂和重要风电场之间应具有两个及以上独立通信路由。

16.2.1.3 网、省调度大楼应具备两条及以上完全独立的光缆通道。电网调度机构、集控中心（站）、重要变电站、直调发电厂、重要风电场和通信枢纽站的通信光缆或电缆应采用不同路由的电缆沟（竖井）进入通信机房和主控室；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，绑扎醒目的识别标志；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。

16.2.1.4 同一条 220kV 及以上线路的两套继电保护和同一系统的有主/备关系的两套安全自动装置通道应由两套独立的通信传输设备分别提供，并分别由两套独立的通信电源供电，重要线路保护及安全自动装置通道应具备两条独立的路由，满足“双设备、双路由、双电源”的要求。

16.2.1.5 线路纵联保护使用复用接口设备传输允许命令信号时，不应带有附加延时展宽。

16.2.1.6 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路不同路由的通信通道（主/备双通道）。

16.2.1.7 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。

16.2.2 基建阶段应注意的问题

16.2.2.1 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，以满足电网发展需要。

16.2.2.2 通信设备应在选型、安装、调试、入网试验等各个时期严格执行电力系统通信运行管理和工程验收等方面的标准、规定。

16.2.2.3 应从保证工程质量和通信设备安全稳定运行的要求出发，合理安排新建、改建和技改工程的工期，严格把好质量关，满足提前调试的条件，不得为赶工期减少调试项目，降低调试质量。

16.2.2.4 在基建或技改工程中，若电网建设改造工作改变原有通信系统的网络结构、设备配置、技术参数时，工程建设单位应委托设计单位对通信系统进行设计，深度应达到初步设计要求，并要按照基建和技改工程建设程序开展相关工作。通信系统选型应符合通信专业有关规程规定，并征求相关通信管理部门意见。现场设备的接口和协议必须满足通信系统的要求。必要时应根据实际情况制定通信系统过渡方案。

16.2.2.5 用于传输继电保护和安控装置业务的通信通道投运前应进行测试验收，其传输时间、可靠性等技术指标应满足《继电保护及安全自动装置通信通道管理规程》的要求。传输线路分相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。

16.2.2.6 安装调试人员应严格按照通信业务运行方式单的内容进行设备配置和接线。通信调度应在业务开通前与现场工作人员核对通信业务运行方式单的相关内容，确保业务图实相符。

16.2.2.7 架空地线复合光缆（OPGW）在进站门型架处应可靠接地，防止一次线路发生短路时，光缆被感应电压击穿而中断。OPGW、全介质自承式光缆（ADSS）等光缆在进站门型架处的引入光缆必须悬挂醒目光缆标示牌，防止一次线路人员工作时踩踏接续盒，造成光缆损伤。光缆线路投运前应对所有光缆接续盒进行检查验收、拍照存档，同时，对光缆纤芯测试数据进行记录并存档。应防止引入缆封堵不严或接续盒安装不正确造成管内或盒内进水结冰导致光纤受力引起断纤故障的发生。

16.2.2.8 通信设备应采用独立的空气开关或直流熔断器供电，禁止多台设备共用一只分路开关或熔断器。各级开关或熔断器保护范围应逐级配合，避免出现分路开关或熔断器与总开关或熔断器同时跳开或熔断，导致故障范围扩大的情况发生。

16.2.3 运行阶段应注意的问题

16.2.3.1 各通信机构负责监视及控制所辖范围内的通信网的运行情况，及时发现通信网故障信息，指挥、协调通信网故障处理。

16.2.3.2 应加强通信调度管理，发挥通信调度在电力通信网运行指挥方面的作用。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核。

16.2.3.3 通信站内主要设备的告警信号（声、光）及装置应真实可靠。通信动力环境和无人值班机房内主要设备的告警信号应接到

有人值班的地方或接入通信综合监测系统。

16.2.3.4 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。严格按通信检修票工作内容开展工作，严禁超范围、超时间检修。

16.2.3.5 通信运行部门应与一次线路建设、运行维护部门建立工作联系制度。因一次线路施工或检修对通信光缆造成影响时，一次线路建设、运行维护部门应提前 5 个工作日通知通信运行部门，并按照电力通信检修管理规定办理相关手续，如影响上级通信电路，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非计划中断。

16.2.3.6 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。

16.2.3.7 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。

16.2.3.8 严格落实电视电话会议系统“一主两备”的技术措施，制定切实可行的应急预案，并进行突发情况下的应急操作演练，提高值机人员应对突发事件的保障能力，确保会议质量。

