

防止电力生产事故的二十五项重点要求

国家能源局

2014 年 4 月 15 日

防止电力生产事故的二十五项重点要求

原国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》自 2000 年 9 月发布以来，在防范电力生产重特大安全生产事故发生，保证电厂和电网安全运行以及可靠供电方面发挥了重要作用，各类事故均呈下降趋势。

但是，随着我国电力工业快速发展和电力工业体制改革的不断深化，高参数、大容量机组不断投运，特高压、高电压、跨区电网逐步形成，新能源、新技术不断发展，电力安全生产过程中出现了一些新情况和新问题；电力安全生产面临一些新的风险和问题，对电力安全生产监督和防范各类事故的能力提出了迫切要求；2006 年以来，国务院及有关部门连续出台了一系列安全生产法规制度，对企业安全生产提出了新的要求。2007 年，《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号）重新划分了生产安全事故等级和调查处理权限；2011 年 9 月，《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第 599 号）进一步规定了电力安全事故的定义、等级划分标准、调查处理权限，强化了发生事故的法律 responsibility；2013 年 11 月，《国家能源局关于防范电力人身伤亡事故的指导意见》（国能安全[2013]427 号），对电力安全生产工作提出了更高要求。因此，为进一步适应当前电力安全生产监督和管理的需要，落实“安全第一，预防为主，综合治理”方针，完善电力生产事故预防措施，有效防止电力事故的发生，国家能源局在原国家电力公司《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求》的基础上，归纳总结各电力企业近些年来防止电力生产事故的反事故措施经验，制定了《防止电力生产事故的二十五项重点要求》。《防止电力生产事故的二十五项重点要求》在内容上增加了“防止机网协调及风电大面积脱网事故”、“防止发电机励磁系统事故”、“防止电力电缆损坏事故”、“防止电力调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故”、“防止水轮发电机组（含抽水蓄能机组）事故”、“防止串联电容器补偿装置和并联电容器装置事故”、“防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故”的要求，修编了“防止人身伤亡事故”等其他 18 项重点要求的条款和内容，并在附录中列出了对应各项重点要求应遵循的国家有关法律法规和标准规范。

目 录

1 防止人身伤亡事故.....	6
1.1 防止高处坠落事故.....	6
1.2 防止触电事故.....	7
1.3 防止物体打击事故.....	9
1.4 防止机械伤害事故.....	10
1.5 防止灼烫伤事故.....	11
1.6 防止起重伤害事故.....	12
1.7 防止烟气脱硫设备及其系统中人身伤亡事故.....	13
1.8 防止液氨储罐泄漏、中毒、爆炸伤人事故.....	14
1.9 防止中毒与窒息伤害事故.....	16
1.10 防止电力生产交通事故.....	17
2 防止火灾事故.....	18
2.1 加强防火组织与消防设施管理.....	18
2.2 防止电缆着火事故.....	19
2.3 防止汽机油系统着火事故.....	21
2.4 防止燃油罐区及锅炉油系统着火事故.....	22
2.5 防止制粉系统爆炸事故.....	23
2.6 防止氢气系统爆炸事故.....	23
2.7 防止输煤皮带着火事故.....	23
2.8 防止脱硫系统着火事故.....	24
2.9 防止氨系统着火爆炸事故.....	25
2.10 防止天然气系统着火爆炸事故.....	25
2.11 防止风力发电机组着火事故.....	28
3 防止电气误操作事故.....	29
4 防止系统稳定破坏事故.....	31
4.1 电源.....	31
4.2 网架结构.....	32
4.3 稳定分析及管理.....	33
4.4 二次系统.....	34
4.5 无功电压.....	36
5 防止机网协调及风电大面积脱网事故.....	37
5.1 防止机网协调事故.....	37
5.2 防止风电机组大面积脱网事故.....	43
6 防止锅炉事故.....	45
6.1 防止锅炉尾部再次燃烧事故.....	45
6.2 防止锅炉炉膛爆炸事故.....	51
6.2.1 防止锅炉灭火.....	51
6.2.2 防止锅炉严重结焦.....	54
6.2.3 防止锅炉内爆.....	55
6.2.4 循环流化床锅炉防爆。.....	55
6.3 防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故.....	56
6.3.1 防止制粉系统爆炸.....	56
6.3.2 防止煤尘爆炸。.....	59
6.4 防止锅炉满水和缺水事故.....	60

6.4.2 汽包水位计的安装.....	60
6.5 防止锅炉承压部件失效事故.....	64
6.5.3 防止超压超温。.....	64
6.5.4 防止设备大面积腐蚀。.....	65
6.5.5 防止炉外管爆破.....	67
6.5.6 防止锅炉四管爆漏。.....	68
6.5.7 防止超（超超）临界锅炉高温受热面管内氧化皮大面积脱落.....	69
6.5.8 奥氏体不锈钢小管的监督.....	71
7 防止压力容器等承压设备爆破事故.....	72
7.1 防止承压设备超压.....	72
7.2 防止氢罐爆炸事故.....	73
7.3 严格执行压力容器定期检验制度.....	74
7.4 加强压力容器注册登记管理.....	74
8 防止汽轮机、燃气轮机事故.....	75
8.1 防止汽轮机超速事故.....	75
8.2 防止汽轮机轴系断裂及损坏事故.....	77
8.3 防止汽轮机大轴弯曲事故.....	78
8.4 防止汽轮机、燃气轮机轴瓦损坏事故.....	82
8.5 防止燃气轮机超速事故.....	84
8.6 防止燃气轮机轴系断裂及损坏事故.....	85
8.7 防止燃气轮机燃气系统泄漏爆炸事故.....	89
9 防止分散控制系统控制、保护失灵事故.....	91
9.1 分散控制系统(DCS)配置的基本要求.....	91
9.2 防止水电厂（站）计算机监控系统事故.....	93
9.3 分散控制系统故障的紧急处理措施.....	96
9.4 防止热工保护失灵.....	98
9.5 防止水机保护失灵.....	100
10 防止发电机损坏事故.....	102
10.1 防止定子绕组端部松动引起相间短路.....	102
10.2 防止定子绕组绝缘损坏和相间短路.....	102
10.3 防止定、转子水路堵塞、漏水.....	103
10.4 防止转子匝间短路.....	105
10.5 防止漏氢.....	106
10.6 防止发电机局部过热.....	107
10.7 防止发电机内遗留金属异物故障的措施.....	107
10.8 防止护环开裂.....	107
10.9 防止发电机非同期并网.....	107
10.10 防止发电机定子铁芯损坏.....	108
10.11 防止发电机转子绕组接地故障.....	108
10.12 防止次同步谐振造成发电机损坏.....	108
10.13 防止励磁系统故障引起发电机损坏.....	108
10.14 防止封闭母线凝露引起发电机跳闸故障.....	109
11 防止发电机励磁系统事故.....	110
11.1 加强励磁系统的设计管理.....	110
11.2 加强励磁系统的基建安装及设备改造的管理.....	110
11.3 加强励磁系统的调整试验管理.....	111

11.4 加强励磁系统运行安全管理.....	112
12 防止大型变压器损坏和互感器事故.....	113
12.1 防止变压器出口短路事故.....	113
12.2 防止变压器绝缘事故.....	114
12.3 防止变压器保护事故.....	117
12.4 防止分接开关事故.....	118
12.5 防止变压器套管事故.....	118
12.6 防止冷却系统事故.....	119
12.7 防止变压器火灾事故.....	120
12.8 防止互感器事故.....	121
13 防止 GIS、开关设备事故.....	126
13.1 防止 GIS（包括 HGIS）、六氟化硫断路器事故.....	126
13.2 防止敞开式隔离开关、接地开关事故.....	130
13.3 防止开关柜事故.....	131
14 防止接地网和过电压事故.....	133
14.1 防止接地网事故.....	133
14.2 防止雷电过电压事故.....	135
14.3 防止变压器过电压事故.....	136
14.4 防止谐振过电压事故.....	137
14.5 防止弧光接地过电压事故.....	137
14.6 防止无间隙金属氧化物避雷器事故.....	138
15 防止输电线路事故.....	139
15.1 防止倒塔事故.....	139
15.2 防止断线事故.....	141
15.3 防止绝缘子和金具断裂事故.....	141
15.4 防止风偏闪络事故.....	142
15.5 防止覆冰、舞动事故.....	143
15.6 防止鸟害闪络事故.....	144
15.7 防止外力破坏事故.....	145
16 防止污闪事故.....	146
16.10 防污闪涂料与防污闪辅助伞裙.....	147
16.11 户内绝缘子防污闪要求.....	147
17 防止电力电缆损坏事故.....	148
17.1 防止电缆绝缘击穿事故.....	148
17.2 防止外力破坏和设施被盗.....	149
17.3 防止单芯电缆金属护层绝缘故障.....	150
18 防止继电保护事故.....	151
18.7 继电保护二次回路应注意以下问题：.....	155
18.9 新建、扩、改建工程与验收工作中应注意的问题：.....	158
18.10 继电保护定值与运行管理工作中应注意的问题：.....	159
19 防止电力调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故.....	161
19.1 防止电力调度自动化系统事故.....	161
19.2 防止电力通信网事故.....	164
19.3 防止信息系统事故.....	169
20 防止串联电容器补偿装置和并联电容器装置事故.....	171
20.1 防止串联电容器补偿装置事故.....	171

20.2 防止高压并联电容器装置事故.....	175
21 防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故.....	178
21.1 防止换流阀损坏事故.....	178
21.2 防止换流变压器（平波电抗器）事故.....	180
21.3 防止失去站用电事故.....	182
21.4 防止外绝缘事故.....	183
21.5 防止直流控制保护设备事故.....	184
22 防止发电厂、变电站全停及重要客户停电事故.....	185
22.1 防止发电厂全停事故.....	185
22.2 防止变电站和发电厂升压站全停事故.....	186
22.3 防止重要用户停电事故.....	193
23 防止水轮发电机组（含抽水蓄能机组）事故.....	196
23.1 防止机组飞逸.....	196
23.2 防止水轮机损坏.....	197
23.3 防止水轮发电机重大事故.....	201
24 防止垮坝、水淹厂房及厂房坍塌事故.....	208
24.1 加强大坝、厂房防洪设计.....	208
24.2 落实大坝、厂房施工期防洪、防汛措施.....	208
24.3 加强大坝、厂房日常防洪、防汛管理.....	209
25 防止重大环境污染事故.....	211
25.1 严格执行环境影响评价制度与环保“三同时”原则.....	211
25.2 加强灰场的运行维护管理.....	212
25.3 加强废水处理，防止超标排放.....	212
25.4 加强除尘、除灰、除渣运行维护管理.....	213
25.5 加强脱硫设施运行维护管理.....	214
25.6 加强脱硝设施运行维护管理.....	215
附录引用法律法规和标准规范目录.....	217

1 防止人身伤亡事故

1.1 防止高处坠落事故

1.1.1 高处作业人员必须经县级以上医疗机构体检合格(体格检查至少每两年一次),凡不适宜高空作业的疾病者不得从事高空作业,防晕倒坠落。

1.1.2 正确使用安全带,安全带必须系在牢固物件上,防止脱落。在高处作业必须穿防滑鞋、设专人监护。高处作业不具备挂安全带的情况下,应使用防坠器或安全绳。

1.1.3 高处作业应设有合格、牢固的防护栏,防止作业人员失误或坐靠坠落。作业立足点面积要足够,跳板进行满铺及有效固定。

1.1.4 登高用的支撑架、脚手架材质合格,并装有防护栏杆、搭设牢固并经验收合格后方可使用,使用中严禁超载,防止发生架体坍塌坠落,导致人员路空或失稳坠落,使用吊篮悬挂机构的结构件应有足够的强度、刚度和配重及可固定措施。

1.1.5 基坑(槽)临边应装设由钢管+48mm×3.5mm(直径×管壁厚)搭设带中杆的防护栏杆,防护栏杆上除警示标示牌外不得拴挂任何物件,以防作业人员行走踏空坠落。作业层脚手架的脚手板应铺设严密、采用定型卡带进行固定。

1.1.6 洞口应装设盖板并盖实,表面刷黄黑相间的安全警示线,以防人员行走踏空坠落,洞口盖板掀开后,应装设刚性防护栏杆,悬挂安全警示板,夜间应将洞口盖实并装设红灯警示,以防人员失足坠落。

1.1.7 登高作业应使用两端装有防滑套的合格的梯子,梯阶的距离不应大于40cm,并在距梯顶1m处设限高标志。使用单梯工作时,梯子与地面的斜角度为60°左右,梯子有人扶持,以防失稳坠落。

1.1.8 拆除工程必须制定安全防护措施、正确的拆除程序，不得颠倒，以防建（构）筑物倒塌坠落。

1.1.9 对强度不足的作业面（如石棉瓦、铁皮板、采光浪板、装饰板等），人员在作业时，必须采取加强措施，以防踏空坠落。

1.1.10 在 5 级及以上的大风以及暴雨、雷电、冰雹、大雾等恶劣天气，应停止露天高处作业。特殊情况下，确需在恶劣天气进行抢修时，应组织人员充分讨论必要的安全措施，经本单位分管生产的领导（总工程师）批准后方可进行。

1.1.11 登高作业人员，必须经过专业技能培训，并应取得合格证书方可上岗。

1.2 防止触电事故

1.2.1 凡从事电气操作、电气检修和维护人员（统称电工）必须经专业技术培训及触电急救培训并合格方可上岗，其中属于特种工作的需取得“特种作业操作证”（电工作业，不含电力系统进网作业；进入电网作业的，还必须取得“电工进网作业许可证”）。带电作业人员还应取得“带电作业资格证”。

1.2.2 凡从事电气作业人员应佩戴合格的个人防护用品：高压绝缘鞋（靴）、高压绝缘手套等必须选用具有国家“劳动防护用品安全生产许可证书”资质单位的产品且在检验有效期内。作业时必须穿好工作服、戴安全帽，穿绝缘鞋（靴）、戴绝缘手套。

12.3 使用绝缘安全用具—绝缘操作杆、验电器、携带型短路接地线等必须选用具有“生产许可证”、“产品合格证”、“安全鉴定证”的产品，使用前必须检查是否贴有“检验合格证”标签及是否在检验有效期内。

1.2.4 选用的手持电动工具必须具有国家认可单位发的“产品合格证”，使用前必须检查工具上贴有“检验合格证”标识，检验周期为 6 个月。使用时始须接在装有动作电流不大于 30mA、一般型（无延时）的剩余电流动作保护器的电源上，并不得提着电动工具的导线或转动部分使用，严禁将电缆金属丝直接插入插座内使用。

1.2.5 现场临时用电的检修电源箱必须装自动空气开关、剩余电流动作保护器、接线柱或插座，专用接地铜排和端子、箱体必须可靠接地，接地、接零标识应清晰，并固定牢固。对氢站、氨站、油区、危险化学品间等特殊场所，应选用防爆型检修电源箱，并使用防爆插头。

1.2.6 在高压设备作业时，人体及所带的工具与带电体的最小安全距离，应符合表 1-1 要求。

表 1-1 人体与带电体的最小安全距离

电压等级 (kV)	10 及以下	20~35	66~110	220	330	500	750	±800	1000
最小安全距离 (m)	0.35	0.6	1.5	3.0	4.0	5.0	8.0	9.3	8.7

在低压设备作业时，人体与带电体的安全距离不低于 0.1m。

当高压设备接地故障时，室内不得接近故障点 4m 以内，室外不得接近故障点 8m 以内。进入上述范围的人员必须穿绝缘靴，接触设备的外壳和构架应戴绝缘手套。

1.2.7 高压电气设备带电部位对地距离不满足设计标准时周边必须装设防护围栏，门应加锁，并挂好安全警示牌。在做高压试验时，必须装设围栏，并设专人看护，非工作人员禁止入内。操作人员应站在绝缘物上。

1.2.8 电气设备必须装设保护接地（接零），不得将接地线接在金属管道上或其他金属构件上。雨天操作室外高压设备时，绝缘棒应有防雨罩，还应穿绝缘靴。雷电时严禁进行就地倒闸操作。

1.2.9 当发觉有跨步电压时，应立即将双脚并在一起或用一条腿跳着离开导线断落地点。

1.2.10 在地下敷设电缆附近开挖土方时，严禁使用机械开挖。

1.2.11 严禁用湿手去触摸电源开关以及其他电器设备。

1.2.12 为防止发生电气误操作触电，操作时应遵循以下原则：

(1) 停电：断路器在“分闸”位置时，方准拉开隔离开关。

(2) 验电：先检验验电器是否完好，并设监护人，方准进行验电操作。

(3) 装设地线：先挂接地端，再挂导体端。拆除时，则顺序相反。严禁带电挂（合）接地线（接地开关）。

1.2.13 严禁无票操作及擅自解除高压电器设备的防误操作闭锁装置，严禁带接地线（接地开关）合路器（隔离开关）及带负荷合（拉）隔离开关，严禁误入带电间隔。

1.3 防止物体打击事故

1.3.1 进入生产现场人员必须进行安全培训教育，掌握相关安全防护知识，从事手工加工的作业人员，必须掌握工器具的正确使用方法及安全防护知识，从事人工搬运的作业人员，必须掌握撬杠、滚杠、跳板等工具的正确使用方法及安全防护知识。

1.3.2 进入现场的作业人员必须戴好安全帽。人工搬运的作业人员必须戴好安全帽、防护手套，穿好防砸鞋，必要时戴好披肩、垫肩、护目镜。

1.3.3 高处作业时，必须做好防止物件掉落的防护措施，下方设置警戒区域，并设专人监护，不得在工作地点下面通行和逗留。上、下层垂直交叉同时作业时，中间必须搭设严密牢固的防护隔板、罩棚或其他隔离设施。高处作业必须佩带工具袋时，工具袋应拴紧系牢，上下传递物件时，应用

绳子系牢物件后再传递，严禁上下抛掷物品。高处作业下方，应设警戒区域，设专人看护。

1.3.4 高处临边不得堆放物件，空间小必须堆放时，必须采取防坠落措施，高处场所的废弃物应及时清理。

1.4 防止机械伤害事故

1.4.1 操作人员必须经过专业技能培训，并掌握机械（设备）的现场操作规程和安全防护知识。

1.4.2 操作人员必须穿好工作服，衣服、袖口应扣好，不得戴围巾、领带，女同志长发必须盘在帽内，操作时必须戴防护眼镜，必要时戴防尘口罩、穿绝缘鞋。操作钻床时，不得戴手套，不得在开动的机械设备旁换衣服。

1.4.3 机械设备各转动部位（如传送带、齿轮机、联轴器、飞轮等）必须装设防护装置。机械设备必须装设紧急制动装置，一机一闸一保护。周边必须划警戒线，工作场所应设人行通道，照明必须充足。

1.4.4 输煤皮带的转动部分及拉紧重锤必须装设遮栏，加油装置应接在遮栏外面。两侧的人行通道必须装设固定防护栏杆，并装设紧急停止拉线开关。

运行或停运备用侧皮带上严禁站人、越过、爬过及传递各种用具。皮带运行过程中严禁清理皮带中任何杂物。

1.4.5 严禁在运行中清扫、擦拭和润滑设备的旋转和移动部分，严禁将手伸入栅栏内。严禁将头、手脚伸入转动部件活动区内。

1.4.6 给料（煤）机在运行中发生卡、堵时，应停止设备运行，做好设备防转动措施后方可清理塞物。严禁用手直接清理塞物。钢球磨煤机运行

中，严禁在传动装置和滚筒下部清除煤粉、钢球、杂物等。

1.5 防止灼烫伤害事故

1.5.1 电工、电（气）焊人员均属于特种作业人员，必须经专业技能培训，取得《特种作业操作证》。电工作业、焊接与热切割作业、除灰（焦）人员、热力作业人员必须经专业技术培训，符合上岗要求。

1.5.2 除焦作业人员必须穿好防烫伤的隔热工作服、工作鞋，戴好防烫伤手套、防护面罩和必须的安全工具。

电（气）焊作业人员必须穿好焊工工作服、焊工防护鞋，戴好工作帽、焊工手套，其中电焊须戴好焊工面罩，气焊须戴好防护眼镜。

化学作业人员[配置化学溶液，装卸酸（碱）等]必须穿好耐酸（碱）服，戴好橡胶耐酸（碱）手套、防护眼镜（面罩）以及戴好防毒口罩。

1.5.3 捞渣机周边应装设固定的防护栏杆，挂“当心烫伤”警示牌。循环流化床锅炉的外置床事故排渣口周围必须设置固定围栏。循环流化床排渣门须使用先进、可远方操作的电动锤型阀，取消简易的插板门。

1.5.4 电（气）焊作业面应铺设防火隔离毯，作业区下方设置警戒线并设专人看护，作业现场照明充足。

1.5.5 发电厂锅炉运行时，工作需要打开的门孔应及时关闭。不得在锅炉人孔门、炉膛连接的膨胀节处长时间逗留。

观察炉膛燃烧情况时，必须站在看火孔的侧面；同时佩戴防护眼镜或用有色玻璃遮盖眼睛。

除焦时，原则应停炉进行。确需不停炉除焦（渣）时，应设置警戒区域，挂上安全警示牌，设专人监护。循环流化床除焦时，必须指定专门的现场指挥人员，开工前必须制订好除焦方案，并进行安全和技术交底，确

保除焦人员安全。除焦人员严禁站在楼梯、管子或栏杆等上面。

1.6 防止起重伤害事故

1.6.1 起重设备经检验检测机构监督检验合格，并在特种设备安全监督管理部门登记。

1.6.2 从事起吊作业及其安装维修的人员必须经专业技能培训，从事起吊作业人员应取得“特种作业操作证”。安装维修人员也应取得相应“特种作业操作证”，考试合格后方可上岗。并经县级以上医疗机构体检合格，合格的（含矫正视力）双目视力不低于0.7，无色盲、听觉障碍、癫痫病、高血压、心脏病、眩晕、突发性昏厥等疾病及生理缺陷）方可上岗。

1.6.3 吊装作业必须设专人指挥，指挥人员不得兼做司索（挂钩）以及其他工作，应认真观察起重作业周围环境，确保信号正确无误，严禁违章指挥或指挥信号不规范。

1.6.4 起重工具使用前，必须检查完好、无破损。工作起吊时严禁超负荷或歪斜拽吊。

1.6.5 起重吊物之前，必须清楚物件的实际重量，不准起吊不明物和埋在地下的物件。当重物无固定死点时，必须按规定选择吊点并捆绑牢固，使重物在吊运过程中保持平衡和吊点不发生移动。工件或吊物起吊时必须捆绑牢靠。

1.6.6 严禁吊物上站人或放有活动的物体。吊装作业现场必须设警戒区域，设专人监护。严禁吊物从人的头上越过或停留。

1.6.7 起吊现场照明充足，视线清晰。

1.6.8 带棱角、缺口的物体无防割措施不得起吊。

1.6.9 在带电的电气设备或高压线下起吊物体，起重机应可靠接地，注

意与输电线的安全距离，必要时制订好防范措施，并设电气监护人监护。

1.6.10 起吊易燃、易爆物（如氧气瓶、煤气罐）时，必须制订好安全技术措施，并经主管生产负责人批准后，方可吊装。

1.6.11 遇大雪、大雨、雷电、大雾、风力 5 级以上等恶劣天气，严禁户外或露天起重作业。

1.7 防止烟气脱硫设备及其系统中人身伤亡事故

1.7.1 新建、改建和扩建电厂的吸收塔及内部支撑架、烟道、浆液箱罐、烟气挡板、浆液管道、烟囱做防腐处理时，应选择耐腐蚀、耐磨损的材料，对浆液泵及搅拌器、浆液管道、旋流器、膨胀节要做防磨处理，并加强日常监视、检查、检修、维护，防止由于设备腐蚀、卡涩带来的安全隐患。

1.7.2 防止脱硫塔进口烟气温度过高损坏防腐层。及时修复损坏的防腐层和更换损坏的衬胶管。

1.7.3 加强石灰石粉输送系统防尘措施，防止粉尘飞扬对作业人员造成职业健康伤害。在脱硫石膏装载作业时，必须在确认运输车厢（罐）内无人后才能进行装载作业。

1.7.4 加强浆液池等盛装液体的沟池的安全防护，有淹溺危险的场所必须设置盖板，并做到盖板严密，以防作业人员落入沟池。

1.7.5 进入脱硫塔前，必须打开人孔门进行通风，在有毒气体浓度降低到允许值以下才能进入。进入脱硫塔检修，必须在外设专人监护。

1.7.6 加强保安电源的维护，发生全厂停电或者脱硫系统突然停电时，保安电源能确保及时启动并向脱硫系统供电。

1.7.7 加强对脱硫系统工作人员，尤其是施工人员的安全教育，强化工人安全意识，加强施工现场和运行作业时的安全管理、巡检到位，确保设

备及人身安全。

1.8 防止液氨储罐泄漏、中毒、爆炸伤人事故

1.8.1 液氨储罐区须由具有综合甲级资质或者化工、石化专业甲级设计资质的化工、石化设计单位设计。储罐、管道、阀门、法兰等必须严格把好质量关，并定期检验、检测、试压。

1.8.2 防止液氨储罐意外受热或罐体温度过高而致使饱和蒸汽压力显著增加。

1.8.3 加强液氨储罐的运行管理，严格控制液氨储罐充装量，液氨储罐的储存体积不应大于 50%~80%储罐容器，严禁过量充装，防止因超压而发生罐体开裂或阀门顶脱、液氨泄漏伤人。

1.8.4 在储罐四周安装水喷淋装置，当储罐罐体温度过高时自动淋水装置启动，防止液氨罐受热、爆洒。

1.8.5 设置安全警示标志，严禁吸烟、火种和穿带钉皮鞋进入罐区和有火灾爆炸危险原料储存场所。

1.8.6 检修时做好防护措施，严格执行动火票审批制度，并加强监护和防范措施，空罐检修时，采取措施防止空气漏入管内形成爆炸性混合气体。

1.8.7 严格执行防雷电、防静电措施，设置符合规程的避雷装置，按照规范要求，在罐区入口设置防静电装置，易燃物质的管道、法兰等应有防静电接地措施，电气设备应采用防爆电气设备。

1.8.8 完善储运等生产设施的安全阀、压力表、放空管、氮气吹扫置换口等安全装置，并做好日常维护；严禁使用软管卸氨，应采用金属万向管道充装系统卸氨。

1.8.9 氨储存箱、氨计量箱的排气，应设置氨气吸收装置。

1.8.10 加强管理、严格工艺措施，防止跑、冒、漏；充装液氨的罐体上严禁实施焊接、防止因罐体内液面以上部位达到爆炸极限的混合气体发生爆炸。

1.8.11 坚持巡回检查，发现问题及时处理，避免因外环境腐蚀发生液氨泄漏。

1.8.12 槽车卸车作业时应严格遵守操作规程，卸车过程应有专人监护。

1.8.13 加强进入氨区车辆管理，严禁未装阻火器机动车辆进入火灾、爆炸危险区，运送物料的机动车辆必须正确行驶，不能发生任何故障和车禍。

1.8.14 设置符合规定要求的消防灭火器材，液氨储罐区应设置风向标，及时掌握风向变化；发生事故时，应及时撤离影响范围内的工作人员，氨区作业人员必须佩戴防毒面具，并及时撤离影响范围内的人员。

1.8.15 正确穿戴劳动防护用品，严禁穿戴易产生静电服装，作业人员实施操作时，应按规定佩戴个人防护品，避免因正常工作时或事故状态下吸入过量氨气。

1.8.16 建立氨管理制度，加强相关人员的业务知识培训，使用和储存人员必须熟悉氨的性质；杜绝误操作和习惯性违章。

1.8.17 液氨厂外运输应加强安全措施，不得随意找社会车辆进行液氨运输。电厂应与具有危险货物运输资质的单位签订专项液氨运输协议。

1.8.18 由于液氨泄漏后与空气混合形成密度比空气大的蒸气云，为避免人员穿越“氨云”，氨区控制室和配电间出入口不得朝向装置间。制定应急救援预案，并定期组织演练。

1.8.19 氨区所有电气设备、远传仪表、执行机构、热控盘柜等均选用

相应等级的防爆设备，防爆结构选用隔爆型 (Ex-d)，防爆等级不低于 IIATL。

1.9 防止中毒与窒息伤害事故

1.9.1 在受限空间（如电缆沟、烟道内、管道等）内长时间作业时，必须保持通风良好，防缺氧窒息。

在沟道（池）内作业时（如电缆沟、烟道、中水前池、污水池、化粪池、阀门井、排污管道、地沟（坑）、地下室等），为防止作业人员吸入一氧化碳、硫化氢、二氧化硫、沼气等中毒、窒息，必须做好以下措施：

(1) 打开沟道（池、井）的盖板或人孔门，保持良好通风，严禁关闭人孔门或盖板。

(2) 进入沟道（池、井）内施工前，应用鼓风机向内进行吹风，保持空气循环，并检查沟道（池、井）内的有害气体含量不超标，氧气浓度保持在 19.5%~21% 范围内。

(3) 地下维护室至少打开 2 个人孔，每个人孔上放置通风筒或导风板，一个正对来风方向，另一个正对去风方向，确保通风畅通。

(4) 井下或池内作业人员必须系好安全带和安全绳，安全绳的一端必须握在监护人手中，当作业人员感到身体不适，必须立即撤离现场。在关闭人孔门或盖板前，必须清点人数，并喊话确认无人。

1.9.2 对容器内的有害气体置换时，吹扫必须彻底，不留残留气体，防止人员中毒。进入容器内作业时，必须先测量容器内部氧气含量，低于规定值不得进入，同时做好逃生措施，并保持通风良好，严禁向容器内输送氧气。容器外设专人监护且与容器内人员定时喊话联系。

1.9.3 进入粉尘较大的场所作业，作业人员必须戴防尘口罩。进入有害气体的场所作业，作业人员必须佩戴防毒面罩。进入酸气较大的场所作业，

作业人员必须戴好套头式防毒面具。进入液氨泄漏的场所作业时，作业人员必须穿好重型防化服。

1.9.4 危险化学品应在具有“危险化学品经营许可证”的商店购买，不得购买无厂家标志、无生产日期、无安全说明书和安全标签的“三无”危险化学品。

1.9.5 危险化学品专用仓库必须装设机械通风装置、冲洗水源及排水设施，并设专人管理，建立健全档案、台账，并有出入库登记。化学实验室必须装设通风和机械通风设备，应有自来水、消防器材、急救药箱、酸（碱）伤害急救中和用药、毛巾、肥皂等。

1.9.6 有毒、致癌、有挥发性等物品必须储藏在隔离房间和保险柜内，保险柜应装设双锁，并双人、双账管理，装设电子监控设备，并挂“当心中毒”警示牌。

1.9.7 六氟化硫电气设备室必须装设机械排风装置，其排风机电源开关应设置在门外。排气口距地面高度应小于 0.3m，并装有六氟化硫泄漏报警仪，且电缆沟道必须与其他沟道可靠隔离。

1.9.8 化验人员必须穿专用工作服，必要时戴防护口罩、防护眼镜、防酸（碱）手套、穿橡胶围裙和橡胶鞋。化学实验时，严禁一边作业一边饮（水）食。

1.10 防止电力生产交通事故

1.10.1 建立健全交通安全管理规章制度，明确责任，加强交通安全监督及考核。严格执行车辆交通管理规章制度。

1.10.2 加强对驾驶员的管理和教育，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，严禁违章驾驶。叉车、

翻斗车、起重机，除驾驶员、副驾驶员座位以外，任何位置在行驶中不得有人坐立；起重机、翻斗车在架空高压线附近作业时，必须划定明确的作业范围，并设专人监护。

1.10.3 加强对各种车辆维修管理，确保各种车辆的技术状况符合国家规定，安全装置完善可靠。定期对车辆进行检修维护，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。

1.10.4 加强对多种经营企业和外包工程的车辆交通安全管理。

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

1.10.6 大件运输、大件转场应严格履行有关规程的规定程序，应制订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。

2 防止火灾事故

2.1 加强防火组织与消防设施管理

2.1.1 各单位应建立健全防止火灾事故组织机构，健全消防工作制度，落实各级防火责任制，建立火灾隐患排查治理常态机制。配备消防专责人员并建立有效的消防组织网络和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。

2.1.2 配备完善的消防设施，定期对各类消防设施进行检查与保养，禁止使用过期和性能不达标消防器材。

2.1.3 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Ⅱ类负荷供电。消防水系统应定期检查、维护。正常工作状态下，不应将自动喷水灭火系统、防烟排烟系统和联动控制的防火卷帘分隔设施设置在手动控制状态。

2.1.4 可能产生有毒、有害物质的场所应配备必要的正压式空气呼吸器、防毒面具等防护器材，并应进行使用培训，确保其掌握正确使用方法，以防止人员在灭火中因使用不当中毒或窒息。正压式空气呼吸器和防火服应每月检查一次。

2.1.5 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。

2.1.6 电力调度大楼、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，以便及时发现火警。

2.1.7 值班人员（含门卫人员）应经专门培训，并能熟练操作厂站内各种消防设施；应制订具有防止消防设施误动、拒动的措施。

2.2 防止电缆着火事故

2.2.1 新、扩建工程中的电缆选择与敷设应按有关规定进行设计。严格按照设计要求完成各项电缆防火措施，并与主体工程同时投产。

2.2.2 在密集敷设电缆的主控制室下电缆夹层和电缆沟内，不得布置热力管道、油气管以及其他可能引起着火的管道和设备。

2.2.3 对于新建、扩建的变电站主控室、火电厂主厂房、输煤、燃油、制氢、氨区及其他易燃易爆场所，应选用阻燃电缆。

2.2.4 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、控制电缆、非阻燃通信光缆等应穿入阻燃管，或采取其他防火隔离措施。

2.2.5 严格按正确的设计图册施工，做到布线整齐，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。电缆的弯曲半径应符合要求，避免任意交叉并留出足够的人行通道。

2.2.6 控制室、开关室、计算机室等通往电缆夹层、隧道、穿越楼板、墙壁、柜、盘等处的所有电缆孔洞和盘面之间的缝隙（含电缆穿墙套管与电缆之间缝隙）必须采用合格的不燃或阻燃材料封堵。。

2.2.7 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。

2.2.8 扩建工程敷设电缆时，应与运行单位密切配合，在电缆通道内敷设电缆需经运行部门许可。对贯穿在役变电站或机组产生的电缆孔洞和损伤的防火墙，应及时恢复封堵，并由运行部门验收。

2.2.9 电缆竖井和电缆沟应分段做防火隔离，对敷设在隧道和主控室或厂房内构架上的电缆要采取分段阻燃措施。

2.2.10 应尽量减少电缆中间接头的数量。如需要，应按工艺要求制作安装电缆头，经质量验收合格后，再用耐火防爆槽盒将其封闭。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。

2.2.11 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。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。

2.2.12 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。

2.2.13 建立健全电缆维护、检查及防火、报警等各项规章制度。严格按照运行规程规定对电缆夹层、通道进行定期巡检，并检测电缆和接头运行温度，按规定进行预防性试验。

2.2.14 电缆通道、夹层应保持清洁，不积粉尘，不积水，采取安全电压的照明应充足，禁止堆放杂物，并有防火、防水、通风的措施。发电厂锅炉、燃煤储运车间内架空电缆上的粉尘应定期清扫。

2.2.15 靠近高温管道、阀门等热体的电缆应有隔热措施，靠近带油设备的电缆沟盖板应密封。

2.2.16 发电厂主厂房内架空电缆与热体管路应保持足够的距离，控制电缆不小于 0.5m，动力电缆不小于 1m。

2.2.17 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。

2.3 防止汽机油系统着火事故

2.3.1 油系统应尽量避免使用法兰连接，禁止使用铸铁阀门。

2.3.2 油系统法兰禁止使用塑料垫、橡皮垫（含耐油橡皮垫）和石棉纸垫。

2.3.3 油管道法兰、阀门及可能漏油部位附近不准有明火，必须明火作业时采取有效措施，附近的热力管道或其他热体的保温应紧固完整，并包好铁皮。

2.3.4 禁止在油管道上进行焊接工作。在拆下的油管上进行焊接时，必须事先将管子冲洗干净。

2.3.5 油管道法兰、阀门及轴承、调速系统等应保持严密不漏油，如有

漏油应及时消除，严禁漏油渗透至下部蒸汽管、阀保温层。

2.3.6 油管道法兰、阀门的周围及下方，如敷设有热力管道或其他热体，这些热体保温必须齐全，保温外面应包铁皮。

2.3.7 检修时如发现保温材料内有渗油时，应消除漏油点，并更换保温材料。

2.3.8 事故排油阀应设两个串联钢质截止阀，其操作手轮应设在距油箱5m以外的地方，并有两个以上的通道，操作手轮不允许加锁，应挂有明显的“禁止操作”标识牌。

2.3.9 油管道要保证机组在各种运行工况下自由膨胀，应定期检查和维修油管道支吊架。

2.3.10 机组油系统的设备及管道损坏发生漏油，凡不能与系统隔绝处理的或热力管道已渗入油的，应立即停机处理。

2.4 防止燃油罐区及锅炉油系统着火事故

2.4.1 严格执行《电业安全工作规程第1部分：热力和机械》(GB26164.1-2010)中第6章有关要求。

2.4.2 储油罐或油箱的加热温度必须根据燃油种类严格控制在允许的范围内，加热燃油的蒸汽温度，应低于油品的自燃点。

2.4.3 油区、输卸油管道应有可靠的防静电安全接地装置，并定期测试接地电阻值。

2.4.4 油区、油库必须有严格的管理制度。油区内明火作业时，必须办理明火工作票，并应有可靠的安全措施。对消防系统应按规定定期进行检查试验。

2.4.5 油区内易着火的临时建筑要拆除，禁止存放易燃物品。

2.4.6 燃油罐区及锅炉油系统的防火还应遵守 2.3.4、2.3.6、2.3.7 的规定。

2.4.7 燃油系统的软管，应定期检查更换。

2.5 防止制粉系统爆炸事故

2.5.1 严格执行《电业安全工作规程第 1 部分：热力和机械》(GB26164.1-2010)中有关锅炉制粉系统防爆的有关规定。

2.5.2 及时消除漏粉点，清除漏出的煤粉。清理煤粉时，应杜绝明火。

2.5.3 磨煤机出口温度和煤粉仓温度应严格控制在规定范围内，出口风温不得超过煤种要求的规定。

2.6 防止氢气系统爆炸事故

2.6.1 严格执行《电业安全工作规程第 1 部分：热力和机械》(GB26164.1-2010)中“氢冷设备和制氢、储氢装置运行与维护”的有关规定。

2.6.2 氢冷系统和制氢设备中的氢气纯度和含氧量必须符合《氢气使用安全技术规程》(GB4962-2008)。

2.6.3 在氢站或氢气系统附近进行明火作业时，应有严格的管理制度，并应办理一级动火工作票。

2.6.4 制氢场所应按规定配备足够的消防器材，并按时检查和试验。

2.6.5 密封油系统平衡阀、压差阀必须保证动作灵活、可靠，密封瓦间隙必须调整合格。

2.6.6 空气、氢气侧各种备用密封油泵应定期进行联动试验。

2.7 防止输煤皮带着火事故

2.7.1 输煤皮带停止上煤期间，也应坚持巡视检查，发现积煤、积粉应

及时清理。

2.7.2 煤垛发生自燃现象时应及时扑灭，不得将带有火种的煤送入输煤皮带。

2.7.3 燃用易自燃煤种的电厂必须采用阻燃输煤皮带。

2.7.4 应经常清扫输煤系统、辅助设备、电缆排架等各处的积粉。

2.8 防止脱硫系统着火事故

2.8.1 脱硫防腐工程用的原材料应按生产厂家提供的储存、保管、运输特殊技术要求，入库储存分类存放，配置灭火器等消防设备，设置严禁动火标志，在其附近 5m 范围内严禁动火；存放地应采用防爆型电气装置，照明灯具应选用低压防爆型。

2.8.2 脱硫原、净烟道，吸收塔，石灰石浆液箱、事故浆液箱、滤液箱、衬胶管、防腐管道（沟）、集水箱区域或系统等动火作业时，必须严格执行动火工作票制度，办理动火工作票。

2.8.3 脱硫防腐施工、检修时，检查人员进入现场除按规定着装外，不得穿带有铁钉的鞋子，以防止产生静电引起挥发性气体爆炸；各类火种严禁带入现场。

2.8.4 脱硫防腐施工、检修作业区，现场应配备足量的灭火器；防腐施工面积在 10m² 以上时，防腐现场应接引消防水带，并保证消防水随时可用。

2.8.5 脱硫防腐施工、检修作业区 5m 范围设置安全警示牌并布置警戒线，警示牌应挂在显著位置，由专职安全人员现场监督，未经允许不得进入作业场地。

2.8.6 吸收塔和烟道内部防腐施工时，至少应留 2 个以上出入孔，并保持通道畅通；至少应设置 2 台防爆型排风机进行强制通风，作业人员应戴

防毒面具。

2.8.7 脱硫塔安装时，应有完整的施工方案和消防方案，施工人员须接受过专业培训，了解材料的特性，掌握消防灭火技能；施工场所的电线、电动机、配电设备应符合防爆要求；应避免安装和防腐工程同时施工。

2.9 防止氨系统着火爆炸事故

2.9.1 健全和完善氨制冷和脱硝氨系统运行与维护规程。

2.9.2 进入氨区，严禁携带手机、火种，严禁穿带铁掌的鞋，并在进入氨区前进行静电释放。

2.9.3 氨压缩机房和设备间应使用防爆型电器设备，通风、照明良好。

2.9.4 液氨设备、系统的布置应便于操作、通风和事故处理，同时必须留有足够宽度的操作空间和安全疏散通道。

2.9.5 在正常运行中会产生火花的氨压缩机启动控制设备、氨泵及空气冷却器（冷风机）等动力装置的启动控制设备不应布置在氨压缩机房中。库房温度遥测、记录仪表等不宜布置在氨压缩机房内。

2.9.6 在氨罐区或氨系统附近进行明火作业时，必须严格执行动火工作票制度，办理动火工作票；氨系统动火作业前、后应置换排放合格；动火结束后，及时清理火种。氨区内严禁明火采暖。

2.9.7 氨储罐区及使用场所，应按规定配备足够的消防器材、氨泄漏检测器和视频监控系统，并按时检查和试验。

2.9.8 氨储罐的新建、改建和扩建工程项目应进行安全性评价，其防火、防爆设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时验收投产。

2.10 防止天然气系统着火爆炸事故

2.10.1 天然气系统的设计和防火间距应符合《石油天然气工程设计防

火规范》(GB50183-2004)的规定。

2.10.2 天然气系统的新建、改建和扩建工程项目应进行安全评价，其防火、防爆设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时验收投产。

2.10.3 天然气系统区域应建立严格的防火防爆制度，生产区与办公区应有明显的分界标志，并设有“严禁烟火”等醒目的防火标志。

2.10.4 天然气爆炸危险区域，应按《石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全技术规范》(SY6503-2008)的规定安装、使用可燃气体检测报警器。

2.10.5 应定期对天然气系统进行火灾、爆炸风险评估，对可能出现的危险及影响应制定和落实风险削减措施，并应有完善的防火、防爆应急救援预案。

2.10.6 天然气系统的压力容器使用管理应按《特种设备安全监察条例》(国务院令第 549 号)的规定执行。

2.10.7 天然气系统中设置的安全阀，应做到启闭灵敏，每年至少委托有资格的检验机构检验、校验一次。压力表等其他安全附件应按其规定的检验周期定期进行校验。

2.10.8 在天然气管道中心两侧各 5m 范围内，严禁取土、挖塘、修渠、修建养殖水场、排放腐蚀性物质、堆放大宗物资、采石、建温室、垒家畜棚圈、修筑其他建筑(构)物或者种植深根植物，在天然气管道中心两侧或者管道设施场区外各 50m 范围内，严禁爆破、开山和修建大型建(构)筑物。

2.10.9 天然气爆炸危险区域内的设施应采用防爆电器，其选型、安装和电气线路的布置应按《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB50058)

执行，爆炸危险区域内的等级范围划分应符合《石油设施电器装置场所分类》（SY/T0025）的规定。

2.10.10 天然气区域应有防止静电荷产生和集聚的措施，并设有可靠的防静电接地装置。

2.10.11 天然气区域的设施应有可靠的防雷装置，防雷装置每年应进行两次监测（其中在雷雨季节前监测一次），接地电阻不应大于 10Ω

2.10.12 连接管道的法兰连接处，应设金属跨接线（绝缘管道除外），当法兰用 5 副以上的螺栓连接时，法兰可不用金属线跨接，但必须构成电气通路。

2.10.13 在天然气易燃易爆区域内进行作业时，应使用防爆工具，并穿戴防静电服和不带铁掌的工鞋。禁止使用手机等非防爆通信工具。

2.10.14 机动车辆进入天然气系统区域，排气管应带阻火器。

2.10.15 天然气区域内不应使用汽油、轻质油、苯类溶剂等擦地面、设备和衣物。

2.10.16 天然气区域需要进行动火、动土、进入有限空间等特殊作业时，应按照作业许可的规定，办理作业许可。

2.10.17 天然气区域应做到无油污、无杂草、无易燃易爆物，生产设施做到不漏油、不漏气、不漏电、不漏火。

2.10.18 应配置专职的消防队（站）人员、车辆和装备，并符合国家和行业的标准要求，制定灭火救援预案，定期演练。

2.10.19 发生火灾、爆炸后，事故有继续扩大蔓延的态势时，火场指挥部应及时采取安全警戒措施，果断下达撤退命令，在确保人员、设备、物资安全的前提下，采取相应的措施。

2.11 防止风力发电机组着火事故

2.11.1 建立健全预防风力发电机组（以下简称风机）火灾的管理制度，严格风机内动火作业管理，定期巡视检查风机防火控制措施。

2.11.2 严格按设计图册施工，布线整齐，各类电缆按规定分层布置，电缆的弯曲半径应符合要求，避免交叉。

2.11.3 风机叶片、隔热吸音棉、机舱、塔筒应选用阻燃电缆及不燃、难燃或经阻燃处理的材料，靠近加热器等热源的电缆应有隔热措施，靠近带油设备的电缆槽盒密封，电缆通道采取分段阻燃措施，机舱内涂刷防火涂料。

2.11.4 风机内禁止存放易燃物品，机舱保温材料必须阻燃。机舱通往塔筒穿越平台、柜、盘等处电缆孔洞和盘面缝隙采用有效的封堵措施且涂刷电缆防火涂料。

2.11.5 定期监控设备轴承、发电机、齿轮箱及机舱内环境温度变化，发现异常及时处理。

2.11.6 母排、并网接触器、励磁接触器、变频器、变压器等一次设备动力电缆必须选用阻燃电缆，定期对其连接点及设备本体等部位进行温度检测。

2.11.7 风机机舱、塔筒内的电气设备及防雷设施的预防性试验合格，并定期对风机防雷系统和接地系统检查、测试。

2.11.8 严格控制油系统加热温度在允许温度范围内，并有可靠的超温保护。

2.11.9 刹车系统必须采取对火花或高温碎屑的封闭隔离措施。

2.11.10 风机机舱的齿轮油系统应严密、无渗漏、法兰不得使用铸铁材

料、不得使用塑料垫、橡胶垫（含耐油橡胶垫）和石棉纸、钢纸垫。

2.11.11 风机机舱、塔筒内应装设火灾报警系统（如感烟探测器）和灭火装置。必要时可装设火灾检测系统，每个平台处应摆设合格的消防器材。

2.11.12 风机机舱的末端装设提升机，配备缓降器、安全绳、安全带及逃生装置，且定期检验合格，保证人员逃逸或施救安全。塔筒的醒目部位必须悬挂安全警示牌，应尽量避免动火作业，必要动火时保证安全规范。