16.2.3.9 制定通信网管系统运行管理规定，落实数据备份、病

毒防范和安全防护工作。

16.2.3.10 通信设备运行维护部门应每季度对通信设备的滤网、防尘罩进行清洗，做好设备防尘、防虫工作。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，特别是采用光时域反射仪测试光纤时，必须断开对端通信设备。

16.2.3.11 调度交换机运行数据应每月进行备份，调度交换机数据发生改动前后，应及时做好数据备份工作。调度录音系统应每月进行检查，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。

16.2.3.12 因通信设备故障以及施工改造和电路优化工作等原因需要对原有通信业务运行方式进行调整时，应在 48 小时之内恢复原运行方式。超过 48 小时，必须编制和下达新的通信业务运行方式单，通信调度必须与现场人员对通信业务运行方式单进行核实。确保通信运行资料与现场实际运行状况一致。

16.2.3.13 应落实通信专业在电网大面积停电及突发事件时的组织机构和技术保障措施。应制定和完善通信系统主干电路、电视电话会议系统、同步时钟系统和复用保护通道等应急预案。应制定和完善光缆线路、光传输设备、PCM 设备、微波设备、载波设备、调度及行政交换机设备、网管设备以及通信专业管辖的通信专用电源系统的突发事件现场处置方案。应通过定期开展反事故演习来检验应急预案的实际效果，并根据通信网发展和业务变化情况对应急预案及时进行补充和修改，保证通信应急预案的常态化，提高通信网预防、控制和处理突发事件的能力。

16.3 防止电网信息系统事故

为防止电网信息系统事故，应全面落实信息系统与信息安全“同步规划、同步建设、同步投入运行”的“三同步”原则。管理信息系统遵循“双网双机、分区分域、安全接入、动态感知、精益管理、全

面防护”的安全防护策略，切实做好边界、网络、主机、应用、数据的安全防护。

16.3.1 设计阶段应注意的问题

16.3.1.1 设计开发前，相关业务部门要依据国家信息安全等级保护有关要求，组织对业务系统的信息安全等级保护定级情况进行评审，并由公司信息安全归口管理部门统一向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。

16.3.1.2 相关业务部门要组织信息安全防护专项设计，形成包含有风险分析、防护目标、边界、网络、主机、应用、数据等防护措施的专项信息安全防护方案。相关业务部门和信息化管理部门要共同组织对项目方案中涉及信息安全的内容和专项信息安全防护方案进行评审。

16.3.1.3 信息系统开发要遵循国家信息安全等级保护要求和电力二次系统安全防护要求、公司信息系统安全通用设计要求以及本系统信息安全防护要求，明确信息安全控制点，严格落实信息安全防护设计方案。

16.3.1.4 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信息安全培训，确保项目开发人员遵循公司信息安全管理及信息保密要求，并加强对项目开发环境的安全管控，确保开发环境与实际运行环境安全隔离。

16.3.1.5 信息化管理部门和相关业务部门要组织信息安全专项验收评审，重点针对安全防护方案设计、业务系统开发安全控制点、安全培训和安全防护措施落实情况进行评审。

16.3.2 建设阶段应注意的问题

16.3.2.1 系统运维部门（单位）要在建设阶段提前介入，就信息安全防护措施以及运行维护中的信息安全风险提出意见建议。

16.3.2.2 信息系统安全建设要落实国家要求，对涉及的信息安全软硬件产品和密码产品要坚持国产化原则，必要时开展产品预先

选型和安全测试。信息安全核心防护产品应以自主研发为主。

16.3.2.3 信息内、外网通过部署隔离设备进行内外网逻辑强隔离，未部署的要保证物理断开。信息内网禁止使用无线网络组网。要强化无线网络安全防护措施。无线网络应启用网络接入控制和身份认证，应用高强度加密算法、禁止无线网络名广播和隐藏无线网络名标识等有效措施，防止无线网络被外部攻击者非法进入，确保无线网络安全。

16.3.2.4 加强对信息系统内外部合作单位和设备供应商的信息安全管理，通过合同、保密协议、保密承诺书等多种方式，严禁外部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运行相关业务系统数据和公司敏感信息。要确保信息系统合作单位开发测试环境与互联网物理隔离，严禁信息系统合作单位在对互联网提供服务的网络和信息系统中存储和运行公司相关业务系统数据。严禁外部技术支持单位与互联网相连的服务器和终端上存储涉公司商业秘密文件。严格外部人员访问应用程序，对允许访问人员实行专人全程陪同或监督，并登记备案。加强对信息系统建设合作单位使用“国家电网”标识的管理，对信息系统的外部合作单位要冠以“国家电网”标识的成果必须要履行相应手续，对非公司认可的信息化成果不得标注公司标识。