2.11.13 风机塔筒内的动火作业必须开具动火作业票，作业前消除动火区域内可燃物，且不能应用阻燃物隔离。氧气瓶、乙炔气瓶应摆放、固定在塔筒外，气瓶间距不得小于 5m，不得暴晒。电焊机电源应取自塔筒外，不得将电焊机放在塔筒内，严禁在机舱内油管道上进行焊接作业，作业场所保持良好通风和照明。动火结束后清理火种。

2.11.14 进入风机机舱、塔筒内，严禁带火种、严禁吸烟，不得存放易燃品。清洗、擦拭设备时，必须使用非易燃清洗剂。严禁使用汽油、酒精等易燃物。

3 防止电气误操作事故

3.1 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。

3.2 严格执行调度指令。当操作中发生疑问时，应立即停止操作，向值班调度员或值班负责人报告，并禁止单人滞留在操作现场，待值班调度员或值班负责人再行许可后，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。

3.3 应制定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。

3.4 建立完善的解锁工具（钥匙）使用和管理制度。防误闭锁装置不能随意退出运行，停用防误闭锁装置时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，并实行双重监护后实施，并应按程序尽快投入运行。

3.5 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。

3.6 断路器或隔离开关电气闭锁回路不应设重动继电器类元器件，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，应确保保持操作断路器或隔离开关位置正确，并以现场实际状态为准。

3.7 对已投产尚未装设防误闭锁装置的发、变电设备，要制订切实可行的防范措施和整改计划，必须尽快装设防误闭锁装置。

3.8 新、扩建的发、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。

3.9 同一集控站范围内应选用同一类型的微机防误系统，以保证集控主站和受控子站之间的“五防”信息能够互联互通、“五防”功能相互配合。

3.10 微机防误闭锁装置电源应与继电保护及控制回路电源独立。微机防误装置主机应由不间断电源供电。

3.11 成套高压开关柜、成套六氟化硫(SF₆)组合电器(GIS/PASS/HGIS)五防功能应齐全、性能良好，并与线路侧接地开关实行连锁。

3.12 应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作器具和安全防护用具。为防止误登室外带电设备，宜采用全封闭（包括网状等）的检修临时围栏。

3.13 强化岗位培训，使运维检修人员、调控监控人员等熟练掌握防误

装置及操作技能。

4 防止系统稳定破坏事故

4.1 电源

4.1.1 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。

4.1.2 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、地区电压及动态无功支撑需求、相关政策等影响。

4.1.3 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。

4.1.4 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”等新能源相关研究。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。

4.1.5 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。

4.1.6 并网电厂机组投入运行时，相关继电保护、安全自动装置等稳定措施、一次调频、电力系统稳定器 (PSS)、自动发电控制 (AGC)、自动电压控制 (AVC) 等自动调整措施和电力专用通信配套设施等应同时投入运行。

4.1.7 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。

4.1.8 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

予低电压、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。

4.1.9 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。

4.2 网架结构

4.2.1 加强电网规划设计工作，制订完备的电网发展规划和实施计划，尽快强化电网薄弱环节，确保电网结构合理、运行灵活、坚强可靠和协调发展。

4.2.2 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。

4.2.3 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。

4.2.4 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。

4.2.5 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。

4.2.6 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，分别制定有效地组织、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。

4.2.7 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。

4.2.8 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。

4.2.9 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。

4.2.10 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）应采取必要措施，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。

4.2.11 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。

4.2.12 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、发电各单位。

4.3 稳定分析及管理

4.3.1 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》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，优化电网规划设计方案，滚动调整建设时序，完善电网安全稳定控制措施，提高系统安全稳定水平。

4.3.2 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。

4.3.3 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。

4.3.4 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。

4.3.5 严格执行相关规定，进行必要的计算分析，制订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。

4.3.6 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。

4.3.7 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。

4.3.8 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。

4.3.9 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。

4.3.10 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。

4.4 二次系统

4.4.1 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。

4.4.2 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。

4.4.3 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。

4.4.4 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。

4.4.5 加强安全稳定控制装置入网管理。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。

4.4.6 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。

4.4.7 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。

4.4.8 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。

4.4.9 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。

4.4.10 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。

4.5 无功电压

4.5.1 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。

4.5.2 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。

4.5.3 当受端系统存在电压稳定问题时，应结合电网实际运行特点，通过技术经济比较配置一定容量的动态无功补偿装置。

4.5.4 提高无功电压自动控制水平，推广应用自动电压控制系统。

4.5.5 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。

4.5.6 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。

4.5.7 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。

4.5.8 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。

4.5.9 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。

4.5.10 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。

4.5.11 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。

4.5.12 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。

5 防止机网协调及风电大面积脱网事故

5.1 防止机网协调事故

5.1.1 各发电企业（厂）应重视和完善与电网运行关系密切的保护装置选型、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。

5.1.2 发电机励磁调节器（包括电力系统稳定器）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。

5.1.3 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电力系统稳定器。

5.1.4 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 $-0.95 \sim -0.97$ 。励磁系统应采用可以在线调整低励限制的微机励磁装置。

5.1.5 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。

5.1.6 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表 5-1 的要求。

表 5-1 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 (s)
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

5.1.7 发电机励磁系统应具备一定过负荷能力。

5.1.7.1 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。

5.1.7.2 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 10s。

5.1.8 发电厂应准确掌握有串联补偿电容器送出线路以及送出线路与直流换流站相连的汽轮发电机组轴系扭转振动频率，并做好抑制和预防机

组次同步谐振或振荡措施，同时应装设机组轴系扭振保护装置，协助电力调度部门共同防止次同步谐振或振荡。

5.1.9 机组并网调试前 3 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（电流互感器、电压互感器）参数及保护装置技术资料，以及励磁系统（包括电力系统稳定器）、调速系统技术资料（包括原理及传递函数框图）等。

5.1.10 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（包括电力系统稳定器）、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。

5.1.11 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。

5.1.12 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，电力系统稳定器正常必须置入投运状态，励磁系统（包括电力系统稳定器）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 0.1 ~ 2.0Hz 系统振荡频率范围的低频振荡模式应能提供正阻尼。

5.1.12.1 利用自动电压控制系统对发电机调压时，受控机组励磁系统应投入自动电压调节器。

5.1.12.2 励磁系统应具有无功调差环节和合理的无功调差系数。接入同一母线的发电机的无功调差系数应基本一致。励磁系统无功调差功能应投入运行。

5.1.13 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，过励磁保护，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（包括电力系统稳定器）等设备（保护）定值必须报有关调度部门备案。

5.1.13.1 自动励磁调节器的过励限制和过励保护的定值应在制造厂给定的容许值内，并与相应的机组保护在定值上配合，并定期校验。

5.1.13.2 励磁变压器保护定值应与励磁系统强励能力相配合，防止机组强励时保护误动作。

5.1.13.3 励磁系统 V/Hz 限制应与发电机或变压器的过激磁保护定值相配合，一般具有反时限和定时限特性。实际配置中，可以选择反时限或定时限特性中的一种。应结合机组检修定期检查限制动作定值。

5.1.13.4 励磁系统如设有定子过压限制环节，应与发电机过压保护定值相配合，该限制环节应在机组保护之前动作。

5.1.14 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。

5.1.15 发电机组一次调频运行管理。

5.1.15.1 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。

5.1.15.2 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) 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。

5.1.15.3 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自动发电控制调度方式相匹配。在阀门大修后或发现两者不匹配时，应进行汽轮机调门特性参数测试及优化整定，确保机组参与电网调峰调频的安全性。

5.1.16 发电机组进相运行管理

5.1.16.1 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。

5.1.16.2 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。

5.1.16.3 低励限制定值应考虑发电机电压影响并与发电机失磁保护相配合，应在发电机失磁保护之前动作。应结合机组检修定期检查限制动作定值。

5.1.17 加强发电机组自动发电控制运行管理

5.1.17.1 单机 300MW 及以上的机组和具备条件的单机容量 200MW 及以上机组，根据所在电网要求，都应参加电网自动发电控制运行。

5.1.17.2 发电机组自动发电控制的性能指标应满足接入电网的相关规定和要求。

5.1.17.3 对已投运自动发电控制的机组，在年度大修后投入自动发电控制运行前，应重新进行机组自动增加/减少负荷性能的测试以及机组调整负荷响应特性的测试。

5.1.18 发电厂应制订完备的发电机带励磁失步振荡故障的应急措施，并按有关规定做好保护定值整定，包括：

5.1.18.1 当失步振荡中心在发电机一变压器组内部时，应立即解列发电机。

5.1.18.2 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一变压器组外部），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。

5.1.19 发电机失磁异步运行

5.1.19.1 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。

5.1.19.2 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。

5.1.20 电网发生事故引起发电厂高压母线电压、频率等异常时，电厂重要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。

5.2 防止风电机组大面积脱网事故

5.2.1 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。

5.2.2 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，风电机组应能正常运行。

5.2.3 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。

5.2.4 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。

5.2.5 电力系统频率在 49.5 ~ 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 48 ~ 49.5Hz 范围(含 48Hz)内时，风电机组应能不脱网运行 30min。

5.2.6 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监控的功能。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。

5.2.7 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(电流互感器、电压互感器)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。

5.2.8 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。

5.2.9 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。

5.2.10 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。

5.2.11 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。

5.2.12 风电机组主控系统参数和交流器参数设置应与电压、频率等保护协调一致。

5.2.13 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。

5.2.14 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。

5.2.15 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。

5.2.16 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》(国家电力监管委员会令第5号)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。

5.2.17 风电场应在升压站内配置故障录波装置,启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。

5.2.18 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。

6 防止锅炉事故

6.1 防止锅炉尾部再次燃烧事故

6.1.1 防止锅炉尾部再次燃烧事故,除了防止回转式空气预热器转子蓄热元件发生再次燃烧事故外,还要防止脱硝装置的催化元件部位、除尘器及其干除灰系统以及锅炉底部干除渣系统的再次燃烧事故。

6.1.2 在锅炉机组设计选型阶段,必须保证回转式空气预热器本身及其辅助系统设计合理、配套齐全,必须保证回转式空气预热器在运行中有完善的监控和防止再次燃烧事故的手段。

6.1.2.1 回转式空气预热器应设有独立的主辅电机、盘车装置、火灾报警装置、入口风气挡板、出入口风挡板及相应的连锁保护。

6.1.2.2 回转式空气预热器应设有可靠的停转报警装置,停转报警信号应取自空气预热器的主轴信号,而不能取自空气预热器的马达信号。

6.1.2.3 回转式空气预热器应有相配套的水冲洗系统,不论是采用固定式或者移动式水冲洗系统,设备性能都必须满足冲洗工艺要求,电厂必须配套制订出具体的水冲洗制度和水冲洗措施,并严格执行。

6.1.2.4 回转式空气预热器应设有完善的消防系统,在空气及烟气侧应

装设消防水喷淋水管，喷淋面积应覆盖整个受热面。如采用蒸汽消防系统，其汽源必须与公共汽源相联，以保证启停及正常运行时随时可投入蒸汽进行隔绝空气式消防。

6.1.2.5 回转式空气预热器应设计配套有完善合理的吹灰系统，冷热端均应设有吹灰器。如采用蒸汽吹灰，其汽源应合理选择，且必须与公共汽源相联，疏水设计合理，以满足能够满足机组启动和低负荷运行期间的吹灰需要。

6.1.3 锅炉设计和改造时，必须高度重视油枪、小油枪、等离子燃烧器等锅炉点火、助燃系统和设备的适应性与完善性。

6.1.3.1 在锅炉设计与改造中，加强选型等前期工作，保证油燃烧器的出力、雾化质量和配风相匹配。

6.1.3.2 无论是煤粉锅炉的油燃烧器还是循环流化床锅炉的风道燃烧器，都必须配有配风器，以保证油枪点火可靠、着火稳定、燃烧完全。

6.1.3.3 对于循环流化床锅炉，油燃烧器出口必须设计足够的油燃烧空间，保证油进入炉膛前能够完全燃烧。

6.1.3.4 锅炉采用少油 / 无油点火技术进行设计和改造时，必须充分把握燃用煤质特性，保证小油枪设备可靠、出力合理，保证等离子发生装置功率与燃用煤质、等离子燃烧器和炉内整体空气动力场的匹配性，以保证锅炉少油 / 无油点火的可靠性和锅炉启动初期的燃尽率以及整体性能。

6.1.3.5 所有燃烧器均应设计有完善可靠的火焰监测保护系统。

6.1.4 回转式空气预热器在制造等阶段必须采取正确保管方式，应进行监造。

6.1.4.1 锅炉空气预热器的传热元件在出厂和安装保管期间不得采用

浸油防腐方式。

6.1.4.2 在设备制造过程中，应重视回转式空气预热器着火报警系统测点元件的检查和验收。

6.1.5 必须充分重视回转式空气预热器辅助设备及系统的可靠性和可用性。新机基建调试和机组检修期间，必须按照要求完成相关系统与设备的传动检查和试运工作，以保证设备与系统可用，连锁保护作正确。

6.1.5.1 机组基建、调试阶段和检修期间应重视空气预热器的全面检查和资料审查，重点包括空气预热器的热控逻辑、吹灰系统、水冲洗系统、消防系统、停转保护、报警系统及隔离挡板等。

6.1.5.2 机组基建调试前期和启动前，必须做好吹灰系统、冲洗系统、消防系统的调试、消缺和维护工作，应检查吹灰、冲洗、消防行程、喷头有无死角，有无堵塞问题并及时处理。有关空气预热器的所有系统都必须在锅炉点火前达到投运状态。

6.1.5.3 基建机组首次点火前或空气预热器检修后应逐项检查传动火灾报警测点和系统，确保火灾报警系统正常投用。

6.1.5.4 基建调试或机组检修期间应进入烟道内部，就地检查、调试空气预热器各烟风挡板，确保分散控制系统显示、就地刻度和挡板实际位置一致，且动作灵活，关闭严密，能起到隔绝作用。

6.1.6 机组启动前要严格执行验收和检查工作，保证空气预热器和烟风系统干净无杂物、无堵塞。

6.1.6.1 空气预热器在安装后第一次投运时，应将杂物彻底清理干净，蓄热元件必须进行全面的通透性检查，经制造、施工、建设、生产等各方验收合格后方可投入运行。

6.1.6.2 基建或检修期间，不论在炉膛或者烟风道内进行工作后，必须彻底检查清理炉膛、风道和烟道，并经过验收，防止风机启动后杂物积聚在空气预热器换热元件表面上或缝隙中。

6.1.7 要重视锅炉冷态点火前的系统准备和调试工作，保证锅炉冷态启动燃烧良好，特别要防止出现由于设备故障导致的燃烧不良。

6.1.7.1 新建机组或改造过的锅炉燃油系统必须经过辅汽吹扫，并按要求进行油循环，首次投运前必须经过燃油泄漏试验确保各油阀的严密性。

6.1.7.2 油枪、少油 / 无油点火系统必须保证安装正确，新设备和系统在投运前必须进行正确整定和冷态调试。

6.1.7.3 锅炉启动点火或锅炉灭火后重新点火前必须对炉膛及烟道进行充分吹扫，防止未燃尽物质聚集在尾部烟道造成再燃烧。

6.1.8 精心做好锅炉启动后的运行调整工作，保证燃烧系统各参数合理，加强运行分析，以保证燃料燃烧完全，传热合理。

6.1.8.1 油燃烧器运行时，必须保证油枪根部燃烧所需氧量，以保证燃油燃烧稳定完全。

6.1.8.2 锅炉燃用渣油或重油时应保证燃油温度和油压在规定值内，雾化蒸汽参数在设计值内，以保证油枪雾化良好、燃烧完全。锅炉点火时应严格监视油枪雾化情况，一旦发现油枪雾化不好应立即停用，并进行清理检修。

6.1.8.3 采用少油 / 无油点火方式启动锅炉机组，应保证入炉煤质，调整煤粉细度和磨煤机通风量在合理范围，控制磨煤机出力和风、粉浓度，使着火稳定和燃烧充分。

6.1.8.4 煤油混烧情况下应防止燃烧器超出力。

6.1.8.5 采用少油 / 无油点火方式启动时, 应注意检查和分析燃烧情况和锅炉沿程温度、阻力变化情况。

6.1.9 要重视空气预热器的吹灰, 必须精心组织机组冷态启动和低负荷运行情况下的吹灰工作, 做到合理吹灰。

6.1.9.1 投入蒸汽吹灰器前应进行充分疏水, 确保吹灰要求的蒸汽过热度。

6.1.9.2 采用等离子及微油点火方式启动的机组, 在锅炉启动初期, 空气预热器必须连续吹灰。

6.1.9.3 机组启动期间, 锅炉负荷低于 25%额定负荷时空气预热器应连续吹灰; 锅炉负荷大于 25%额定负荷时至少每 8h 吹灰一次; 当回转式空气预热器烟气侧压差增加时, 应增加吹灰次数; 当低负荷煤、油混烧时, 应连续吹灰。

6.1.10 要加强对空气预热器的检查, 重视发挥水冲洗的作用, 及时精心组织, 对回转式空气预热器正确地进行水冲洗。

6.1.10.1 锅炉停炉 1 周以上时必须对回转式空气预热器受热面进行检查, 若有存挂油垢或积灰堵塞的现象, 应及时清理并进行通风干燥。

6.1.10.2 若锅炉较长时间低负荷燃油或煤油混烧, 可根据具体情况利用停炉对回转式空气预热器受热面进行检查, 重点是检查中层和下层传热元件, 若发现有残留物积存, 应及时组织进行水冲洗。

6.1.10.3 机组运行中, 如果回转式空气预热器阻力超过对应工况设计阻力的 150%, 应及时安排水冲洗; 机组每次大、小修均应对空气预热器受热面进行检查, 若发现受热元件有残留物积存, 必要时可以进行水冲洗。

6.1.10.4 对空气预热器不论选择哪种冲洗方式, 都必须事先制定全面

的冲洗措施并经过审批，整个冲洗工作严格按措施执行，必须严格达到冲洗工艺要求，一次性彻底冲洗干净，验收合格。

6.1.10.5 回转式空气预热器冲洗后必须正确地进行干燥，并保证彻底干燥。不能立即启动引送风机进行强制通风干燥，防止炉内积灰被空气预热器金属表面水膜吸附造成二次污染。

6.1.11 应重视加强对锅炉尾部再次燃烧事故风险点的监控。

6.1.11.1 运行规程应明确省煤器、脱硝装置、空气预热器等部位烟道在不同工况的烟气温度限制值。运行中应当加强监视回转式空气预热器出口烟风温度变化情况，当烟气温度超过规定值、有再燃前兆时，应立即停炉，并及时采取消防措施。

6.1.11.2 机组停运后和温热态启动时，是回转式空气预热器受热和冷却条件发生巨大变化的时候，容易产生热量积聚引发着火，应更重视运行监控和检查，如有再燃前兆，必须及早发现，及早处理。

6.1.11.3 锅炉停炉后，严格按照运行规程和厂家要求停运空气预热器，应加强停炉后的回转式空气预热器运行监控，防止异常发生。

6.1.12 回转式空气预热器跳闸后需要正确处理，防止发生再燃及空气预热器故障事故。

6.1.12.1 若发现回转式空气预热器停转，立即将其隔绝，投入消防蒸汽和盘车装置。若挡板隔绝不严或转子盘不动，应立即停炉。

6.1.12.2 若回转式空气预热器未设出入口烟/风挡板，发现回转式空气预热器停转，应立即停炉。

6.1.13 加强空气预热器外的其他特殊设备和部位防再次燃烧事故工作。

6.1.13.1 锅炉安装脱硝系统，在低负荷煤油混烧、等离子点火期间，脱硝反应器内必须加强吹灰，监控反应器前后阻力及烟气温度的，防止反应器内催化剂区域有未燃尽物质燃烧，反应器灰斗需要及时排灰，防止沉积。

6.1.13.2 干排渣系统在低负荷燃油、等离子点火或煤油混烧期间，防止干排渣系统的钢带由于锅炉未燃尽的物质落入钢带二次燃烧，损坏钢带。需要派人就地监控。

6.1.13.3 新建燃煤机组尾部烟道下部省煤器灰斗应设输灰系统，以保证未燃物可以及时的输送出去。

6.1.13.4 如果在低负荷燃油、等离子点火或煤油混烧期间电除尘器在投入，电除尘器应降低二次电压电流运行，防止在集尘极和放电极之间燃烧，除灰系统在此期间连续输送。

6.2 防止锅炉炉膛爆炸事故

6.2.1 防止锅炉灭火

6.2.1.1 锅炉炉膛安全监控系统的设计、选型、安装、调试等各阶段都应严格执行《火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程》(DL/T1091-2008)。

6.2.1.2 根据《电站煤粉锅炉炉膛防爆规程(DL/T435-2004)》中有关防止炉膛灭火放炮的规定以及设备的实际状况，制订防止锅炉灭火放炮的措施，应包括煤质监督、混配煤、燃烧调整、低负荷运行等内容，并严格执行。

6.2.1.3 加强燃煤的监督管理，完善混煤设施。加强配煤管理和煤质分析，并及时将煤质情况通知运行人员，做好调整燃烧的应变措施，防止发生锅炉灭火。

6.2.1.4 新炉投产、锅炉改进性大修后或入炉燃料与设计燃料有较大差

异时，应进行燃烧调整，以确定一、二次风量、风速、合理的过剩空气量、风煤比、煤粉细度、燃烧器倾角或旋流强度及不投油最低稳燃负荷等。

6.2.1.5 当炉膛已经灭火或已局部灭火并濒临全部灭火时，严禁投助燃油枪、等离子点火枪等稳燃枪。当锅炉灭火后，要立即停止燃料（含煤、油、燃气、制粉乏气风）供给，严禁用爆燃法恢复燃烧。重新点火前必须对锅炉进行充分通风吹扫，以排除炉膛和烟道内的可燃物质。

6.2.1.6 100MW 及以上等级机组的锅炉应装设锅炉灭火保护装置。该装置应包括但不限于以下功能：炉膛吹扫、锅炉点火、主燃料跳闸、全炉膛火焰监视和灭火保护功能、主燃料跳闸首出等。

6.2.1.7 锅炉灭火保护装置和就地控制设备电源应可靠，电源应采用两路交流 220V 供电电源，其中一路应为交流不间断电源，另一路电源引自厂用事故保安电源。当设置冗余不间断电源系统、时，也可两路均采用不间断电源，但两路进线应分别取自不同的供电母线上，防止因瞬间失电造成失去锅炉灭火保护功能。

6.2.1.8 炉膛负压等参与灭火保护的热工测点应单独设置并冗余配置。必须保证炉膛压力信号取样部位的设计、安装合理，取样管相互独立，系统工作可靠。应配备四个炉膛压力变送器：其中三个为调节用，另一个作监视用，其量程应大于炉膛压力保护定值。

6.2.1.9 炉膛压力保护定值应合理，要综合考虑炉膛防爆能力、炉底密封承受能力和锅炉正常燃烧要求；新机启动或机组检修后启动时必须进行炉膛压力保护带工质传动试验。

6.2.1.10 加强锅炉灭火保护装置的维护与管理，确保锅炉灭火保护装置可靠投用。防止发生火焰探头烧毁、污染失灵、炉膛负压管堵塞等问题。

6.2.1.11 每个煤、油、气燃烧器都应单独设置火焰检测装置。火焰检测装置应当精细调整，保证锅炉在高、低负荷以及适用煤种下都能正确检测到火焰。火焰检测装置冷却用气源应稳定可靠。

6.2.1.12 锅炉运行中严禁随意退出锅炉灭火保护。因设备缺陷需退出部分锅炉主保护时，应严格履行审批手续，并事先做好安全措施。严禁在锅炉灭火保护装置退出情况下进行锅炉启动。

6.2.1.13 加强设备检修管理，重点解决炉膛严重漏风、一次风管不畅、送风不正常脉动、直吹式制粉系统磨煤机堵煤断煤和粉管堵粉、中储式制粉系统给粉机下粉不均或煤粉自流、热控设备失灵等。

6.2.1.14 加强点火油、气系统的维护管理，消除泄漏，防止燃油、燃气漏入炉膛发生爆燃。对燃油、燃气速断阀要定期试验，确保动作正确、关闭严密。

6.2.1.15 锅炉点火系统应能可靠备用。定期对油枪进行清理和投入试验，确保油枪动作可靠、雾化良好，能在锅炉低负荷或燃烧不稳时及时投油助燃。

6.2.1.16 在停炉检修或备用期间，运行人员必须检查确认燃油或燃气系统阀门关闭严密。锅炉点火前应进行燃油、燃气系统泄漏试验，合格后方可点火启动。

6.2.1.17 对于装有等离子无油点火装置或小油枪微油点火装置的锅炉点火时，严禁解除全炉膛灭火保护：当采用中速磨煤机直吹式制粉系统时，任一角在 180s 内未点燃时，应立即停止相应磨煤机的运行；对于中储式制粉系统任一角在 30s 内未点燃时，应立即停止相应给粉机的运行，经充分通风吹扫、查明原因后再重新投入。

6.2.1.18 加强热工控制系统的维护与管理，防止因分散控制系统死机导致的锅炉炉膛灭火放炮事故。

6.2.1.19 锅炉低于最低稳燃负荷运行时应投入稳燃系统。煤质变差影响到燃烧稳定性时，应及时投入稳燃系统稳燃，并加强入炉煤煤质管理。

6.2.2 防止锅炉严重结焦

6.2.2.1 锅炉炉膛的设计、选型要参照《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》(DL/T831-2002)的有关规定进行。

6.2.2.2 重视锅炉燃烧器的安装、检修和维护，保留必要的安装记录，确保安装角度正确，避免一次风射流偏斜产生贴壁气流。燃烧器改造后的锅炉投运前应进行冷态炉膛空气动力场试验，以检查燃烧器安装角度是否正确，确定锅炉炉内空气动力场符合设计要求。

6.2.2.3 加强氧量计、一氧化碳测量装置、风量测量装置及二次风门等锅炉燃烧监视调整重要设备的管理与维护，形成定期校验制度，以确保其指示准确，动作正确，避免在炉内形成整体或局部还原性气氛，从而加剧炉膛结焦。

6.2.2.4 采用与锅炉相匹配的煤种，是防止炉膛结焦的重要措施，当煤种改变时，要进行变煤种燃烧调整试验。

6.2.2.5 应加强电厂入厂煤、入炉煤的管理及煤质分析，发现易结焦煤质时，应及时通知运行人员。

6.2.2.6 加强运行培训和考核，使运行人员了解防止炉膛结焦的要素，熟悉燃烧调整手段，避免锅炉高负荷工况下缺氧燃烧。

6.2.2.7 运行人员应经常从看火孔监视炉膛结焦情况，一旦发现结焦，应及时处理。

6.2.2.8 大容量锅炉吹灰器系统应正常投入运行，防止炉膛沾污结渣造成超温。

6.2.2.9 受热面及炉底等部位严重结渣，影响锅炉安全运行时，应立即停炉处理。

6.2.3 防止锅炉内爆

6.2.3.1 新建机组引风机和脱硫增压风机的最大压头设计必须与炉膛及尾部烟道防内爆能力相匹配，设计炉膛及尾部烟道防内爆强度应大于引风机及脱硫增压风机压头之和。

6.2.3.2 对于老机组进行脱硫、脱硝改造时，应高度重视改造方案的技术论证工作，要求改造方案应重新核算机组尾部烟道的负压承受能力，应及时对强度不足部分进行重新加固。

6.2.3.3 单机容量 600MW 及以上机组或采用脱硫、脱硝装置的机组，应特别重视防止机组高负荷灭火或设备故障瞬间产生过大炉膛负压对锅炉炉膛及尾部烟道造成的内爆危害，在锅炉主保护和烟风系统连锁保护功能上应考虑炉膛负压低跳锅炉和负压低跳引风机的连锁保护；机组快速减负荷 (RB) 功能应可靠投用。

6.2.3.4 加强引风机、脱硫增压风机等设备的检修维护工作，定期对入口调节装置进行试验，确保动作灵活可靠和炉膛负压自动调节特性良好，防止机组运行中设备故障时或锅炉灭火后产生过大负压。

6.2.3.5 运行规程中必须有防止炉膛内爆的条款和事故处理预案。

6.2.4 循环流化床锅炉防爆。

6.2.4.1 锅炉启动前或主燃料跳闸、锅炉跳闸后应根据床温情况严格进行炉膛冷态或热态吹扫程序，禁止采用降低一次风量至临界流化风量以下

的方式点火。

6.2.4.2 精心调整燃烧，确保床上、床下油枪雾化良好、燃烧完全。油枪投用时应严密监视油枪雾化和燃烧情况，发现油枪雾化不良应立即停用，并及时进行清理检修。

6.2.4.3 对于循环流化床锅炉，应根据实际燃用煤质着火点情况进行间断投煤操作，禁止床温未达到投煤允许条件连续大量投煤。

6.2.4.4 循环流化床锅炉压火应先停止给煤机，切断所有燃料，并严格执行炉膛吹扫程序，待床温开始下降、氧量回升时再按正确顺序停风机；禁止通过锅炉跳闸直接跳闸风机联跳主燃料跳闸的方式压火。压火后的热启动应严格执行热态吹扫程序，并根据床温情况进行投油升温或投煤启动。

6.2.4.5 循环流化床锅炉水冷壁泄漏后，应尽快停炉，并保留一台引风机运行，禁止闷炉；冷渣器泄漏后，应立即切断炉渣进料，并隔绝冷却水。

6.3 防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故

为防止制粉系统爆炸和煤尘爆炸事故，应严格执行《电站磨煤机及制粉系统选型导则》(DL/T466-2004)、《火力发电厂制粉系统设计计算技术规定》(DL/T5145-2012)、《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》(DL/T5121-2000)、《电站煤粉锅炉炉膛防爆规程》(DL/T435-2004)，《火力发电厂锅炉机组检修导则第4部分：制粉系统检修》(DL/T748.4-2001)以及《粉尘防爆安全规程》(GB15577-2007)等有关要求以及其他有关规定，并重点要求如下：

6.3.1 防止制粉系统爆炸

6.3.1.1 在锅炉设计和制粉系统设计选型时期，必须严格遵照相关规程要求，保证制粉系统设计和磨煤机的选型，与燃用煤种特性和锅炉机组性

能要求相匹配和适应，必须体现出制粉系统防爆设计。

6.3.1.2 不论是新建机组设计还是由于改烧煤种等原因进行锅炉燃烧系统改造，都不能忽视制粉系统的防爆要求，当煤的干燥无灰基挥发分大于 25%（或煤的爆炸性指数大于 3.0）时，不宜采用中间储仓式制粉系统，如必要时宜抽取炉烟干燥或者加入惰性气体。

6.3.1.3 对于制粉系统，应设计可靠足够的温度、压力、流量测点和完备的连锁保护逻辑，以保证对制粉系统状态测量指示准确、监控全面、动作合理。中间储仓制粉系统的粉仓和直吹制粉系统的磨煤机出口，应设置足够的温度测点和温度报警装置，并定期进行校验。

6.3.1.4 制粉系统设计时，要尽量减少水平管段，整个系统要做到严密、内壁光滑、无积粉死角。

6.3.1.5 煤仓、粉仓、制粉和送粉管道、制粉系统阀门、制粉系统防爆压力和防爆门的防爆设计符合 DL/T5121 和 DL/T5145。

6.3.1.6 热风道与制粉系统连接部位，以及排粉机出入口风箱的连接部位，应达到防爆规程规定的抗爆强度。

6.3.1.7 对于爆炸特性较强煤种，制粉系统应配套设计合理的消防系统和充惰系统。

6.3.1.8 保证系统安装质量，保证连接部位严密、光滑、无死角，避免出现局部积粉。

6.3.1.9 加强防爆门的检查和管理，防爆薄膜应有足够的防爆面积和规定的强度。防爆门动作后喷出的火焰和高温气体，要改变排放方向或采取其他隔离措施。以避免危及人身安全、损坏设备和烧损电缆。

6.3.1.10 制粉系统应设计配置齐全的磨煤机出口隔离门和热风隔绝

门。

6.3.1.11 在锅炉机组进行跨煤种改烧时，在对燃烧器和配风方式进行改造同时，必须对制粉系统进行相应配套工作，包括对干燥介质系统的改造，以保证炉膛和制粉系统全面达到安全要求。

6.3.1.12 加强入厂煤和入炉煤的管理工作，建立煤质分析和配煤管理制度，燃用易燃易爆煤种应及早通知运行人员，以便加强监视和检查，发现异常及时处理。

6.3.1.13 做好“三块分离”和入炉煤杂物清除工作，保证制粉系统运行正常。

6.3.1.14 要做好磨煤机风门挡板和石子煤系统的检修维护工作，保证磨煤机能够隔离严密、石子煤能够清理排出干净。

6.3.1.15 定期检查煤仓、粉仓仓壁内衬钢板，严防衬板磨漏、夹层积粉自燃。每次大修煤粉仓应清仓，并检查粉仓的严密性及有无死角，特别要注意仓顶板一大梁搁置部位有无积粉死角。

6.3.1.16 粉仓、绞龙的吸潮管应完好，管内通畅无阻，运行中粉仓要保持适当负压。

6.3.1.17 要坚持执行定期降粉制度和停炉前煤粉仓空仓制度

6.3.1.18 根据煤种的自燃特性，建立停炉清理煤仓制度，防止因长期停运导致原煤仓自燃。

6.3.1.19 制粉系统的爆炸绝大部分发生在制粉设备的启动和停机阶段，因此不论是制粉系统的控制设计，还是运行规程中的操作规定和启停措施，特别是具体的运行操作，都必须遵守通风、吹扫、充惰、加减负荷等要求，保证各项操作规范，负荷、风量、温度等参数控制平稳，避免大

幅扰动。

6.3.1.20 磨煤机运行及启停过程中应严格控制磨煤机出口温度不超过规定值。

6.3.1.21 针对燃用煤质和制粉系统特点，制定合理的制粉系统定期轮换制度，防止因长期停运导致原煤仓或磨煤机内部发生自燃。

6.3.1.22 加强运行监控，及时采取措施，避免制粉系统运行中出现断煤、满煤问题。一旦出现断煤、满煤问题，必须及时正确处理，防止出现严重超温和煤在磨煤机及系统内不正常存留。

6.3.1.23 定期对排渣箱渣量进行检查，及时排渣；正常运行中当排渣箱渣量较少时也要定期排渣，以防止渣箱自燃。

6.3.1.24 制粉系统充惰系统定期进行维护和检查，确保充惰灭火系统能随时投入。

6.3.1.25 当发现备用磨煤机内着火时，要立即关闭其所有的出入口风门挡板以隔绝空气，并用蒸汽消防进行灭火。

6.3.1.26 制粉系统煤粉爆炸事故后，要找到积粉着火点，采取针对性措施消除积粉。必要时可进行针对性改造。

6.3.1.27 制粉系统检修动火前应将积粉清理干净，并正确办理动火工作票手续。

6.3.2 防止煤尘爆炸。

6.3.2.1 消除制粉系统和输煤系统的粉尘泄漏点，降低煤粉浓度。大量放粉或清理煤粉时，应制订和落实相关安全措施，应尽可能避免扬尘，杜绝明火，防止煤尘爆炸。

6.3.2.2 煤粉仓、制粉系统和输煤系统附近应有消防设施，并备有专用

的灭火器材，消防系统水源应充足、水压符合要求。消防灭火设施应保持完好，按期进行试验（试验时灭火剂不进入粉仓）。

6.3.2.3 煤粉仓投运前应做严密性试验。凡基建投产时未作过严密性试验的要补做漏风试验，如发现有漏风、漏粉现象要及时消除。

6.3.2.4 在微油或等离子点火期间，除灰系统储仓需经常卸料，防止在储仓未燃尽物质自燃爆炸。

6.3.2.5 在低负荷燃油，微油点火、等离子点火，或者煤油混烧期间，电除尘器应限二次电压、电流运行，期间除灰系统必须连续投入。

6.4 防止锅炉满水和缺水事故

6.4.1 汽包锅炉应至少配置两只彼此独立的就地汽包水位计和两只远传汽包水位计。水位计的配置应采用两种以上工作原理共存的配置方式，以保证在任何运行工况下锅炉汽包水位的正确监视。

6.4.2 汽包水位计的安装

6.4.2.1 取样管应穿过汽包内壁隔层，管口应尽量避免开汽包内水汽工况不稳定区（如安全阀排汽口、汽包进水口、下降管口、汽水分离器水槽处等），若不能避开时，应在汽包内取样管口加装稳流装置。

6.4.2.2 汽包水位计水侧取样管孔位置应低于锅炉汽包水位停炉保护动作值，一般应有足够的裕量。

6.4.2.3 水位计、水位平衡容器或变送器与汽包连接的取样管，一般应至少有 1:100 的斜度，汽侧取样管应向上向汽包方向倾斜，水侧取样管应向下向汽包方向倾斜。

6.4.2.4 新安装的机组必须核实汽包水位取样孔的位置、结构及水位计平衡容器安装尺寸，均符合要求。

6.4.2.5 差压式水位计严禁采用将汽水取样管引到一个连通容器(平衡容器),再在平衡容器中段引出差压水位计的汽水侧取样的方法。

6.4.3 对于过热器出口压力为 13.5MPa 及以上的锅炉,其汽包水位计应以差压式(带压力修正回路)水位计为基准,汽包水位信号应采用三选三值的方式进行优选。

6.4.3.1 差压水位计(变送器)应采用压力补偿。汽包水位测量应充分考虑平衡容器的温度变化造成的影响,必要时采用补偿措施。

6.4.3.2 汽包水位测量系统,应采取正确的保温、伴热及防冻措施,以保证汽包水位测量系统的正常运行及正确性。

6.4.4 汽包就地水位计的零位应以制造厂提供的数据为准,并进行核对、标定。随着锅炉压力的升高,就地水位计指示值越低于汽包真实水位,表 6-1 给出不同压力下就地水位计的正常水位示值和汽包实际零水位的差值 Δh ,仅供参考。

表 6-1 就地水位计的正常水位示值和汽包实际零水位的差值

汽包压力 (MPa)	16.14~17.65	17.66~18.39	18.40~19.60
Δh (mm)	-51	-102	-150

6.4.5 按规程要求定期对汽包水位计进行零位校验,核对各汽包水位测量装置间的示值偏差,当偏差大于 30mm 时,应立即汇报,并查明原因予以消除。当不能保证两种类型水位计正常运行时,必须停炉处理。

6.4.6 严格按照运行规程及各项制度,对水位计及其测量系统进行检查及维护。机组启动调试时应对汽包水位校正补偿方法进行校对、验证,并进行汽包水位计的热态调整及校核。新机组验收时应有汽包水位计安装、调试及试运专项报告,列入验收主要项目之一。

6.4.7 当一套水位测量装置因故障退出运行时,应填写处理故障的工作

票，工作票应写明故障原因、处理方案、危险因素预告等注意事项，一般应在 8h 内恢复。若不能完成，应制订措施，经总工程师批准，允许延长工期，但最多不能超过 24h，并报上级主管部门备案。

6.4.8 锅炉高、低水位保护

6.4.8.1 锅炉汽包水位高、低保护应采用独立测量的三取二的逻辑判断方式。当有一点因某种原因须退出运行时，应自动转为二取一的逻辑判断方式，办理审批手续，限期（不宜超过 8h）恢复；当有两点因某种原因须退出运行时，应自动转为一取一的逻辑判断方式，应制定相应的安全运行措施，严格执行审批手续，限期（8h 以内）恢复，如逾期不能恢复，应立即停止锅炉运行。当自动转换逻辑采用品质判断等作为依据时，要进行详细试验确认，不可简单的采用超量程等手段作为品质判断。

6.4.8.2 锅炉汽包水位保护所用的三个独立的水位测量装置输出的信号均应分别通过三个独立的 I/O 模件引入分散控制系统的冗余控制器。每个补偿用的汽包压力变送器也应分别独立配置，其输出信号引入相对应的汽包水位差压信号 I/O 模件。

6.4.8.3 锅炉汽包水位保护在锅炉启动前和停炉前应进行实际传动校验。用上水方法进行高水位保护试验、用排污门放水的方法进行低水位保护试验，严禁用信号短接方法进行模拟传动替代。

6.4.8.4 锅炉汽包水位保护的定值和延时值随炉型和汽包内部结构不同而异，具体数值应由锅炉制造厂确定。

6.4.8.5 锅炉水位保护的停退，必须严格执行审批制度。

6.4.8.6 汽包锅炉水位保护是锅炉启动的必备条件之一，水位保护不完整严禁启动。

6.4.9 当在运行中无法判断汽包真实水位时，应紧急停炉。

6.4.10 对于控制循环锅炉，应设计炉水循环泵差压低停炉保护。炉水循环泵差压信号应采用独立测量的元件，对于差压低停泵保护应采用二取二的逻辑判别方式，当有一点故障退出运行时，应自动转为二取一的逻辑判断方式，并办理审批手续，限期恢复(不宜超过 8h)。当两点故障超过 4h 时，应立即停止该炉水循环泵运行。

6.4.11 对于直流炉，应设计省煤器入口流量低保护，流量低保护应遵循三取二原则。主给水流量测量应取自三个独立的取样点、传压管路和差压变送器并进行三选中后的信号。

6.4.12 直流炉应严格控制燃水比，严防燃水比失调。湿态运行时应严密监视分离器水位，干态运行时应严密监视微过热点（中间点）温度，防止蒸汽带水或金属壁温超温。

6.4.13 高压加热器保护装置及旁路系统应正常投入，并按规程进行试验，保证其动作可靠，避免给水中断。当因某种原因需退出高压加热器保护装置时，应制订措施，严格执行审批手续，并限期恢复。

6.4.14 给水系统中各备用设备应处于正常备用状态，按规程定期切换。当失去备用时，应制定安全运行措施，限期恢复投入备用。

6.4.15 建立锅炉汽包水位、炉水泵差压及主给水流量测量系统的维修和设备缺陷档案，对各类设备缺陷进行定期分析，找出原因及处理对策，并实施消缺。

6.4.16 运行人员必须严格遵守值班纪律，监盘思想集中，经常分析各运行参数的变化，调整要及时，准确判断及处理事故。不断加强运行人员的培训，提高其事故判断能力及操作技能。

6.5 防止锅炉承压部件失效事故

6.5.1 各单位应成立防止压力容器和锅炉爆漏工作小组，加强专业管理、技术监督管理和专业人员培训考核，健全各级责任制。

6.5.2 严格锅炉制造、安装和调试期间的监造和监理。新建锅炉承压部件在安装前必须进行安全性能检验，并将该项工作前移至制造厂，与设备监造工作结合进行。新建锅炉承压部件在制造过程中应派有资格的检验人员到制造现场进行水压试验见证、文件见证和制造质量抽检；新建锅炉在安装阶段应进行安全性能监督检验。在役锅炉结合每次大修开展锅炉定期检验。锅炉检验项目和程序按《特种设备安全监察条例》（国务院令第549号）、《锅炉定期检验规则》（质技监局锅发[1999]202号）和《电站锅炉压力容器检验规程》、《锅炉安全技术监察规程》（TSGG0001-2012）及《固定式压力容器安全技术监察规程》（TSGR0004-2009）等相关规定进行。

6.5.3 防止超压超温。

6.5.3.1 严防锅炉缺水和超温超压运行，严禁在水位表数量不足（指能正确指示水位的水位表数量）、安全阀解列的状况下运行。

6.5.3.2 参加电网调峰的锅炉，运行规程中应制订相应的技术措施。按调峰设计的锅炉，其调峰性能应与汽轮机性能相匹配；非调峰设计的锅炉，其调峰负荷的下限应由水动力计算、试验及燃烧稳定性试验确定，并在运行规程制定相应的反事故措施。

6.5.3.3 直流锅炉的蒸发段、分离器、过热器、再热器出口导汽管等应有完整的管壁温度测点，以便监视各导汽管间的温度，并结合直流锅炉蒸发受热面的水动力分配特性，做好直流锅炉燃烧调整工作，防止超温爆管。

6.5.3.4 锅炉超压水压试验和安全阀整定应严格按《锅炉水压试验技术

条件》(JB/T1612)、《电力工业锅炉压力容器监察规程》(DL/T612—1996)、《电站锅炉压力容器检验规程》(DL/T647)执行。

6.5.3.5 装有一、二级旁路系统的机组，机组启停时应投入旁路系统，旁路系统的减温水须正常可靠。

6.5.3.6 锅炉启停过程中，应严格控制汽温变化速率。在启动中应加强燃烧调整，防止炉膛出口烟温超过规定值。

6.5.3.7 加强直流锅炉的运行调整，严格按照规程规定的负荷点进行干湿态转换操作，并避免在该负荷点长时间运行。

6.5.3.8 大型煤粉锅炉受热面使用的材料应合格，材料的允许使用温度应高于计算壁温并留有裕度。应配置必要的炉膛出口或高温受热面两侧烟温测点、高温受热面壁温测点，应加强对烟温偏差和受热面壁温的监视和调整。

6.5.4 防止设备大面积腐蚀。

6.5.4.1 严格执行《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》(GB12145-2008)、《超临界火力发电机组水汽质量标准》(DL/T912-2005)、《化学监督导则》(DL/T246-2006)、《火力发电厂水汽化学监督导则》(DL/T561-2003)、《电力基本建设热力设备化学监督导则》(DL/T889-2004)、《火力发电厂凝汽器管选材导则》(DL/T712-2000)、《火力发电厂停(备)用热力设备防锈蚀导则》(DL/T956-2005)、《火力发电厂锅炉化学清洗导则》(DL/T794-2012)等有关规定，加强化学监督工作。

6.5.4.2 凝结水的精处理设备严禁退出运行。机组启动时应及时投入凝结水精处理设备(直流锅炉机组在启动冲洗时即应投入精处理设备)，保证精处理出水质量合格。

6.5.4.3 精处理再生时要保证阴阳树脂的完全分离，防止再生过程的交叉污染，阴树脂的再生剂应采用高纯碱，阳树脂的再生剂应采用合成酸。精处理树脂投运前应充分正洗，防止树脂中的残留再生酸带入水汽系统造成炉水 pH 值大幅降低。

6.5.4.4 应定期检查凝结水精处理混床和树脂捕捉器的完好性，防止凝结水混床在运行过程中发生跑漏树脂。

6.5.4.5 加强循环冷却水系统的监督和管理，严格按照动态模拟试验结果控制循环水的各项指标，防止凝汽器管材腐蚀结垢和泄漏。当凝结器管材发生泄漏造成凝结水品质超标时，应及时查找、堵漏。

6.5.4.6 当运行机组发生水汽质量劣化时，严格按《火力发电厂水汽化学监督导则》(DL/T561-1995)中的 4.3 条、《火电厂汽水化学导则第 4 部分：锅炉给水处理》(DL/T805.4-2004)中的 10 条处理及《超临界火力发电机组水汽质量标准》(DL/T912-2005)中的 9 条处理，严格执行“三级处理”原则。

6.5.4.7 按照《火力发电厂停(备)热力设备防锈蚀导则》(DL/T956-2005)进行机组停用保护，防止锅炉、汽轮机、凝汽器（包括空冷岛）等热力设备发生停用腐蚀。