16.3.2.5 应用软件的开发应在专用的开发环境中进行，开发人员严禁对外泄漏开发内容、程序及数据结构等内容。应将信息化建设和推广项目开发与工作环境纳入信息内网统一管理，在信息内网划分独立的安全域。项目开发、调试、实施和信息传递必须在信息内网进行。加强该安全域的安全访问控制措施与安全防护措施，严格控制访问策略与权限管理，与其他域仅进行必要的信息交互。

16.3.2.6 业务信息系统上线前应组织对统一开发的业务信息系统进行安全测评，测评合格后方可上线。各单位自行组织研发的信息系统，要严格按照《国家电网公司信息系统上下线管理办法》，在

系统上线前进行安全性测评，消除安全隐患。信息系统验收过程中进行全面的安全测评和风险评估通过后方可投入运行。

16.3.2.7 以省级单位为主体对下属单位互联网出口进行严格管控、合并、统一设置和集中监控，有条件的单位可统一至唯一互联网出口，以减少由于互联网出口众多所带来的信息安全风险。

16.3.3 运行阶段应注意的问题

16.3.3.1 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信息安全等级保护有关要求，组织进行国家信息安全等级保护备案，结合智能电网项目评估工作，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。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组织整改。

16.3.3.2 严禁任何单位、个人在信息内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。严禁将承担安全责任的对外网站托管于公司外部单位。采用网页防篡改措施保证对外发布的网站不被恶意篡改或植入木马。

16.3.3.3 加强对邮件系统的统一管理和审计，严禁使用未进行内容审计的信息内外网邮件系统，严禁用户使用弱口令，默认口令要强制清除，严禁开启自动转发功能，提高邮件系统的安全性。严禁使用社会电子邮箱处理公司办公业务的行为，及时清理注销废旧邮件帐号。

16.3.3.4 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；严禁信息内网办公计算机配置使用无线上网卡等无线设备；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与信息内网和信息外网上交叉

使用。

16.3.3.5 信息系统投入运行后，应对访问策略和操作权限进行全面清理，复查账号权限，核实安全设备开放的端口和策略。对因信息系统开发、升级、维护、联调等原因而授权开放的临时账户、临时开通的防火墙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，消除账户权限管理隐患。在运业务系统禁止出现共用帐户及口令情况，禁止跨权限操作，要开启操作审计功能，确保每一步操作内容可追溯，操作人员可追溯。应加强物理环境安全防护，确保运行环境安全；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。

16.3.3.6 在运信息系统应向总部备案，未报公司备案的信息系统严禁接入公司信息内外网运行。应加强信息系统域名统一管理，完成原有域名系统与公司统一域名系统的切换，使用公司统一域名（sgcc.com.cn），关闭各单位原有域名解析。

16.3.3.7 应确保一体化信息系统级联贯通和持续稳定运行，将级联贯通情况纳入日常巡检，加强变更管理，对权限调整、链接变更、DNS 调整、策略调整、系统升级等影响级联贯通访问的变更操作，报公司审批，确保变更后能及时恢复级联贯通。

16.3.3.8 在信息系统运行维护、数据交互和调试期间，认真履行相关流程和审批制度，执行工作票和操作票制度，不得擅自进行在线调试和修改，相关维护操作在测试环境通过后再部署到正式环境。除生产控制大区的运行维护应通过国家认证的安全拨号网关或类似设备进行外，不得通过互联网或信息外网远程运维方式进行设备和系统的维护及技术支持工作。严禁通过互联网接入信息内网进行远程维护。内网远程运维要履行审批程序，并对各项操作进行监控、记录和审计。对合作单位有关人员的操作，各单位要指定专人监控。各单位要加强网络与信息系统安全审计工作，安全审计系统要定期生成审计报表，自动进行备份，审计记录应受到保护，避免删除、修改或破

坏。

16.3.3.9 信息系统和数据备份要纳入公司统一的灾备体系。相关业务部门和运维部门(单位)要对智能电网信息安全风险进行预警分析和事故假想,组织制订信息安全突发事件专项处置预案,定期进行应急演练。发生信息安全突发事件要严格遵照公司要求及时进行应急处置,控制影响范围,并上报公司相关职能管理部门和安全监察部门。

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》等法律法规,以及《国家电网公司防汛管理办法及防汛检查大纲》等规定,并重点要求如下:

17.1 设计阶段应注意的问题

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,应有可靠的泄洪等设施,启闭设备电源、水位监测设施等可靠性应满足要求。

17.1.4 厂房设计应设有正常及应急排水系统。

17.1.5 运行单位应在设计阶段介入工程,从方便设施、设备运行维护等方面提出意见。设计应根据运行电站出现的问题,统筹考虑水电站大坝和厂房等工程问题的解决方案。

17.2 基建阶段应注意的问题

17.2.1 施工期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、运行单位审查后实施。

17.3 运行阶段应注意的问题

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，及时修订和完善能够指导实际工作的《防汛手册》。

17.3.3 做好大坝安全检查（日常巡查、年度详查、定期检查和特种检查）、监测、维护工作，确保大坝处于良好状态。大坝要设立可靠的监测系统，对观测异常数据要及时分析、上报和采取措施。

17.3.4 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。

17.3.5 水电厂应按照有关规定，对大坝、水库情况、备用电源、泄洪设备、水位计等进行认真检查。既要检查厂房外部的防汛措施，也要检查厂房内部的防水淹厂房措施，厂房内部重点应对供排水系统、廊道、尾水进入孔、水轮机顶盖等部位的检查和监视，防止水淹厂房和损坏机组设备。

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 汛前备足必要的防洪抢险器材、物资，并对其进行检查、检验和试验，确保物资的良好状态。确保有足够的防汛资金保障，并建立保管、更新、使用等专项使用制度。

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，必须根据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。

17.3.11 对影响大坝、灰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，并制定险情预计和应急处理计划。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调洪。当水库发生特大洪水后，应对水库的防洪能力进行复核。

17.3.14 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。

18 防止火灾事故和交通事故

18.1 防止火灾事故

为了防止电力生产区域内及电气设备事故引发的重大火灾事故的发生，应逐项落实《中华人民共和国消防法》（中华人民共和国主席令（第六号））、《电力设备典型消防规程》（DL5027-93）、《火灾自动报警系统设计规范》（GB50166-98）、《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》（GB50016-2006）等有关规定，并提出以下重点要求：

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，企业行政正职为消防工作第一责任人，还应配备消防专责人员并建立有效的消防组织网络。

18.1.1.2 健全消防工作制度，建立训练有素的群众性消防队伍，定期进行全员消防安全培训、开展消防演练和火灾疏散演习，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。

18.1.1.3 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，提出整改方案、落实整改措施，保障消防安全。

18.1.2 加强消防设施管理

18.1.2.1 各单位应具有完善的消防设施，并定期对火灾自动报警系统、主变自动灭火系统、消防水系统进行检测、检修，确保消防设施正常运行。

18.1.2.2 供电生产、施工企业在有关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，以防止救护人员在灭火中中毒或窒息。

18.1.2.3 在新、扩建工程设计中，消防水系统应同工业水系统分离，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Ⅲ类负荷供电。消防水系统应定期检查、维护。

18.1.3 检修现场应有完善的防火措施，在禁火区动火应制定动火作业管理制度，严格执行动火工作票制度。变压器现场检修工作期间应有专人值班，不得出现现场无人情况。

18.1.4 蓄电池室、油罐室、油处理室、大物流仓储等防火、防爆重点场所的照明、通风设备应采用防爆型。

18.1.5 地下变电站、无人值守变电站应安装火灾自动报警或自动灭火设施，无人值守变电站其火灾报警信号应接入有人监视遥测系统，以及时发现火警。

18.1.6 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；应制定具有防止消防设施误动、拒动的措施。

18.1.7 制定并严格执行高层建筑及调度楼的防火制度和措施。

18.1.8 加强易燃、易爆物品的管理。

18.2 防止交通事故

为防止电力生产交通事故的发生，应认真贯彻《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》及其它有关规定，并提出以下重点要求：

18.2.1 建立健全交通安全管理机构

18.2.1.1 建立健全交通安全管理机构（如交通安全委员会），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并严格执行，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，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。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。

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。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，发现危及交通安全问题，应及时处理，严禁带病行驶。

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、考核不合格或经常违章肇事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。严禁领导干部迫使驾驶员违章驾车。

18.2.4 加强对多种经营企业和外包工程的车辆交通安全管理。多种经营企业和外地施工企业行政正职是本单位车辆交通安全的第一责任者，对主管单位行政正职负责。多种经营企业和外地施工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。

18.2.5 加强大型活动、作业用车和通勤用车管理，制定并落实防止重、特大交通事故的安全措施。

18.2.6 大件运输、大件转场应严格履行有关规程的规定程序，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。