6.5.4.8 加强凝汽器的运行管理与维护工作。安装或更新凝汽器铜管前，要对铜管进行全面涡流探伤和内应力抽检（24h 氨熏试验），必要时进行退火处理。铜管试胀合格后，方可正式胀管，以确保凝汽器铜管及胀管的质量。电厂应结合大修对凝汽器铜管腐蚀及减薄情况进行检查，必要时应进行涡流探伤检查。

6.5.4.9 加强锅炉燃烧调整，改善贴壁气氛，避免高温腐蚀。锅炉改燃

非设计煤种时，应全面分析新煤种高温腐蚀特性，采取有针对性的措施。锅炉采用主燃区过量空气系数低于 1.0 的低氮燃烧技术时应加强贴壁气氛监视和大小修时对锅炉水冷壁管壁高温腐蚀趋势的检查工作。

6.5.4.10 锅炉水冷壁结垢量超标时应及时进行化学清洗，对于超临界直流锅炉必须严格控制汽水品质，防止水冷壁运行中垢的快速沉积。

6.5.5 防止炉外管爆破

6.5.5.1 加强炉外管巡视，对管系振动、水击、膨胀受阻、保温脱落等现象应认真分析原因，及时采取措施。炉外管发生漏气、漏水现象，必须尽快查明原因并及时采取措施，如不能与系统隔离处理应立即停炉。

6.5.5.2 按照《火力发电厂金属技术监督规程》(DL/T438-2009)，对汽包、集中下降管、联箱、主蒸汽管道、再热蒸汽管道、弯管、弯头、阀门、三通等大口径部件及其焊缝进行检查，及时发现和消除设备缺陷。对于不能及时处理的缺陷，应对缺陷尺寸进行定量检测及监督，并做好相应技术措施。

6.5.5.3 定期对导汽管、汽水联络管、下降管等炉外管以及联箱封头、接管座等进行外观检查、壁厚测量、圆度测量及无损检测，发现裂纹、冲刷减薄或圆度异常复圆等问题应及时采取打磨、补焊、更换等处理措施。

6.5.5.4 加强对汽水系统中的高中压疏水、排污、减温水等小径管的管座焊缝、内壁冲刷和外表腐蚀现象的检查，发现问题及时更换。

6.5.5.5 按照《火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则》(DL/T616-2006)的要求，对支吊架进行定期检查。运行时间达到 10000h 的主蒸汽管道、再热蒸汽管道的支吊架应进行全面检查和调整。

6.5.5.6 对于易引起汽水两相流的疏水、空气等管道，应重点检查其与

母管相连的角焊缝、母管开孔的内孔周围、弯头等部位的裂纹和冲刷，其管道、弯头、三通和阀门，运行 100000h 后，宜结合检修全部更换。

6.5.5.7 定期对喷水减温器检查，混合式减温器每隔 1.5 万 ~ 3 万 h 检查一次，应采用内窥镜进行内部检查，喷头应无脱落、喷孔无扩大，联箱内衬套应无裂纹、腐蚀和断裂。减温器内衬套长度小于 8m 时，除工艺要求的必须焊缝外，不宜增加拼接焊缝；若必须采用拼接时，焊缝应经 100% 探伤合格后方可使用。防止减温器喷头及套筒断裂造成过热器联箱裂纹，面式减温器运行 2 万 ~ 3 万 h 后应抽芯检查管板变形，内壁裂纹、腐蚀情况及芯管水压检查泄漏情况，以后每大修检查一次。

6.5.5.8 在检修中，应重点检查可能因膨胀和机械原因引起的承压部件爆漏的缺陷。

6.5.5.9 机组投运的第一年内，应对主蒸汽和再热蒸汽管道的不锈钢温度套管角焊缝进行渗透和超声波检测，并结合每次 A 级检修进行检测。

6.5.5.10 锅炉水压试验结束后，应严格控制泄压速度，并将炉外蒸汽管道存水完全放净，防止发生水击。

6.5.5.11 焊接工艺、质量、热处理及焊接检验应符合《火力发电厂焊接技术规程》和《火力发电厂焊接热处理技术规程》的有关规定。

6.5.5.12 锅炉投入使用前必须按照《锅炉压力容器使用登记管理办法》（国质检锅[2003]207 号）办理注册登记手续，申领使用证。不按规定检验、申报注册的锅炉，严禁投入使用。

6.5.6 防止锅炉四管爆漏。

6.5.6.1 建立锅炉承压部件防磨防爆设备台账，制订和落实防磨防爆定期检查计划、防磨防爆预案，完善防磨防爆检查、考核制度。

6.5.6.2 在有条件的情况下，应采用泄漏监测装置。过热器、再热器、省煤器管发生爆漏时，应及时停运，防止扩大冲刷损坏其他管段。

6.5.6.3 定期检查水冷壁刚性梁四角连接及燃烧器悬吊机构，发现问题及时处理。防止因水冷壁晃动或燃烧器与水冷壁鳍片处焊缝受力过载拉裂而造成水冷壁泄漏。

6.5.6.4 加强蒸汽吹灰设备系统的维护及管理。在蒸汽吹灰系统投入正式运行前，应对各吹灰器蒸汽喷嘴伸入炉膛内的实际位置及角度进行测量、调整，并对吹灰器的吹灰压力进行逐个整定，避免吹灰压力过高。运行中遇有吹灰器卡涩、进汽门关闭不严等问题，应及时将吹灰器退出并关闭进汽门，避免受热面被吹损，并通知检修人员处理。

6.5.6.5 锅炉发生四管爆漏后，必须尽快停炉。在对锅炉运行数据和爆口位置、数量、宏观形貌、内外壁情况等信息作全面记录后方可进行割管和检修。应对发生爆口的管道进行宏观分析、金相组织分析和力学性能试验，并对结垢和腐蚀产物进行化学成分分析，根据分析结果采取相应措施。

6.5.6.6 运行时间接近设计寿命或发生频繁泄漏的锅炉过热器、再热器、省煤器，应对受热面管进行寿命评估，并根据评估结果及时安排更换。

6.5.6.7 达到设计使用年限的机组和设备，必须按规定对主设备特别是承压管路进行全面检查和试验，组织专家进行全面安全性评估，经主管部门审批后，方可继续投入使用。

6.5.7 防止超（超超）临界锅炉高温受热面管内氧化皮大面积脱落

6.5.7.1 超（超超）临界锅炉受热面设计必须尽可能减少热偏差，各段受热面必须布置足够的壁温测点，测点应定期检查校验，确保壁温测点的准确性。

6.5.7.2 高温受热面管材的选取应考虑合理的高温抗氧化裕度。

6.5.7.3 加强锅炉受热面和联箱监造、安装阶段的监督检查，必须确保用材正确，受热面内部清洁，无杂物。重点检查原材料质量证明书、入厂复检报告和进口材料的商检报告。

6.5.7.4 必须准确掌握各受热面多种材料拼接情况，合理制定壁温定值。

6.5.7.5 必须重视试运中酸洗、吹管工艺质量，吹管完成过热器高温受热面联箱和节流孔必须进行内部检查、清理工作，确保联箱及节流圈前清洁无异物。

6.5.7.6 不论是机组启动过程，还是运行中，都必须建立严格的超温管理制度，认真落实，严格执行规程，杜绝超温。

6.5.7.7 发现受热面泄漏，必须立即停机处理。

6.5.7.8 严格执行厂家设计的启动、停止方式和变负荷、变温速率。

6.5.7.9 机组运行中，尽可能通过燃烧调整，结合平稳使用减温水和吹灰，减少烟温、汽温和受热面壁温偏差，保证各段受热面吸热正常，防止超温和温度突变。

6.5.7.10 对于存在氧化皮问题的锅炉，严禁停炉后强制通风快冷。

6.5.7.11 加强汽水监督，给水品质达到《超临界火力发电机组水质质量标准》(DL/T912-2005)。

6.5.7.12 新投产的超(超超)临界锅炉，必须在第-次检修时进行高温段受热面的管内氧化情况检查。对于存在氧化皮问题的锅炉，必须利用检修机会对不锈钢管弯头及水平段进行氧化层检查，以及氧化皮分布和运行中壁温指示对应性检查。

6.5.7.13 加强对超（超超）临界机组锅炉过热器的的高温段联箱、管排下部弯管和节流圈的检查，以防止由于异物和氧化皮脱落造成的堵管爆破事故。对弯曲半径较小的弯管应进行重点检查。

6.5.7.14 加强新型高合金材质管道和锅炉蒸汽连接管的使用过程中的监督检验，每次检修均应对焊口、弯头、三通、阀门等进行抽查，尤其应注重对焊接接头中危害性缺陷（如裂纹、未熔合等）的检查和处理，不允许存在超标缺陷的设备投入运行，以防止泄漏事故；对于记录缺陷也应加强监督，掌握缺陷在运行过程中的变化规律及发展趋势，对可能造成的隐患提前作出预判。

6.5.7.15 加强新型高合金材质管道和锅炉蒸汽连接管运行过程中材质变化规律的分析，定期对 P91、P92、P122 等材质的管道和管件进行硬度和微观金相组织定点跟踪抽查，积累试验数据并与国内外相关的研究成果进行对比，掌握材质老化的规律，一旦发现材质劣化严重应及时进行更换。对于应用于高温蒸汽管道的 P91、P92、P122 等材质的管道，如果发现硬度低于 180HB，管件硬度低于 175HB，应及时分析原因，进行金相组织检验，强度计算与寿命评估，并根据评估结果进行相应措施。焊缝硬度超出控制范围，首先在原测点附近两处和原测点 180° 位置再次测量；其次在原测点可适当打磨较深位置，打磨后的管子壁厚不应小于管子的最小计算壁厚。

6.5.8 奥氏体不锈钢小管的监督

6.5.8.1 奥氏体不锈钢管子蠕变应变大于 4.5%，低合金钢管外径蠕变应变大于 2.5%，碳素钢管外径蠕变应变大于 3.5%，T91、T122 类管子外径蠕变应变大于 1.2%，应进行更换。

6.5.8.2 对于奥氏体不锈钢管子要结合大修检查钢管及焊缝是否存在

沿晶、穿晶裂纹，一旦发现应及时换管。

6.5.8.3 对于奥氏体不锈钢管与铁素体钢管的异种钢接头在 40000h 进行割管检查，重点检查铁素体钢一侧的熔合线是否开裂。

7 防止压力容器等承压设备爆破事故

7.1 防止承压设备超压

7.1.1 根据设备特点和系统的实际情况，制定每台压力容器的操作规程。操作规程中应明确异常工况的紧急处理方法，确保在任何工况下压力容器不超压、超温运行。

7.1.2 各种压力容器安全阀应定期进行校验。

7.1.3 运行中的压力容器及其安全附件（如安全阀、排污阀、监视表计、连锁、自动装置等）应处于正常工作状态。设有自动调整和保护装置的压力容器，其保护装置的退出应经单位技术总负责人批准。保护装置退出后，实行远控操作并加强监视，且应限期恢复。

7.1.4 除氧器的运行操作规程应符合《电站压力式除氧器安全技术规定》（能源安保〔1991〕709 号）的要求。除氧器两段抽汽之间的切换点，应根据《电站压力式除氧器安全技术规定》进行核算后在运行规程中明确规定，并在运行中严格执行，严禁高压汽源直接进入除氧器。

7.1.5 使用中的各种气瓶严禁改变涂色，严防错装、错用；气瓶立放时应采取防止倾倒的措施；液氯钢瓶必须水平放置；放置液氯、液氨钢瓶、溶解乙炔气瓶场所的温度要符合要求。使用溶解乙炔气瓶者必须配置防止回火装置。

7.1.6 压力容器内部有压力时，严禁进行任何修理或紧固工作。

7.1.7 压力容器上使用的压力表，应列为计量强制检验表计，按规定周

期进行强检。

7.1.8 压力容器的耐压试验参考《固定式压力容器安全技术监察规程》(TSGR0007-2009)进行。

7.1.9 检查进入除氧器、扩容器的高压汽源，采取措施消除除氧器、扩容器超压的可能。推广滑压运行，逐步取消二段抽汽进入除氧器。

7.1.10 单元制的给水系统，除氧器上应配备不少于两只全启式安全门，并完善除氧器的自动调压和报警装置。

7.1.11 除氧器和其他压力容器安全阀的总排放能力，应能满足其在最大进汽工况下不超压。

7.1.12 高压加热器等换热容器，应防止因水侧换热管泄漏导致的汽侧容器筒体的冲刷减薄。全面检查时应增加对水位附近的筒体减薄的检查内容。

7.1.13 氧气瓶、乙炔气瓶等气瓶在户外使用必须竖直放置，不得放置阳光下暴晒，必须放在阴凉处。

7.1.14 氧气瓶、乙炔气瓶等气瓶不得混放，不得在一起搬运。

7.2 防止氢罐爆炸事故

7.2.1 制氢站应采用性能可靠的压力调整器，并加装液位差越限连锁保护装置和氢侧氢气纯度表，在线氢中氧量、氧中氢量监测仪表，防止制氢设备系统爆炸。

7.2.2 对制氢系统及氢罐的检修要进行可靠地隔离。

7.2.3 氢罐应按照《压力容器定期检验规则》(TSGR7001-2013)的要求进行定期检验。

7.2.4 运行 10 年的氢罐，应该重点检查氢罐的外形，尤其是上下封头

不应出现鼓包和变形现象。

7.3 严格执行压力容器定期检验制度

7.3.1 火电厂热力系统压力容器定期检验时，应对与压力容器相连的管系检查，特别应对蒸汽进口附近的内表面热疲劳和加热器疏水管段冲刷、腐蚀情况的检查。防止爆破汽水喷出伤人。

7.3.2 禁止在压力容器上随意开孔和焊接其他构件。若涉及在压力容器筒壁上开孔或修理等修理改造时，须按照《固定式压力容器安全技术监察规程》(TSGR0004-2009)第 5.3 条“改造和重大维修”进行。

7.3.3 停用超过两年以上的压力容器重新启用时要进行再检验，耐压试验确认合格才能启用。

7.3.4 在订购压力容器前，应对设计单位和制造厂商的资格进行审核，其供货产品必须附有“压力容器产品质量证明书”和制造厂所在地锅炉压力容器监检机构签发的“监检证书”。要加强对所购容器的质量验收，特别应参加容器水压试验等重要项目的验收见证。

7.4 加强压力容器注册登记管理

7.4.1 压力容器投入使用必须按照《压力容器使用登记管理规则》(锅质检锅[2003]207号)办理注册登记手续，申领使用证。不按规定检验、申报注册的压力容器，严禁投入使用。

7.4.2 对其中设计资料不全、材质不明及经检验安全性能不良的老旧容器，应安排计划进行更换。

7.4.3 使用单位对容器的管理，不仅要满足特种设备的法律法规技术性条款的要求，还要满足有关特种设备在法律法规程序上的要求。定期检验有效期届满前 1 个月，应向压力容器检验机构提出定期检验要求。

8 防止汽轮机、燃气轮机事故

8.1 防止汽轮机超速事故

8.1.1 在额定蒸汽参数下，调节系统应能维持汽轮机在额定转速下稳定运行，甩负荷后能将机组转速控制在超速保护动作值转速以下。

8.1.2 各种超速保护均应正常投入运行，超速保护不能可靠动作时，禁止机组运行。

8.1.3 机组重要运行监视表计，尤其是转速表，显示不正确或失效，严禁机组启动。运行中的机组，在无任何有效监视手段的情况下，必须停止运行。

8.1.4 透平油和抗燃油的油质应合格。油质不合格的情况下，严禁机组启动。

8.1.5 机组大修后，必须按规程要求进行汽轮机调节系统静止试验或仿真试验，确认调节系统工作正常。在调节部套有卡涩、调节系统工作不正常的情况下，严禁机组启动。

8.1.6 机组停机时，应先将发电机有功、无功功率减至零，检查确认有功功率到零，电能表停转或逆转以后，再将发电机与系统解列，或采用汽轮机手动打闸或锅炉手动主燃料跳闸联跳汽轮机，发电机逆功率保护动作解列。严禁带负荷解列。

8.1.7 机组正常启动或停机过程中，应严格按运行规程要求投入汽轮机旁路系统，尤其是低压旁路；在机组甩负荷或事故状态下，应开启旁路系统。机组再次启动时，再热蒸汽压力不得大于制造商规定的压力值。

8.1.8 在任何情况下绝不可强行挂闸。

8.1.9 汽轮发电机组轴系应安装两套转速监测装置，并分别装设在不同

的转子上。

8.1.10 抽汽供热机组的抽汽逆止门关闭应迅速、严密，连锁动作应可靠，布置应靠近抽汽口，并必须设置有能快速关闭的抽汽截止门，以防止抽汽倒流引起超速。

8.1.11 对新投产机组或汽轮机调节系统经重大改造后的机组必须进行甩负荷试验。

8.1.12 坚持按规程要求进行汽门关闭时间测试、抽汽逆止门关闭时间测试、汽门严密性试验、超速保护试验、阀门活动试验。

8.1.13 危急保安器动作转速一般为额定转速的 $110\% \pm 1\%$ 。

8.1.14 进行危急保安器试验时，在满足试验条件下，主蒸汽和再热蒸汽压力尽量取低值。

8.1.15 数字式电液控制系统 (DEH) 应设有完善的机组启动逻辑和严格的限制启动条件；对机械液压调节系统的机组，也应有明确的限制条件。

8.1.16 汽轮机专业人员，必须熟知数字式电液控制系统的控制逻辑、功能及运行操作，参与数字式电液控制系统改造方案的确定及功能设计，以确保系统实用、安全、可靠。

8.1.17 电液伺服阀（包括各类型电液转换器）的性能必须符合要求，否则不得投入运行。运行中要严密监视其运行状态，不卡涩、不泄漏和系统稳定。大修中要进行清洗、检测等维护工作。发现问题应及时处理或更换。备用伺服阀应按制造商的要求条件妥善保管。

8.1.18 主油泵轴与汽轮机主轴间具有齿型联轴器或类似联轴器的机组，应定期检查联轴器的润滑和磨损情况，其两轴中心标高、左右偏差应严格按制造商的规定安装。

8.1.19 要慎重对待调节系统的重大改造，应在确保系统安全、可靠的前提下，进行全面的、充分的论证。

8.2 防止汽轮机轴系断裂及损坏事故

8.2.1 机组主、辅设备的保护装置必须正常投入，已有振动监测保护装置的机组，振动超限跳机保护应投入运行；机组正常运行瓦振、轴振应达到有关标准的范围，并注意监视变化趋势。

8.2.2 运行 100000h 以上的机组，每隔 3~5 年应对转子进行一次检查。运行时间超过 15 年、转子寿命超过设计使用寿命、低压焊接转子、承担调峰启停频繁的转子，应适当缩短检查周期。

8.2.3 新机组投产前、已投产机组每次大修中，必须进行转子表面和中心孔探伤检查。按照《火力发电厂金属技术监督规程》(DL/T438-2009)相关规定对高温段应力集中部位可进行金相和探伤检查，选取不影响转子安全的部位进行硬度试验。

8.2.4 不合格的转子绝不能使用，已经过主管部门批准并投入运行的有缺陷转子应进行技术评定，根据机组的具体情况、缺陷性质制定运行安全措施，并报主管部门审批后执行。

8.2.5 严格按超速试验规程的要求，机组冷态启动带 10%~25%额定负荷，运行 3~4h 后（或按制造商要求）立即进行超速试验。

8.2.6 新机组投产前和机组大修中，必须检查平衡块固定螺栓、风扇叶片固定螺栓、定子铁芯支架螺栓、各轴承和轴承座螺栓的紧固情况，保证各联轴器螺栓的紧固和配合间隙完好，并有完善的防松措施。

8.2.7 新机组投产前应对焊接隔板的主焊缝进行认真检查。大修中应检查隔板变形情况，最大变形量不得超过轴向间隙的 1/3。

8.2.8 为防止由于发电机非同期并网造成的汽轮机轴系断裂及损坏事故，应严格落实 10.9 条规定的各项措施。

8.2.9 建立机组试验档案，包括投产前的安装调试试验、大小修后的调整试验、常规试验和定期试验。

8.2.10 建立机组事故档案，无论大小事故均应建立档案，包括事故名称、性质、原因和防范措施。

8.2.11 建立转子技术档案，包括制造商提供的转子原始缺陷和材料特性等转子原始资料；历次转子检修检查资料；机组主要运行数据、运行累计时间、主要运行方式、冷热态启停次数、启停过程中的汽温汽压负荷变化率、超温超压运行累计时间、主要事故情况及原因和处理。

8.3 防止汽轮机大轴弯曲事故

8.3.1 应具备和熟悉掌握的资料：

(1) 转子安装原始弯曲的最大晃动值（双振幅），最大弯曲点的轴向位置及在圆周方向的位置。

(2) 大轴弯曲表测点安装位置转子的原始晃动值（双振幅），最高点在圆周方向的位置。

(3) 机组正常启动过程中的波德图和实测轴系临界转速。

(4) 正常情况下盘车电流和电流摆动值，以及相应的油温和顶轴油压。

(5) 正常停机过程的情走曲线，以及相应的真空值和顶轴油泵的开启时间和紧急破坏真空停机过程的情走曲线。

(6) 停机后，机组正常状态下的汽缸主要金属温度的下降曲线。

(7) 通流部分的轴向间隙和径向间隙。

(8) 应具有机组在各种状态下的典型启动曲线和停机曲线，并应全部纳

入运行规程。

(9) 记录机组启停全过程中的主要参数和状态。停机后定时记录汽缸金属温度、大轴弯曲、盘车电流、汽缸膨胀、胀差等重要参数，直到机组下次热态启动或汽缸金属温度低于 150℃ 为止。

(10) 系统进行改造、运行规程中尚未作具体规定的重要运行操作或试验，必须预先制订安全技术措施，经上级主管领导或总工程师批准后再执行。

8.3.2 汽轮机启动前必须符合以下条件，否则禁止启动：

(1) 大轴晃动（偏心）、串轴（轴向位移）、胀差、低油压和振动保护等表计显示正确，并正常投入。

(2) 大轴晃动值不超过制造商的规定值或原始值的 $\pm 0.02\text{mm}$ 。

(3) 高压外缸上、下缸温差不超过 50℃，高压内缸上、下缸温差不超过 35℃。

(4) 蒸汽温度必须高于汽缸最高金属温度 50℃，但不超过额定蒸汽温度，且蒸汽过热度不低于 50℃。

8.3.3 机组启、停过程操作措施：

8.3.3.1 机组启动前连续盘车时间应执行制造商的有关规定，至少不得少于 2~4h，热态启动不少于 4h。若盘车中断应重新计时。

8.3.3.2 机组启动过程中因振动异常停机必须回到盘车状态，应全面检查、认真分析、查明原因。当机组已符合启动条件时，连续盘车不少于 4h 才能再次启动，严禁盲目启动。

8.3.3.3 停机后立即投入盘车。当盘车电流较正常值大、摆动或有异音时，应查明原因及时处理。当汽封摩擦严重时，将转子高点置于最高位置，

关闭与汽缸相连通的所有疏水（闷缸措施），保持上下缸温差，监视转子弯曲度，当确认转子弯曲度正常后，进行试投盘车，盘车投入后应连续盘车。当盘车盘不动时，严禁用起重机强行盘车。

8.3.3.4 停机后因盘车装置故障或其他原因需要暂时停止盘车时，应采取闷缸措施，监视上下缸温差、转子弯曲度的变化，待盘车装置正常或暂停盘车的因素消除后及时投入连续盘车。

8.3.3.5 机组热态启动前应检查停机记录，并与正常停机曲线进行比较，若有异常应认真分析，查明原因，采取措施及时处理。

8.3.3.6 机组热态启动投轴封供汽时，应确认盘车装置运行正常，先向轴封供汽，后抽真空。停机后，凝汽器真空到零，方可停止轴封供汽。应根据缸温选择供汽汽源，以使供汽温度与金属温度相匹配。

8.3.3.7 疏水系统投入时，严格控制疏水系统各容器水位，注意保持凝汽器水位低于疏水联箱标高。供汽管道应充分暖管、疏水，严防水或冷汽进入汽轮机。

8.3.3.8 停机后应认真监视凝汽器（排汽装置）、高低压加热器、除氧器水位和主蒸汽及再热冷段管道集水罐处温度，防止汽轮机进水。

8.3.3.9 启动或低负荷运行时，不得投入再热蒸汽减温器喷水。在锅炉熄火或机组甩负荷时，应及时切断减温水。

8.3.3.10 汽轮机在热状态下，锅炉不得进行打水压试验。

8.3.4 汽轮机发生下列情况之一，应立即打闸停机：

(1) 机组启动过程中，在中速暖机之前，轴承振动超过 0.03mm。

(2) 机组启动过程中，通过临界转速时，轴承振动超过 0.1mm 或相对轴振动值超过 0.26mm，应立即打闸停机，严禁强行通过临界转速或降速暖机。

(3) 机组运行中要求轴承振动不超过 0.03mm 或相对轴振动不超过 0.08mm，超过时应设法消除，当相对轴振动大于 0.26mm 应立即打闸停机；当轴承振动或相对轴振动变化量超过报警值的 25%，应查明原因设法消除，当轴承振动或相对轴振动突然增加报警值的 100%，应立即打闸停机；或严格按照制造商的标准执行。

(4) 高压外缸上、下缸温差超过 50℃，高压内缸上、下缸温差超过 350℃。

(5) 机组正常运行时，主、再热蒸汽温度在 10min 内突然下降 50℃。调峰型单层汽缸机组可根据制造商相关规定执行。

8.3.5 应采用良好的保温材料和施工工艺，保证机组正常停机后的上下缸温差不超过 35℃，最大不超过 50℃。

8.3.6 疏水系统应保证疏水畅通。疏水联箱的标高应高于凝汽器热水井最高点标高。高、低压疏水联箱应分开，疏水管应按压力顺序接入联箱，并向低压侧倾斜 45°。疏水联箱或扩容器应保证在各疏水阀全开的情况下，其内部压力仍低于各疏水管内的最低压力。冷段再热蒸汽管的最低点应设有疏水点。防腐蚀汽管直径应不小于 76mm。

8.3.7 减温水管路阀门应能关闭严密，自动装置可靠，并应设有截止阀。

8.3.8 门杆漏汽至除氧器管路，应设置逆止阀和截止阀。

8.3.9 高、低压加热器应装设紧急疏水阀，可远方操作和根据疏水水位自动开启。

8.3.10 高、低压轴封应分别供汽。特别注意高压轴封段或合缸机组的高中压轴封段，其供汽管路应有良好的疏水措施。

8.3.11 机组监测仪表必须完好、准确，并定期进行校验。尤其是大轴弯曲表、振动表和汽缸金属温度表，应按热工监督条例进行统计考核。

8.3.12 凝汽器应有高水位报警并在停机后仍能正常投入。除氧器应有水位报警和高水位自动放水装置。

8.3.13 严格执行运行、检修操作规程，严防汽轮机进水、进冷汽。

8.4 防止汽轮机、燃气轮机轴瓦损坏事故

8.4.1 汽轮机、燃气轮机制造商或设计院应配制或设计足够容量的润滑油储能器（如高位油箱），一旦润滑油泵及系统发生故障，储能器能够保证机组安全停机，不发生轴瓦烧坏、轴径磨损。机组启动前，润滑油储能器及其系统必须具备投用条件，否则不得启动。未设计安装润滑油储能器的机组，应补设并在机组大修期间完成安装和冲洗，具备投用条件。

8.4.2 润滑油冷油器制造时，冷油器切换阀应有可靠的防止阀芯脱落的措施，避免阀芯脱落堵塞润滑油通道导致断油、烧瓦。

8.4.3 油系统严禁使用铸铁阀门，各阀门门芯应与地面水平安装。主要阀门应挂有“禁止操作”警示牌。主油箱事故放油阀应串联设置两个钢制截止阀，操作手轮设在距油箱 5m 以外的地方，且有两个以上通道，手轮应挂有“事故放油阀，禁止操作”标志牌，手轮不应加锁。润滑油管道中原则上不装设滤网，若装设滤网，必须采用激光打孔滤网，并有防止滤网堵塞和破损的措施。

8.4.4 安装和检修时要彻底清理油系统杂物，严防遗留杂物堵塞油泵入口或管道。

8.4.5 油系统油质应按规程要求定期进行化验，油质劣化应及时处理。在油质不合格的情况下，严禁机组启动。

8.4.6 润滑油压低报警、联启油泵、跳闸保护、停止盘车定值及测点安装位置应按照制造商要求整定和安装，整定值应满足直流油泵联启的同时

必须跳闸停机。对各压力开关应采用现场试验系统进行校验，润滑油压低时应能正确、可靠的联动交流、直流润滑油泵。

8.4.7 直流润滑油泵的直流电源系统应有足够的容量，其各级保险应合理配置，防止故障时熔断器熔断使直流润滑油泵失去电源。

8.4.8 交流润滑油泵电源的接触器，应采取低电压延时释放措施，同时要保证自投装置动作可靠。

8.4.9 应设置主油箱油位低跳机保护，必须采用测量可靠、稳定性好的液位测量方法，并采取三取二的方式，保护动作值应考虑机组跳闸后的惰走时间。机组运行中发生油系统泄漏时，应申请停机处理，避免处理不当造成大量跑油，导致烧瓦。

8.4.10 油位计、油压表、油温表及相关的信号装置，必须按要求装设齐全、指示正确，并定期进行校验。

8.4.11 辅助油泵及其自启动装置，应按运行规程要求定期进行试验，保证处于良好的备用状态。机组启动前辅助油泵必须处于联动状态。机组正常停机前，应进行辅助油泵的全容量启动试验。

8.4.12 油系统（如冷油器、辅助油泵、滤网等）进行切换操作时，应在指定人员的监护下按操作票顺序缓慢进行操作，操作中严密监视润滑油压的变化，严防切换操作过程中断油。

8.4.13 机组启动、停机和运行中要严密监视推力瓦、轴瓦钨金温度和回油温度。当温度超过标准要求时，应按规程规定果断处理。

8.4.14 在机组启、停过程中，应按制造商规定的转速停止、启动顶轴油泵。

8.4.15 在运行中发生了可能引起轴瓦损坏的异常情况（如水冲击、瞬

时断油、轴瓦温度急升超过 120℃等), 应在确认轴瓦未损坏之后, 方可重新启动。

8.4.16 检修中应注意主油泵出口逆止阀的状态, 防止停机过程中断油。

8.4.17 严格执行运行、检修操作规程, 严防轴瓦断油。

8.5 防止燃气轮机超速事故

8.5.1 在设计天然气参数范围内, 调节系统应能维持燃气轮机在额定转速下稳定运行, 甩负荷后能将燃气轮机组转速控制在超速保护动作值以下。

8.5.2 燃气关断阀和燃气控制阀(包括燃气压力和燃气流量调节阀)应能关闭严密, 动作过程迅速且无卡涩现象。自检试验不合格, 燃气轮机组严禁启动。

8.5.3 电液伺服阀(包括各类型电液转换器)的性能必须符合要求, 否则不得投入运行。运行中要严密监视其运行状态, 不卡涩、不泄漏和系统稳定。大修中要进行清洗、检测等维护工作。备用伺服阀应按照制造商的要求条件妥善保管。

8.5.4 燃气轮机组轴系应安装两套转速监测装置, 并分别装设在不同的转子上。

8.5.5 燃气轮机组重要运行监视表计, 尤其是转速表, 显示不正确或失效, 严禁机组启动。运行中的机组, 在无任何有效监视手段的情况下, 必须停止运行。

8.5.6 透平油和液压油的油质应合格。在油质不合格的情况下, 严禁燃气轮机组启动。

8.5.7 透平油、液压油品质应按规程要求定期化验。燃气轮机组投产初期, 燃气轮机本体和油系统检修后, 以及燃气轮机组油质劣化时, 应缩短

化验周期，

8.5.8 燃气轮机组电超速保护动作转速一般力额定转速的 108%~110%。运行期间电超速保护必须正常投入。超速保护不能可靠动作时，禁止燃气轮机组运行。燃气轮机组电超速保护应进行实际升速动作试验，保证其动作转速符合有关技术要求。

8.5.9 燃气轮机组大修后，必须按规程要求进行燃气轮机调节系统的静止试验或仿真试验，确认调节系统工作正常。否则，严禁机组启动。

8.5.10 机组停机时，联合循环单轴机组应先停运汽轮机，检查发电机有功、无功功率到零，再与系统解列；分轴机组应先检查发电机有功、无功功率到零，再与系统解列，严禁带负荷解列。

8.5.11 对新投产的燃气轮机组或调节系统进行重大改造后的燃气轮机组必须进行甩负荷试验。

8.5.12 要慎重对待调节系统的重大改造，应在确保系统安全、可靠的前提下，对燃气轮机制造商提供的改造方案进行全面充分的论证。

8.6 防止燃气轮机轴系断裂及损坏事故

8.6.1 燃气轮机组主、辅设备的保护装置必须正常投入，振动监测保护应投入运行；燃气轮机组正常运行瓦振、轴振应达到有关标准的优良范围，并注意监视变化趋势。

8.6.2 燃气轮机组应避免在燃烧模式切换负荷区域长时间运行。

8.6.3 严格按照燃气轮机制造商的要求，定期对燃气轮机孔探检查，定期对转子进行表面检查或无损探伤。按照《火力发电厂金属技术监督规程》(DL/T438-2009)相关规定，对高温段应力集中部位可进行金相和探伤检查，若需要，可选取不影响转子安全的部位进行硬度试验。

8.6.4 不合格的转子绝不能使用，已经过制造商确认可以在一定时期内投入运行的有缺陷转子应对其进行技术评定，根据燃气轮机组的具体情况、缺陷性质制订运行安全措施，并报上级主管部门备案。

8.6.5 严格按照超速试验规程进行超速试验。

8.6.6 为防止发电机非同期并网造成的燃气轮机轴系断裂及损坏事故，应严格落实第 10.9 条规定的各项措施。

8.6.7 加强燃气轮机排气温度、排气分散度、轮间温度、火焰强度等运行数据的综合分析，及时找出设备异常的原因，防止局部过热燃烧引起的设备裂纹、涂层脱落、燃烧区位移等损坏。

8.6.8 新机组投产前和机组大修中，应重点检查：

(1) 轮盘拉杆螺栓紧固情况、轮盘之间错位、通流间隙、转子及各级叶片的冷却风道。

(2) 平衡块固定螺栓、风扇叶固定螺栓、定子铁芯支架螺栓，并应有完善的防松措施。绘制平衡块分布图。

(3) 各联轴器轴孔、轴销及间隙配合满足标准要求，对轮螺栓外观及金属探伤检验，紧固防松措施完好。

(4) 燃气轮机热通道内部紧固件与锁定片的装复工艺，防止因气流冲刷引起部件脱落进入喷嘴而损坏通道内的动静部件。

8.6.9 应按照制造商规范定期对压气机进行孔窥检查，防止空气悬浮物或滤后不洁物对叶片的冲刷磨损，或压气机静叶调整垫片受疲劳而脱落。定期对压气机进行离线水洗或在线水洗。定期对压气机前级叶片进行无损探伤等检查。

8.6.10 燃气轮机停止运行投盘车时，严禁随意开启罩壳各处大门和随

意增开燃气轮机间冷却风机，以防止因温差大引起缸体收缩而使压气机刮缸。在发生严重刮缸时，应立即停运盘车，采取闷缸措施 48h 后，尝试手动盘车，直至投入连续盘车。

8.6.11 机组发生紧急停机时，应严格按照制造商要求连续盘车若干小时以上，才允许重新启动点火，以防止冷热不均发生转子振动大或残余燃气引起爆燃而损坏部件。

8.6.12 发生下列情况之一，严禁机组启动：

- (1) 在盘车状态听到有明显的刮缸声。
- (2) 压气机进口滤网破损或压气机进气道可能存在残留物。
- (3) 机组转动部分有明显的摩擦声。
- (4) 任一火焰探测器或点火装置故障。
- (5) 燃气辅助关断阀、燃气关断阀、燃气控制阀任一阀门或其执行机构故障。
- (6) 具有压气机进口导流叶片和压气机防喘阀活动试验功能的机组，压气机进口导流叶片和压气机防喘阀活动试验不合格。
- (7) 燃气轮机排气温度故障测点数大于等于 1 个。
- (8) 燃气轮机主保护故障。

8.6.13 发生下列情况之一，应立即打闸停机：

- (1) 运行参数超过保护值而保护拒动。
- (2) 机组内部有金属摩擦声或轴承端部有摩擦产生火花。
- (3) 压气机失速，发生喘振。
- (4) 机组冒出大量黑烟。
- (5) 机组运行中，要求轴承振动不超过 0.03mm 或相对轴振动不超过

0.08mm，超过时应设法消除，当相对轴振动大于 0.25mm 应立即打闸停机；当轴承振动或相对轴振动变化量超过报警值的 25%，应查明原因设法消除，当轴承振动或相对轴振动突然增加报警值的 100%，应立即打闸停机；或严格按照制造商的标准执行。

(6) 运行中发现燃气泄漏检测报警或检测到燃气浓度有突升，应立即停机检查。

8.6.14 调峰机组应按照制造商要求控制两次启动间隔时间，防止出现通流部分刮缸等异常情况。

8.6.15 应定期检查燃气轮机、压气机气缸周围的冷却水、水洗等管道、接头、泵压，防止运行中断裂造成冷水喷在高温气缸上，发生气缸变形、动静摩擦设备损坏事故。

8.6.16 燃气轮机热通道主要部件更换返修时，应对主要部件焊缝、受力部位进行无损探伤，检查返修质量，防止运行中发生裂纹断裂等异常事故。

8.6.17 建立燃气轮机组试验档案，包括投产前的安装调试试验、计划检修的调整试验、常规试验和定期试验。

8.6.18 建立燃气轮机组事故档案，记录事故名称、性质、原因和防范措施。

8.6.19 建立转子技术档案，包括制造商提供的转子原始缺陷和材料特性等原始资料，历次转子检修检查资料；燃气轮机组主要运行数据、运行累计时间、主要运行方式、冷热态启停次数、启停过程中的负荷的变化率、主要事故情况的原因和处理；有关转子金属监督技术资料完备；根据转子档案记录，定期对转子进行分析评估，把握转子寿命状态；建立燃气轮机

热通道部件返修使用记录台账。

8.7 防止燃气轮机燃气系统泄漏爆炸事故

8.7.1 按燃气管理制度要求,做好燃气系统日常巡检、维护与检修工作。新安装或检修后的管道或设备应进行系统打压试验,确保燃气系统的严密性。

8.7.2 燃气泄漏量达到测量爆炸下限的 20%时,不允许启动燃气轮机。

8.7.3 点火失败后,重新点火前必须进行足够时间的清吹,防止燃气轮机和余热锅炉通道内的燃气浓度在爆炸极限而产生爆燃事故。

8.7.4 加强对燃气泄漏探测器的定期维护,每季度进行一次校验,确保测量可靠,防止发生因测量偏差拒报而发生火灾爆炸。

8.7.5 严禁在运行中的燃气轮机周围进行燃气管系燃气排放与置换作业。

8.7.6 做好在役地下燃气管道防腐涂层的检查与维护工作。正常情况下高压、次高压管道($0.4\text{MPa} < p \leq 4.0\text{MPa}$)应每 3 年一次。10 年以上的管道每 2 年一次。

8.7.7 严禁在燃气泄漏现场违规操作。消缺时必须使用专用铜制工具,防止处理事故中产生静电火花引起爆炸。

8.7.8 燃气调压站内的防雷设施应处于正常运行状态。每年雨季前应对接地电阻进行检测,确保其值在设计范围内,应每半年检测一次。

8.7.9 新安装的燃气管道应在 24h 之内检查一次,并应在通气后的第一周进行一次复查,确保管道系统燃气输送稳定安全可靠。

8.7.10 进入燃气系统区域(调压站、燃气轮机)前应先消除静电(设防静电球),必须穿防静电工作服,严禁携带火种、通信设备和电子产品。

8.7.11 在燃气系统附近进行明火作业时，应有严格的管理制度。明火作业的地点所测量空气含天然气应不超过 1%，并经批准后才能进行明火作业，同时按规定间隔时间做好动火区域危险气体含量检测。

8.7.12 燃气调压系统、前置站等燃气管系应按规定配备足够的消防器材，并按时检查和试验。

8.7.13 严格执行燃气轮机点火系统的管理制度，定期加强维护管理，防止点火器、高压点火电缆等设备因高温老化损坏而引起点火失败。

8.7.14 严禁燃气管道从管沟内敷设使用。对于从房内穿越的架空管道，必须做好穿墙套管的严密封堵，合理设置现场燃气泄漏检测器，防止燃气泄漏引起意外事故。

8.7.15 严禁未装设阻火器的汽车、摩托车、电瓶车等车辆在燃气轮机的警示范围和调压站内行驶。

8.7.16 运行点检人员巡检燃气系统时，必须使用防爆型的照明工具、对讲机，操作阀门尽量用手操作，必要时应用铜制阀门把钩进行。严禁使用非防爆型工器具作业。

8.7.17 进入燃气禁区的外来参观人员不得穿易产生静电的服装、带铁掌的鞋，不准带移动电话及其他易燃、易爆品进入调压站、前置站。燃气区域严禁照相、摄影。

8.7.18 应结合机组检修，对燃气轮机仓及燃料阀组间天然气系统进行气密性试验，以对天然气管道进行全面检查。

8.7.19 停机后，禁止采用打开燃料阀直接向燃气轮机透平输送天然气的方法进行法兰找漏等试验检修工作。

8.7.20 在天然气管道系统部分投入天然气运行的情况下，与充入天然

气相邻的、以阀门相隔断的管道部分必须充入氮气，且要进行常规的巡检查漏工作。

8.7.21 对于与天然气系统相邻的，自身不含天然气运行设备，但可通过地下排污管道等通道相连通的封闭区域，也应装设天然气泄漏探测器。

9 防止分散控制系统控制、保护失灵事故

9.1 分散控制系统(DCS)配置的基本要求

9.1.1 分散控制系统配置应能满足机组任何工况下的监控要求(包括紧急故障处理)，控制站及人机接口站的中央处理器(CPU)负荷率、系统网络负荷率、分散控制系统与其他相关系统的通信负荷率、控制处理器周期、系统响应时间、事件顺序记录(SOE)分辨率、抗干扰性能、控制电源质量、全球定位系统(GPS)时钟等指标应满足相关标准的要求。

9.1.2 分散控制系统的控制器、系统电源、为 I/O 模件供电的直流电源、通信网络等均应采用完全独立的冗余配置，且具备无扰切换功能；采用 B/S、C/S 结构的分散控制系统的服务器应采用冗余配置，服务器或其供电电源在切换时应具备无扰切换功能。

9.1.3 分散控制系统控制器应严格遵循机组重要功能分开的独立性配置原则，各控制功能应遵循任一组控制器或其他部件故障对机组影响最小的原则。

9.1.4 重要参数测点、参与机组或设备保护的测点应冗余配置，冗余 I/O 测点应分配在不同模件上。

9.1.5 按照单元机组配置的重要设备（如循环水泵、空冷系统的辅机）应纳入各自单元控制网，避免由于公用系统中设备事故扩大为两台或全厂机组的重大事故。

9.1.6 分散控制系统电源应设计有可靠的后备手段,电源的切换时间应保证控制器不被初始化;操作员站如无双路电源切换装置,则必须将两路供电电源分别连接于不同的操作员站;系统电源故障应设置最高级别的报警;严禁非分散控制系统用电设备接到分散控制系统的电源装置上;公用分散控制系统电源,应分别取自不同机组的不间断电源系统,且具备无扰切换功能。分散控制系统电源的各级电源开关容量和熔断器熔丝应匹配,防止故障越级。

9.1.7 分散控制系统接地必须严格遵守相关技术要求,接地电阻满足标准要求;所有进入分散控制系统的控制信号电缆必须采用质量合格的屏蔽电缆,且可靠单端接地;分散控制系统与电气系统共用一个接地网时,分散控制系统接地线与电气接地网只允许有一个连接点。

9.1.8 机组应配备必要的、可靠的、独立于分散控制系统的硬手操设备(如紧急停机停炉按钮),以确保安全停机停炉。

9.1.9 分散控制系统与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置。分散控制系统与其他生产大区之间应当采用具有访问控制功能的设备、防火墙或者相当功能的设施,实现逻辑隔离。分散控制系统与广域网的纵向交接处应当设置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。分散控制系统禁止采用安全风险高的通用网络服务功能。分散控制系统的重要业务系统应当采用认证加密机制。

9.1.10 分散控制系统电子间环境满足相关标准要求,不应有 380V 及以上动力电缆及产生较大电磁干扰的设备。机组运行时,禁止在电子间使用无线通信工具。

9.1.11 远程控制柜与主系统的两路通信电（光）缆要分层敷设。

9.1.12 对于多台机组分散控制系统网络互联的情况，以及当公用分散控制系统的网络独立配置并与两台单元机组的分散控制系统进行通信时，应采取可靠隔离措施、防止交叉操作。

9.1.13 交、直流电源开关和接线端子应分开布置，直流电源开关和接线端子应有明显的标示。

9.2 防止水电厂（站）计算机监控系统事故

9.2.1 监控系统配置基本要求。

9.2.1.1 监控系统的主要设备应采用冗余配置，服务器的存储容量和中央处理器负荷率、系统响应时间、事件顺序记录分辨率、抗干扰性能等指标应满足要求。

9.2.1.2 并网机组投入运行时，相关电力专用通信配套设施应同时投入运行。

9.2.1.3 监控系统网络建设应满足电气二次系统安全防护基本原则要求。

9.2.1.4 严格遵循机组重要功能相对独立的原则，即监控系统上位机网络故障不应影响现地控制单元功能，监控系统控制系统故障不应影响单机油系统、调速系统、励磁系统等功能，各控制功能应遵循任一组控制器或其他部件故障对机组影响最小，继电保护独立于监控系统的原则。

9.2.1.5 监控系统上位机应采用专用的、冗余配置的不间断电源供电，不应与其他设备合用电源，且应具备无扰自动切换功能。交流供电电源应采用两路独立电源供电。

9.2.1.6 现地控制单元及其自动化设备应采用冗余配置的不间断电源

或站内直流电源供电。具备双电源模块的装置，两个电源模块应由不同电源供电且应具备无扰自动切换功能。

9.2.1.7 监控系统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通过等电位网可靠接地。

9.2.1.8 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。

9.2.1.9 监控设备通信模块应冗余配置，优先采用国内专用装置，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）。

9.2.1.10 水电厂基（改、扩）建工程中监控设备的设计、选型应符合自动化专业有关规程规定。现场监控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。

9.2.1.11 自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）子站应具有可靠的技术措施，对调度自动化主站下发的自动发电控制指令和自动电压控制指令进行安全校核，确保发电运行安全。

9.2.1.12 监控机房应配备专用空调、环境条件应满足有关规定要求。

9.2.2 防止监控系统误操作措施

9.2.2.1 严格执行操作票、工作票制度，使两票制度标准化，管理规范化。

9.2.2.2 严格执行操作指令。当操作发生疑问时，应立即停止工作，并向发令人汇报，待发令人再行许可，确认无误后，方可进行操作。

9.2.2.3 计算机监控系统控制流程应具备闭锁功能，远方、就地操作均

应具备防止误操作闭锁功能。

9.2.2.4 非监控系统工作人员未经批准，不得进入机房进行工作（运行人员巡回检查除外）。

9.2.3 防止网络瘫痪要求

9.2.3.1 计算机监控系统的网络设计和改造计划应与技术发展相适应，充分满足各类业务应用需求，强化监控系统网络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。

9.2.3.2 电站监控系统与上级调度机构、集控中心（站）之间应具有两个及以上独立通信路由。

9.2.3.3 通信光缆或电缆应采用不同路径的电缆沟（竖井）进入监控机房和主控室；避免与一次动力电缆同沟（架）布放，并完善防火阻燃和阻燃分隔等安全措施，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。

9.2.3.4 监控设备（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要求。

9.2.3.5 在基建或技改工程中，若改变原有监控系统的网络结构、设备配置、技术参数时，工程建设单位应委托设计单位对监控系统进行设计，深度应达到初步设计要求，并按照基建和技改工程建设程序开展相关工作。

9.2.3.6 监控网络设备应采用独立的自动空气开关供电，禁止多台设备共用一个分路开关。各级开关保护范围应逐级配合，避免出现分路开关与总开关同时跳开，导致故障范围扩大的情况发生。

9.2.3.7 实时监视及控制所辖范围内的监控网络的运行情况，及时发现

并处理网络故障。

9.2.3.8 机房内温度、湿度应满足设计要求。

9.2.4 监控系统管理要求

9.2.4.1 建立健全各项管理办法和规章制度，必须制定和完善监控系统运行管理规程、监控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。

9.2.4.2 建立完善的密码权限使用和管理制度。

9.2.4.3 制订监控系统应急预案和故障恢复措施，落实数据备份、病毒防范和安全防护工作。

9.2.4.4 定期对调度范围内厂站远动信息进行测试。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。

9.2.4.5 规范监控系统软件和应用软件的管理，软件的修改、更新、升级必须履行审批授权及责任人制度。在修改、更新、升级软件前，应对软件进行备份。未经监控系统厂家测试确认的任何软件严禁在监控系统中使用，必须建立有针对性的监控系统防病毒、防黑客攻击措施。

9.2.4.6 定期对监控设备的滤网、防尘罩进行清洗，做好设备防尘、防虫工作。

9.3 分散控制系统故障的紧急处理措施

9.3.1 已配备分散控制系统的电厂，应根据机组的具体情况，建立分散控制系统故障时的应急处理机制，制订在各种情况下切实可操作的分散控制系统故障应急处理预案，并定期进行反事故演习。

9.3.2 当全部操作员站出现故障时（所有上位机“黑屏”或“死机”），

若主要后备硬手操及监视仪表可用且暂时能够维持机组正常运行，则转用后备操作方式运行，同时排除故障并恢复操作员站运行方式，否则应立即执行停机、停炉预案。若无可靠的后备操作监视手段，应执行停机、停炉预案。

9.3.3 当部分操作员站出现故障时，应由可用操作员站继续承担机组监控任务，停止重大操作，同时迅速排除故障，若故障无法排除，则应根据具体情况启动相应应急预案。

9.3.4 当系统中的控制器或相应电源故障时，应采取以下对策：

9.3.4.1 辅机控制器或相应电源故障时，可切至后备手动方式运行并迅速处理系统故障，若条件不允许则应将该辅机退出运行。

9.3.4.2 调节回路控制器或相应电源故障时，应将执行器切至就地或本机运行方式，保持机组运行稳定，根据处理情况采取相应措施，同时应立即更换或修复控制器模件。

9.3.4.3 涉及机炉保护的控制器故障时应立即更换或修复控制器模件，涉及机炉保护电源故障时则应采用强送措施，此时应做好防止控制器初始化的措施。若恢复失败则应紧急停机停炉。

9.3.5 冗余控制器（包括电源）故障和故障后复位时，应采取必要措施，确认保护和控制信号的输出处于安全位置。

9.3.6 加强对分散控制系统的监视检查，当发现中央处理器、网络、电源等故障时，应及时通知运行人员并启动相应应急预案。

9.3.7 规范分散控制系统软件和应用软件的管理，软件的修改、更新、升级必须履行审批授权及责任人制度。在修改、更新、升级软件前，应对软件进行备份。拟安装到分散控制系统中使用的软件必须严格履行测试和

审批程序，必须建立有针对性的分散控制系统防病毒措施。

9.3.8 加强分散控制系统网络通信管理，运行期间严禁在控制器、人机接口网络上进行不符合相关规定许可的较大数据包的存取，防止通信阻塞。

9.4 防止热工保护失灵

9.4.1 除特殊要求的设备外（如紧急停机电磁阀控制），其他所有设备都应采用脉冲信号控制，防止分散控制系统失电导致停机停炉时，引起该类设备误停运，造成重要主设备或辅机的损坏。

9.4.2 涉及机组安全的重要设备应有独立于分散控制系统的硬接线操作回路。汽轮机润滑油压力低信号应直接送入事故润滑油泵电气启动回路，确保在没有分散控制系统控制的情况下能够自动启动，保证汽轮机的安全。

9.4.3 所有重要的主、辅机保护都应采用“三取二”的逻辑判断方式，保护信号应遵循从取样点到输入模件全程相对独立的原则，确因系统原因测点数量不够，应有防保护误动措施。

9.4.4 热工保护系统输出的指令应优先于其他任何指令。机组应设计硬接线跳闸回路，分散控制系统的控制器发出的机、炉跳闸信号应冗余配置。机、炉主保护回路中不应设置供运行人员切（投）保护的任何操作手段。

9.4.5 独立配置的锅炉灭火保护装置应符合技术规范要求，并配置可靠的电源。系统涉及的炉膛压力取样装置、压力开关、传感器、火焰检测器及冷却风系统等设备应符合相关规程的规定。

9.4.6 定期进行保护定值的核实检查和保护的動作試驗，在役的锅炉炉膛安全监视保护装置的动态试验（指在静态试验合格的基础上，通过调整锅炉运行工况，达到 MFT 动作的现场整套炉膛安全监视保护系统的闭环试验）间隔不得超过 3 年。

9.4.7 汽轮机紧急跳闸系统和汽轮机监视仪表应加强定期巡视检查,所配电源应可靠,电压波动值不得大于 $\pm 5\%$,且不应含有高次谐波。汽轮机监视仪表的中央处理器及重要跳机保护信号和通道必须冗余配置,输出继电器必须可靠。

9.4.8 汽轮机紧急跳闸系统跳机继电器应设计为失电动作,硬手操设备本身要有防止误操作、动作不可靠的措施。手动停机保护应具有独立于分散控制系统(或可编程逻辑控制器 PLC)装置的硬跳闸控制回路,配置有双通道四跳闸线圈汽轮机紧急跳闸系统的机组,应定期进行汽轮机紧急跳闸系统在线试验。

9.4.9 重要控制回路的执行机构应具有三断保护(断汽、断电、断信号)功能,特别重要的执行机构,还应设有可靠的机械闭锁措施。

9.4.10 主机及主要辅机保护逻辑设计合理,符合工艺及控制要求,逻辑执行时序、相关保护的配合时间配置合理,防止由于取样延迟等时间参数设置不当而导致的保护失灵。

9.4.11 重要控制、保护信号根据所处位置和环境,信号的取样装置应有防堵、防震、防漏、防冻、防雨、防抖动的等措施。触发机组跳闸的保护信号的开关量仪表和变送器应单独设置,当确有困难而需与其他系统合用时,其信号应首先进入保护系统。

9.4.12 若发生热工保护装置(系统、包括一次检测设备)故障,应开具工作票,经批准后方可处理。锅炉炉膛压力、全炉膛灭火、汽包水位(直流炉断水)和汽轮机超速、轴向位移、机组振动、低油压等重要保护装置在机组运行中严禁退出,当其故障被迫退出运行时,应制定可靠的安全措施,并在 8h 内恢复;其他保护装置被迫退出运行时,应在 24h 内恢复。

9.4.13 检修机组启动前或机组停运15天以上,应对机、炉主保护及其他重要热工保护装置进行静态模拟试验,检查跳闸逻辑、报警及保护定值。热工保护连锁试验中,尽量采用物理方法进行实际传动,如条件不具备,可在现场信号源处模拟试验,但禁止在控制柜内通过开路或短路输入端子的方法进行试验。

9.5 防止水机保护失灵

9.5.1 水机保护设置

9.5.1.1 水轮发电机组应设置电气、机械超速保护、调速系统事故低油压保护、导叶剪断销剪断保护(导叶破断连杆破断保护)、机组振动和摆度保护、轴承温度过高保护、轴承冷却水中断、轴承外循环油流中断、快速闸门(或主阀)、真空破坏阀等水机保护功能或装置。

9.5.1.2 在机组停机检修状态下,应对水机保护装置报警及出口回路等进行检查及联动试验,合格后在机组开机前按照相关规定投入。

9.5.1.3 所有水机保护模拟量信息、开关量信息应接入电站计算机监控系统,实现远方监视。

9.5.1.4 设置的紧急事故停机按钮应能在现地控制单元失效情况下完成事故停机功能,必要时可在远方设置紧急事故停机按钮。

9.5.1.5 水机保护连接片应与其他保护压板分开布置,并粘贴标示。

9.5.2 防止机组超速保护失效

9.5.2.1 机组电气和机械超速出口回路应单独设置,装置应定期检验,检查各输出触点动作情况。

9.5.2.2 装置校验过程中应检查装置测速显示连续性,不得有跳变及突变现象,如有应检查原因或更换装置。

9.5.2.3 电气超速装置、输入信号源电缆应采取可靠的抗干扰措施，防止对输入信号源及装置造成干扰。

9.5.3 防止调速系统低油压保护失效

9.5.3.1 调速系统油压监视变送器或油压开关应定期进行检验，检查定值动作正确性。

9.5.3.2 在无水情况下模拟事故低油压保护动作，导叶应能从最大开度可靠全关。

9.5.3.3 油压变送器或油压开关信号触点不得接反，并检查变送器或油压开关供油手阀在全开位置。

9.5.4 防止机组剪断销剪断保护（破断连杆破断保护）失效。

9.5.4.1 定期检查剪断销剪断保护装置（导叶破断连杆破断保护装置），在发现有装置报警时，应立即安排机组停机，检查导叶剪断销及剪断销保护装置（导叶破断连杆及连杆破断保护装置）。

9.5.4.2 剪断销（破断连杆）信号电缆应绑扎牢固，防止电缆意外损伤。

9.5.4.3 应定期对机组顺控流程进行检查，检查机组剪断销剪断（破断连杆破断）与机组事故停机信号判断逻辑，并在无水情况下进行联动试验。

9.5.5 防止轴承温度过高保护失效。

9.5.5.1 应定期检查机组轴承温度过高保护逻辑及定值的正确性，并在无水情况下进行联动试验。运行机组发现轴承温度有异常升高，应根据具体情况立即安排机组减出力运行或停机，查明原因。

9.5.5.2 机组轴承测温电阻输出信号电缆应采取可靠的抗干扰措施。

9.5.5.3 测温电阻线缆在油槽内需绑扎牢固。

9.5.5.4 机组检修过程中应对轴承测温电阻进行校验，对线性度不好的

测温电阻应检查原因或进行更换。

9.5.6 防止轴电流保护失效

9.5.6.1 机组检修过程中应对轴电流保护装置定值进行检验，检查定值动作正确性，并在无水情况下进行联动试验。

9.5.6.2 机组大修过程中应对各导轴承进行绝缘检查，发现轴承绝缘下降时应进行检查、处理。

9.5.6.3 定期对导轴承润滑油质进行化验，检查有无劣化现象。如有劣化现象应查明原因，并及时进行更换处理。

9.5.6.4 轴电流输出信号电缆应采取可靠的抗干扰措施。

9.5.6.5 轴电流互感器应安装可靠、牢固。

10 防止发电机损坏事故

10.1 防止定子绕组端部松动引起相间短路

200MW 及以上容量汽轮发电机安装、新投运 1 年后及每次大修时都应检查定子绕组端部的紧固、磨损情况，并按照《大型汽轮发电机绕组端部动态特性的测量及评定》(DL/T735-2000)和《透平型发电机定子绕组端部动态特性和振动试验方法及评定》(GB/T20140-2006)进行模态试验，试验不合格或存在松动、磨损情况应及时处理。多次出现松动、磨损情况应对发电机定子绕组端部进行整体绑扎；多次出现大范围松动、磨损情况应对发电机定子绕组端部结构进行改造，如设法改变定子绕组端部结构固有频率，或加装定子绕组端部振动在线监测系统监视运行，运行限值按照 GB/T20140-2006 设定。

10.2 防止定子绕组绝缘损坏和相间短路

10.2.1 加强大型发电机环形引线、过渡引线、鼻部手包绝缘、引水管

水接头等部位的绝缘检查，并对定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量试验，及时发现和处理设备缺陷。

10.2.2 严格控制氢气湿度

10.2.2.1 按照《氢冷发电机氢气湿度技术要求》(DL/T651-1998)的要求，严格控制氢冷发电机机内氢气湿度。在氢气湿度超标情况下，禁止发电机长时间运行。运行中应确保氢气干燥器始终处于良好工作状态。氢气干燥器的选型宜采用分子筛吸附式产品，并且应具有发电机充氢停机时继续除湿功能。

10.2.2.2 密封油系统回油管路必须保证回油畅通，加强监视，防止密封油进入发电机内部。密封油系统油净化装置和自动补油装置应随发电机组投入运行。发电机密封油含水量等指标，应达到《运行中氢冷发电机用密封油质量标准》(DL/T705-1999)的规定要求。

10.2.3 水内冷定子绕组内冷水箱应加装氢气含量检测装置，定期进行巡视检查，做好记录。在线监测限值按照《隐极同步发电机技术要求》(GB/T7064-2008)设定（见 10.5.2 条），氢气含量检测装置的探头应结合机组检修进行定期校验，具备条件的宜加装定子绕组绝缘局部放电和绝缘局部过热监测装置。

10.2.4 汽轮发电机新机出厂时应进行定子绕组端部起晕试验，起晕电压满足《隐极同步发电机技术要求》(GB/T7064-2008)。大修时应按照《发电机定子绕组端部电晕与评定导则》(DL/T298-2011)进行电晕检查试验，并根据试验结果指导防晕层检修工作。

10.3 防止定、转子水路堵塞、漏水

10.3.1 防止水路堵塞过热

10.3.1.1 水内冷系统中的管道、阀门的橡胶密封圈宜全部更换成聚四氟乙烯垫圈，并应定期（1~2 个大修期）更换。

10.3.1.2 安装定子内冷水反冲洗系统，定期对定子线棒进行反冲洗，定期检查和清洗滤网，宜使用激光打孔的不锈钢板新型滤网，反冲洗回路不锈钢滤网应达到 200 目。

10.3.1.3 大修时对水内冷定子、转子线棒应分路做流量试验。必要时应做热水流试验。

10.3.1.4 扩大发电机两侧汇水母管排污口，并安装不锈钢阀门，以利于清除母管中的杂物。

10.3.1.5 水内冷发电机的内冷水质应按照《大型发电机内冷却水质及系统技术要求》（DL/T801-2010）进行优化控制，长期不能达标的发电机宜对水内冷系统进行设备改造。

10.3.1.6 严格保持发电机转子进水支座石棉盘根冷却水压低于转子内冷水进水压力，以防石棉材料破损物进入转子分水盒内。

10.3.1.7 按照《汽轮发电机运行导则》（DL/T1164-2012）要求，加强监视发电机各部位温度，当发电机（绕组、铁芯、冷却介质）的温度、温升、温差与正常值有较大的偏差时，应立即分析、查找原因。温度测点的安装必须严格执行规范，要有防止感应电影响温度测量的措施，防止温度跳变、显示误差。对于水氢冷定子线棒层间测温元件的温差达 8℃或定子线棒引水管同层出水温差达 8℃报警时，应检查定子三相电流是否平衡，定子绕组水路流量与压力是否异常，如果发电机的过热是由于内冷水中断或内冷水量减少引起，则应立即恢复供水。当定子线棒温差达 14℃或定子引水管出水温差达 12℃，或任一定子槽内层间测温元件温度超过 90℃或出水温度超过

85℃时，应立即降低负荷，在确认测温元件无误后，为避免发生重大事故，应立即停机，进行反冲洗及有关检查处理。

10.3.2 防止定子绕组和转子绕组漏水。

10.3.2.1 绝缘引水管不得交叉接触，引水管之间、引水管与端罩之间应保持足够的绝缘距离。检修中应加强绝缘引水管检查，引水管外表应无伤痕。

10.3.2.2 认真做好漏水报警装置调试、维护和定期检验工作，确保装置反应灵敏、动作可靠，同时对管路进行疏通检查，确保管路畅通。

10.3.2.3 水内冷转子绕组复合引水管应更换为具有钢丝编织护套的复合绝缘引水管。

10.3.2.4 为防止转子线圈拐角断裂漏水，100MW及以上机组的出水铜拐角应全部更换为不锈钢材质。

10.3.2.5 机组大修期间，按照《汽轮发电机漏水、漏氢的检验》(DL/T607)对水内冷系统密封性进行检验。当对水压试验结果不确定时，宜用气密试验查漏。

10.3.2.6 对于不需拔护环即可更换转子绕组导水管密封件的特殊发电机组，大修期需更换密封件，以保证转子冷却的可靠性。

10.3.2.7 水内冷发电机发出漏水报警信号，经判断确认是发电机漏水时，应立即停机处理。

10.4 防止转子匝间短路

10.4.1 频繁调峰运行或运行时间达到20年的发电机，或者运行中出现转子绕组匝间短路迹象的发电机（如振动增加或与历史比较同等励磁电流时对应的有功和无功功率下降明显），或者在常规检修试验（如交流阻抗或

分包压降测量试验)中认为可能有匝间短路的发电机,应在检修时通过探测线圈波形法或 RSO 脉冲测试法等试验方法进行动态及静态匝间短路检查试验,确认匝间短路的严重情况,以此制订安全运行条件及检修消缺计划,有条件的可加装转子绕组动态匝间短路在线监测装置。

10.4.2 经确认存在较严重转子绕组匝间短路的发电机应尽快消缺,防止转子、轴瓦等部件磁化。发电机转子、轴承、轴瓦发生磁化(参考值:轴瓦、轴颈大于 $10 \times 10^{-4}T$,其他部件大于 $50 \times 10^{-4}T$)应进行退磁处理。退磁后要求剩磁参考值为:轴瓦、轴颈不大于 $2 \times 10^{-4}T$,其他部件小于 $10 \times 10^{-4}T$ 。

10.5 防止漏氢

10.5.1 发电机出线箱与封闭母线连接处应装设隔氢装置,并在出线箱顶部适当位置设排气孔。同时应加装漏氢监测报警装置,当氢气含量达到或超过 1%时,应停机查漏消缺。

10.5.2 严密监测氢冷发电机油系统、主油箱内的氢气体积含量,确保避开含量在 4%~75%的可能爆炸范围。内冷水箱中含氢(体积含量)超过 2%应加强对发电机的监视,超过 10%应立即停机消缺。内冷水系统中漏氢量达到 $0.3m^3/d$ 时应在计划停机时安排消缺,漏氢量大于 $5m^3/d$ 时应立即停机处理。

10.5.3 密封油系统平衡阀、压差阀必须保证动作灵活、可靠,密封瓦间隙必须调整合格。发现发电机大轴密封瓦处轴颈存在磨损沟槽,应及时处理。

10.5.4 对发电机端盖密封面、密封瓦法兰面以及氢系统管道法兰面等所使用的密封材料(包含橡胶垫、圈等),必须进行检验合格后方可使用。严禁使用合成橡胶、再生橡胶制品。

10.6 防止发电机局部过热

10.6.1 发电机绝缘过热监测器发生报警时，运行人员应及时记录并上报发电机运行工况及电气和非电量运行参数，不得盲目将报警信号复位或随意降低监测仪检测灵敏度。经检查确认非监测仪器误报，应立即取样进行色谱分析，必要时停机进行消缺处理。

10.6.2 大修时对氢内冷转子进行通风试验，发现风路堵塞及时处理。

10.6.3 全氢冷发电机定子线棒出口风温差达到 8°C 或定子线棒间温差超过 80°C 时，应立即停机处理。

10.7 防止发电机内遗留金属异物故障的措施

10.7.1 严格规范现场作业标准化管理，防止锯条、螺钉、螺母、工具等金属杂物遗留定子内部，特别应对端部线圈的夹缝、上下渐伸线之间位置作详细检查。

10.7.2 大修时应应对端部紧固件（如压板紧固的螺栓和螺母、支架固定螺母和螺栓、引线夹板螺栓、汇流管所用卡板和螺栓、定子铁芯穿心螺栓等）紧固情况以及定子铁芯边缘硅钢片有无过热、断裂等进行检查。

10.8 防止护环开裂

10.8.1 发电机转子在运输、存放及大修期间应避免受潮和腐蚀。发电机大修时应应对转子护环进行金属探伤和金相检查，检出有裂纹或蚀坑应进行消缺处理，必要时更换为 18Mn18Cr 材料的护环。

10.8.2 大修中测量护环与铁芯轴向间隙，做好记录，与出厂及上次测量数据比对，以判断护环是否存在位移。

10.9 防止发电机非同期并网

10.9.1 微机自动准同期装置应安装独立的同期鉴定闭锁继电器。

10.9.2 新投产、大修机组及同期回路（包括电压交流回路、控制直流回路、整步表、自动准同期装置及同期把手等）发生改动或设备更换的机组，在第一次并网前必须进行以下工作：

10.9.2.1 对装置及同期回路进行全面、细致的校核、传动。

10.9.2.2 利用发电机一变压器组带空载母线升压试验，校核同期电压检测二次回路的正确性，并对整步表及同期检定继电器进行实际校核。

10.9.2.3 进行机组假同期试验，试验应包括断路器的手动准同期及自动准同期合闸试验、同期（继电器）闭锁等内容。

10.10 防止发电机定子铁芯损坏

检修时对定子铁芯进行仔细检查，发现异常现象，如局部松齿、铁芯片短缺、外表面附着黑色油污等，应结合实际异常情况进行发电机定子铁芯故障诊断试验，或温升及铁损试验，检查铁芯片间绝缘有无短路以及铁芯发热情况，分析缺陷原因，并及时进行处理。

10.11 防止发电机转子绕组接地故障

10.11.1 当发电机转子回路发生接地故障时，应立即查明故障点与性质，如系稳定性的金属接地且无法排除故障时，应立即停机处理。

10.11.2 机组检修期间要定期对交直流励磁母线箱内进行清擦、连接设备定期检查，机组投运前励磁绝缘应无异常变化。

10.12 防止次同步谐振造成发电机损坏

送出线路具有串联补偿的发电厂，应准确掌握汽轮发电机组轴系扭转振动频率，以配合电网管理单位或部门共同防止次同步谐振。

10.13 防止励磁系统故障引起发电机损坏

10.13.1 有进相运行工况的发电机，其低励限制的定值应在制造厂给定

的容许值和保持发电机静稳定的范围内，并定期校验。

10.13.2 自动励磁调节器的过励限制和过励保护的定值应在制造厂给定的容许值内，并定期校验。

10.13.3 励磁调节器的自动通道发生故障时应及时修复并投入运行。严禁发电机在手动励磁调节（含按发电机或交流励磁机的磁场电流的闭环调节）下长期运行。在手动励磁调节运行期间，在调节发电机的有功负荷时必须先适当调节发电机的无功负荷，以防止发电机失去静态稳定性。

10.13.4 运行中应坚持红外成像检测滑环及碳刷温度，及时调整，保证电刷接触良好；必要时检查集电环椭圆度，椭圆度超标时应处理，运行中碳刷打火应采取措施消除，不能消除的要停机处理，一旦形成环火必须立即停机。

10.14 防止封闭母线凝露引起发电机跳闸故障

10.14.1 加强封闭母线微正压装置的运行管理。微正压装置的气源宜取用仪用压缩空气，应具有滤油、滤水过滤（除湿）功能，定期进行封闭母线内空气湿度的测量。有条件时在封闭母线内安装空气湿度在线监测装置。

10.14.2 机组运行时微正压装置根据气候条件（如北方冬季干燥）可以退出运行，机组停运时投入微正压装置，但必须保证输出的空气湿度满足在环境温度下不凝露。有条件的可加装热风保养装置，在机组启动前将其投入，母线绝缘正常后退出运行。

10.14.3 利用机组检修期间定期对封母内绝缘子进行耐压试验、保压试验，如果保压试验不合格禁止投入运行，并在条件许可时进行清擦；增加主变压器低压侧与封闭母线连接的升高座应设置排污装置，定期检查是否堵塞，运行中定期检查是否存在积液；封闭母线护套回装后应采取可靠的

防雨措施；机组大修时应检查支持绝缘子底座密封垫、盘式绝缘子密封垫、窥视孔密封垫和非金属伸缩节密封垫，如有老化变质现象，应及时更换。

11 防止发电机励磁系统事故

11.1 加强励磁系统的设计管理

11.1.1 励磁系统应保证良好的工作环境，环境温度不得超过规定要求。励磁调节器与励磁变压器不应置于同一场地内，整流柜冷却通风入口应设置滤网，必要时应采取防尘降温措施。

11.1.2 励磁系统中两套励磁调节器的电压回路应相互独立，使用机端不同电压互感器的二次绕组，防止其中一个故障引起发电机误强励。

11.1.3 励磁系统的灭磁能力应达到国家标准要求，且灭磁装置应具备独立于调节器的灭磁能力。灭磁开关的弧压应满足误强励灭磁的要求。

11.1.4 自并励系统中，励磁变压器不应采取高压熔断器作为保护措施。励磁变压器保护定值应与励磁系统强励能力相配合，防止机组强励时保护误动作。

11.1.5 励磁变压器的绕组温度应具有有效的监视手段，并控制其温度在设备允许的范围之内。有条件的可装设铁芯温度在线监视装置。

11.1.6 当励磁系统中过励限制、低励限制、定子过压或过流限制的控制失效后，相应的发电机保护应完成解列灭磁。

11.1.7 励磁系统电源模块应定期检查，且备有备件，发现异常时应及时予以更换。

11.2 加强励磁系统的基建安装及设备改造的管理

11.2.1 励磁变压器高压侧封闭母线外壳用于各相别之间的安全接地连接应采用大截面金属板，不应采用导线连接，防止不平衡的强磁场感应电

流烧毁连接线。

11.2.2 发电机转子一点接地保护装置原则上应安装于励磁系统柜。接入保护柜或机组故障录波器的转子正、负极采用高绝缘的电缆且不能与其他信号共用电缆。

11.2.3 励磁系统的二次控制电缆均应采用屏蔽电缆，电缆屏蔽层应可靠接地。

11.2.4 励磁系统设备改造后，应重新进行阶跃扰动性试验和各种限制环节、电力系统稳定器功能的试验，确认新的励磁系统工作正常，满足标准的要求。控制程序更新升级前，对旧的控制程序和参数进行备份，升级后进行空载试验及新增功能或改动部分功能的测试，确认程序更新后励磁系统功能正常。做好励磁系统改造或程序更新前后的试验记录并备案。

11.3 加强励磁系统的调整试验管理

11.3.1 电力系统稳定器的定值设定和调整应由具备资质的科研单位或认可的技术监督单位按照相关行业标准进行。试验前应制定完善的技术方案和安全措施上报相关管理部门备案，试验后电力系统稳定器的传递函数及自动电压调节器(AVR)最终整定参数应书面报告相关调度部门。

11.3.2 机组基建投产或励磁系统大修及改造后，应进行发电机空载和负载阶跃扰动性试验，检查励磁系统动态指标是否达到标准要求。试验前应编写包括试验项目、安全措施和危险点分析等内容的试验方案并经批准。

11.3.3 励磁系统的V/Hz限制环节特性应与发电机或变压器过激磁能力低者相匹配，无论使用定时限还是反时限特性，都应在发电机组对应继电保护装置动作前进行限制。V/Hz限制环节在发电机空载和负载工况下都应正确工作。

11.3.4 励磁系统如设有定子过压限制环节，应与发电机过压保护定值相配合，该限制环节应在机组保护之前动作。

11.3.5 励磁系统低励限制环节动作值的整定应主要考虑发电机定子边段铁芯和结构件发热情况及对系统静态稳定的影响，并与发电机失磁保护相配合在保护之前动作。当发电机进相运行受到扰动瞬间进入励磁调节器低励限制环节工作区域时，不允许发电机组进入不稳定工作状态。

11.3.6 励磁系统的过励限制（即过励磁电流反时限限制和强励电流瞬时限制）环节的特性应与发电机转子的过负荷能力相一致，并与发电机保护中转转子过负荷保护定值相配合在保护之前动作。

11.3.7 励磁系统定子电流限制环节的特性应与发电机定子的过电流能力相一致，但是不允许出现定子电流限制环节先于转子过励限制动作从而影响发电机强励能力的情况。

11.3.8 励磁系统应具有无功调差环节和合理的无功调差系数。接入同一母线的发电机的无功调差系数应基本一致。励磁系统无功调差功能应投入运行。

11.4 加强励磁系统运行安全管理

11.4.1 并网机组励磁系统应在自动方式下运行。如励磁系统故障或进行试验需退出自动方式，必须及时报告调度部门。

11.4.2 励磁调节器的自动通道发生故障时应及时修复并投入运行。严禁发电机在手动励磁调节（含按发电机或交流励磁机的磁场电流的闭环调节）下长期运行。在手动励磁调节运行期间，在调节发电机的有功负荷时必须先适当调节发电机的无功负荷，以防止发电机失去静态稳定性。

11.4.3 进相运行的发电机励磁调节器应投入自动方式，低励限制器必

须投入。

11.4.4 励磁系统各限制和保护定值应在发电机安全运行允许范围内，并定期校验。

11.4.5 修改励磁系统参数必须严格履行审批手续，在书面报告有关部门审批并进行相关试验后，方可执行，严禁随意更改励磁系统参数设置。

11.4.6 利用自动电压控制(AVC)对发电机调压时，受控机组励磁系统应投入自动方式。

11.4.7 加强励磁系统设备的日常巡视，检查内容至少包括：励磁变压器各部件温度应在允许范围内，整流柜的均流系数应不低于 0.9，温度无异常，通风孔滤网无堵塞。发电机或励磁机转子碳刷磨损情况在允许范围内，滑环火花不影响机组正常运行等。

12 防止大型变压器损坏和互感器事故

12.1 防止变压器出口短路事故

12.1.1 加强变压器选型、订货、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。220kV 及以上电压等级的变压器都应进行抗震计算。

12.1.2 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。

12.1.3 变压器在遭受近区突发短路后，应做低电压短路阻抗测试或绕组变形试验，并与原始记录比较，判断变压器无故障后，方可投运。

12.2 防止变压器绝缘事故

12.2.1 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。

12.2.2 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。110kV (66kV) 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。

12.2.3 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）。

12.2.4 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。

12.2.5 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。

12.2.6 变压器器身暴露在空气中的时间：相对湿度不大于 65% 为 16h。空气相对湿度不大于 75% 为 12h。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。

12.2.7 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。

12.2.8 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，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。

12.2.9 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，油运抵现场后，应取样在化学和电气绝缘试验合格后，方能注入变压器内。

12.2.10 110kV(66kV)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用户留存。

12.2.11 110kV(66kV)及以上电压等级变压器、50MVA 及以上机组高压厂用电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；110kV(66kV)及以上电压等级和 120MVA 及以上容量的变压器在新安装时应进行现场局部放电试验；对 110kV(66kV)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。

12.2.12 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，如果出现渗漏应切换停运冷却器组，进行堵漏消除渗漏点。

12.2.13 对运行 10 年以上的变压器必须进行一次油中糠醛含量测试，加强油质管理，对运行中油应严格执行有关标准，对不同油种的混油应慎重。

12.2.14 对运行年限超过 15 年的储油柜胶囊和隔膜应更换。

12.2.15 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。

12.2.16 220kV 及以上电压等级变压器拆装套管需内部接线或进入后，应进行现场局部放电试验。

12.2.17 积极开展红外检测，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）每年在夏季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制作报告存档保存。

12.2.18 铁芯、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，电流一般控制在 100mA 以下。

12.2.19 应严格按照试验周期进行油色谱检验，必要时应装设在线油色谱监测装置。

12.2.20 大型强迫油循环风冷变压器在设备选型阶段，除考虑满足容量

要求外，应增加对冷却器组冷却风扇通流能力的要求，以防止大型变压器在高温大负荷运行条件下，冷却器全投造成变压器内部油流过快，使变压器油与内部绝缘部件摩擦产生静电，油中带电发生变压器绝缘事故。

12.3 防止变压器保护事故

12.3.1 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。

12.3.2 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。

12.3.3 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对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。

12.3.4. 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，应预先制订安全措施，并经总工程师批准，限期恢复。

12.3.5 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。

12.3.6 压力释放阀在交接和变压器大修时应进行校验。

12.3.7 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退出改投信号。

12.3.8 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。

12.4 防止分接开关事故

12.4.1 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。

12.4.2 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，机械指示到位后触头所处位置是否到位。

12.4.3 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。

12.4.4 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。

12.4.5 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。

12.5 防止变压器套管事故

12.5.1 新套管供应商应提供型式试验报告，用户必须存有套管将军帽结构图。

12.5.2 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 330kV 及以上套管静放时间应大于 36h，110~220kV 套管静放时间应

大于 24h。事故抢修所装上的套管，投运后的 3 个月内，应取油样进行一次色谱试验。

12.5.3 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。

12.5.4 作为备品的 110kV (66kV) 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 110kV (66kV) 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。

12.5.5 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。

12.5.6 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。

12.5.7 运行中变压器套管油位视窗无法看清时，继续运行过程中应按周期结合红外成像技术掌握套管内部油位变化情况，防止套管事故发生。

12.6 防止冷却系统事故

12.6.1 优先选用自然油循环风冷或自冷方式的变压器。

12.6.2 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。

12.6.3 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。

12.6.4 强油循环的冷却系统必须配置两个相互独立的电源，并具备自动切换功能。

12.6.5 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。

12.6.6 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。

12.6.7 强油循环冷却系统的两个独立电源应定期进行切换试验，有关信号装置应齐全可靠。

12.6.8 强油循环结构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。

12.6.9 对于盘式电机油泵，应注意定子和转子的间隙调整，防止铁芯的平面摩擦。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。

12.6.10 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。

12.6.11 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。

12.7 防止变压器火灾事故

12.7.1 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。

12.7.2 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。

12.7.3 排油注氮保护装置应满足：

(1) 排油注氮启动（触发）功率应大于 $220V \times 5A$ (DC)。

(2) 注油阀动作线圈功率应大于 $220V \times 6A$ (DC)。

(3) 注氮阀与排油阀间应设有机机械连锁阀门。

(4) 动作逻辑关系应满足本体重瓦斯保护、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。

12.7.4 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跳闸同时动作。

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

12.7.6 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。

12.7.7 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。

12.8 防止互感器事故

12.8.1 防止各类油浸式互感器事故

12.8.1.1 油浸式互感器应选用带金属膨胀器微正压结构型式。

12.8.1.2 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。

12.8.1.3 电容式电压互感器的中间变压器高压侧不应装设金属氧化物避雷器(MOA)。

12.8.1.4 110(66) ~ 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。

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

12.8.1.6 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）。

12.8.1.7 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。

12.8.1.8 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《输变电设备状态检修试验规程》（DL/T393-2010）进行例行试验。

12.8.1.9 在交接试验时，对 110kV (66kV) 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，110kV (66kV) 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。

12.8.1.10 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。

12.8.1.11 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）上安装碰撞记录仪，设备运抵现场后应检查确认，记录数值超过 59 的，应经评估确

认互感器是否需要返厂检查。

12.8.1.12 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。

12.8.1.13 事故抢修安装的油浸式互感器,应保证静放时间,其中 330kV 及以上油浸式互感器静放时间应大于 36h, 110 ~ 220kV 油浸式互感器静放时间应大于 24h。

12.8.1.14 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。

12.8.1.15 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。

12.8.1.16 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。

12.8.1.17 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或老化、龟裂现象,如果有应及时处理。

12.8.1.18 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漏油的应立即停止运行。

12.8.1.19 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，油中气体色谱分析仪 H₂ 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，按相关标准规定执行。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。

12.8.1.20 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。

12.8.1.21 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 C₁ 和 C₂ 的电容量和介损时，必须严格按照制造厂说明书规定进行。

12.8.1.22 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。

12.8.1.23 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夏季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归档保存。

12.8.1.24 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。

12.8.2 防止 110(66) ~ 500kV 六氟化硫绝缘电流互感器事故。

12.8.2.1 应重视和规范气体绝缘的电流互感器的监造、验收工作。

12.8.2.2 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。

12.8.2.3 加强对绝缘支撑件的检验控制。

12.8.2.4 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。

12.8.2.5 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。

12.8.2.6 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 110kV(66kV) 产品每批次超过 10 台时，每车装 109 振动子 2 个，低于 10 台时每车装 109 振动子 1 个；220kV 产品每台安装 109 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-次或 109 振动子落下，则产品应返厂解体检查。

12.8.2.7 运输时所充气压应严格控制在允许的范围内。

12.8.2.8 进行安装时，密封检查合格后方可对互感器充六氟化硫气体至额定压力，静置 24h 后进行六氟化硫气体微水测量。气体密度表、继电器必须经校验合格。

12.8.2.9 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。

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

12.8.2.11 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六氟化硫新气。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。

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

12.8.2.13 交接时六氟化硫气体含水量小于 250rJL/L。运行中不应超过 500rJL/L（换算至 20℃），若超标时应进行处理。

12.8.2.14 设备故障跳闸后，应进行六氟化硫气体分解产物检测，以确定内部有无放电。避免带故障强送再次放电。

12.8.2.15 对长期微渗的互感器应重点开展六氟化硫气体微水量的检测，必要时可缩短检测时间，以掌握六氟化硫电流互感器气体微水量变化趋势。

13 防止 GIS、开关设备事故

13.1 防止 GIS（包括 HGIS）、六氟化硫断路器事故

13.1.1 加强对 GIS、六氟化硫断路器的选型、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。

13.1.2 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）。

13.1.3 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六氟化硫气体造成 GIS 的其他带电部位的闪络，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 8h 的气体处理设备的处理能力。

13.1.4 GIS、六氟化硫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。

13.1.5 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，再进行其他出厂试验。

13.1.6 六氟化硫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位置，以保证其报警、闭锁触点正确动作。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。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。

13.1.7 为便于试验和检修，GIS 的母线避雷器和电压互感器、电缆进线间隔的避雷器、线路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。

13.1.8 为防止机组并网断路器单相异常导通造成机组损伤，220kV 及以下电压等级的机组并网的断路器应采用三相机械联动式结构。

13.1.9 机组并网断路器宜在并网断路器与机组侧隔离开关间装设带电显示装置，在并网操作时先合入并网断路器的母线侧隔离开关，确认装设的带电显示装置显示无电时方可合入并网断路器的机组 / 主变压器侧隔离开关。

13.1.10 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。

13.1.11 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。

13.1.12 室内或地下布置的 GIS、六氟化硫开关设备室，应配置相应的六氟化硫泄漏检测报警、强力通风及氧含量检测系统。

13.1.13 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。

13.1.14 六氟化硫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有无油渍。为防止真空度计水银倒灌进行设备中，禁止使用麦氏真空计。

13.1.15 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。

13.1.16 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。GIS 出厂试验、现场交接耐压试验中，如发生放电现象，不管是否为自恢复放电，均应解体或开盖检查、查找放电部位。对发现有绝缘损伤或有闪络痕迹的绝缘部件均应进行更换。

13.1.17 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。

13.1.18 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。

13.1.19 六氟化硫气体必须经六氟化硫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。

13.1.20 六氟化硫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六氟化硫纯度检测，必要时进行气体成分分析。

13.1.21 应加强运行中 GIS 和罐式断路器的带电局放检测工作。在大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，对于局放置异常的设备，应同时结合六氟化硫气体分解物检测技术进行综合分析和判断。

13.1.22 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。

13.1.23 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。

13.1.24 对气动机构应加装汽水分离装置和排污装置，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。

13.1.25 加强开关设备外绝缘的清扫或采取相应的防污闪措施，当并网断路器断口外绝缘积雪、严重积污时不得进行启机并网操作。

13.1.26 当断路器大修时，应检查液压（气动）机构分、合闸阀的阀针

脱机装置是否松动或变形，防止由于阀针松动或变形造成断路器拒动。

13.1.27 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。

13.1.28 对处于严寒地区、运行 10 年以上的罐式断路器，应结合例行试验检查瓷质套管法兰浇装部位防水层是否完好，必要时应重新复涂防水胶。

13.1.29 加强断路器操作机构的检查维护，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。

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

13.2 防止敞开式隔离开关、接地开关事故

13.2.1 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面组装，调整好各部件的尺寸，并做好相应的标记。

13.2.2 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。

13.2.3 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。

13.2.4 应在隔离开关绝缘子金属法兰与瓷件的浇装部位涂以性能良好的防水密封胶。

13.2.5 新安装或检修后的隔离开关必须进行导电回路电阻测试。

13.2.6 新安装的隔离开关手动操作力矩应满足相关技术要求。

13.2.7 加强对隔离开关导电部分、转动部分、操作机构、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。

13.2.8 为预防 GW6 型等类似结构的隔离开关运行中“自动脱落分闸”，在检修中应检查操作机构蜗轮、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。

13.2.9 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。

13.2.10 隔离开关倒闸操作，应尽量采用电动操作，并远离隔离开关，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。

13.2.11 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。

13.2.12 对新安装的隔离开关，隔离开关的中间法兰和根部进行无损探伤。对运行 10 年以上的隔离开关，每 5 年对隔离开关中间法兰和根部进行无损探伤。

13.3 防止开关柜事故

13.3.1 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：不小于 125mm(对 12kV)，不小于 300mm(对 40.5kV)。

爬电比距：不小于 18mm/kV (对瓷质绝缘)，不小于 20mm/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。

13.3.2 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，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。

13.3.3 高压开关柜内避雷器、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，防止检修时人员失误打开活门。

13.3.4 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。

13.3.5 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。

13.3.6 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电量不大于 3pC。

13.3.7 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。

13.3.8 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他功能隔室之间应采取有效的封堵隔离措施。

13.3.9 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。

13.3.10 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。

13.3.11 定期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。

13.3.12 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。

13.3.13 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。

13.3.14 加强高压开关柜巡视检查和状态评估，对操作频繁的开关柜要适当缩短巡检和维护周期。。

14 防止接地网和过电压事故

14.1 防止接地网事故

14.1.1 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。

14.1.2 对于 110kV (66kV) 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。铜材料间或铜材料与其他金属间的连接，须采用放热焊接，不得采用电弧焊接或压接。

14.1.3 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面积不小于连接至该接地装置接地引下线截面面积的75%。并提出接地装置的热稳定容量计算报告。

14.1.4 在扩建工程设计中，除应满足 14.1.3 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。

14.1.5 变压器中性点应有两根与接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接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。

14.1.6 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 接地装置的焊接质量必须符合有关规定要求，各设备与主接地网的连接必须可靠，扩建接地网与原接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母或防松垫片。

14.1.8 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。

14.1.9 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。

14.1.10 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。

14.1.11 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。

14.1.12 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，铜质材料接地体的接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，除地闪密度小于 0.78 次 / ($\text{km}^2 \cdot \text{年}$) 的雷区外， 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。

14.2.2 对符合以下条件之一的敞开式变电站应在 $110 \sim 220\text{kV}$ 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不小于 50 日或者近 3 年雷电监测系统记录的平均落雷密度不小于 3.5 次 / ($\text{km}^2 \cdot \text{年}$)。

(2) 变电站 110 ~ 220kV 进出线路走廊在距变电站 15km 范围内穿越雷电活动频繁（平均雷暴日数不小于 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) 经常处于热备用状态的线路。

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。线路杆塔地线宜同期加装接地引下线，并与变电站内地网可靠连接。

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、通信线、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降低杆塔接地电阻值。

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不大于 185kV 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：

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

(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。

(3) 10kV 及以下用户电压互感器一次中性点应不直接接地。

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/T620-1997）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 及以上的，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 防止输电线路事故

15.1 防止倒塔事故

15.1.1 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。

15.1.2 线路设计时应预防不良地质条件引起的倒塔事故，应避让可能引起杆塔倾斜、沉陷、不均匀沉降的矿场采空区及岩溶、滑坡、泥石流等不良地质区；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。

15.1.3 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。

15.1.4 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，如有必要应配置基础围堰、防撞和警示设施。

15.1.5 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。已使用的拉线塔如果存在盗割、碰撞损伤等风险应按轻重缓急分期分批改造，其中拉 V 塔不宜连续超过 3 基，拉门塔等不宜连续

超过 5 基。

15.1.6 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。

15.1.7 新建 35kV 及以上线路不应选用混凝土杆；新建线路在选用混凝土杆时，应采用在根部标有明显埋入深度标识的混凝土杆。

15.1.8 运行维护单位应结合本单位实际制订防止倒塔事故预案，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。

15.1.9 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。

15.1.10 加强铁塔基础的检查和维护，对塔腿周围取土、挖沙：采石、堆积、掩埋、水淹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。

15.1.11 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，包括成熟的无人机航巡。

15.1.12 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。

15.1.13 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。

15.2 防止断线事故

15-2.1 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。

15.2.2 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。

15.2.3 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。

15.2.4 在腐蚀严重地区, 应选用防腐性能较好的导地线, 并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、表面严重氧化时应及时换线。

15-2.5 重要跨越档内不应有接头; 后期形成且尚未及时处理的接头应采用预绞式金具加固。

15.3 防止绝缘子和金具断裂事故

15.3.1 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。

15.3.2 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。

15.3.3 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。

15.3.4 积极应用红外测温技术检测直线接续管、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。

15.3.5 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。

15.3.6 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。

15.3.7 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。同时，应采取适当措施使双串绝缘子均匀受力。

15.3.8 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。

15.3.9 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。

15.4 防止风偏闪络事故

15.4.1 新建线路设计时应结合已有的运行经验确定设计风速。

15.4.2 500kV 及以上架空线路 450 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；150 以内的转角塔内外侧均应加装跳线绝缘子串；150 及以上、450 以内的转角塔的外角侧应加装一串或双串跳线绝缘子。对于部分微地形微气象地区，转角塔外角侧可采用硬跳线方式。

15.4.3 沿海台风地区，跳线应按设计风压的 1.2 倍校核。

15.4.4 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。

15.4.5 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。

15.4.6 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。

15.4.7 设计单位应在终勘定位以后进行塔头风偏校验，并将计算书与竣工图一起归档备查。

15.5 防止覆冰、舞动事故

15.5.1 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。

15.5.2 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。

15.5.3 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。

15.5.4 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。

15.5.5 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。

15.5.6 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。

15.5.7 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，从而导致疲劳断股、损伤；同时应加强防舞效果的观测和防舞装置的维护。

15.5.8 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。

15.5.9 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、直流融冰及安全可靠的机械除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。

15.5.10 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。

15.6 防止鸟害闪络事故

15.6.1 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 0.25、0.55、0.85、1.2m 的圆。对于带有超大均压环的复合绝缘子，防护范围应作适当调整。

15.6.2 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。

15.6.3 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。

15.6.4 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。

15.6.5 应加强沿线植被环境资料的调研收集，加强鸟种的行为习性，包括繁殖习性和迁徙规律观测与记录，为预防和治理线路鸟害提供依据。

15.7 防止外力破坏事故

15.7.1 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。

15.7.2 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。

15.7.3 加强输电线路外力破坏隐患排查治理工作，建立外力破坏隐患台账，运行维护责任单位对外力破坏隐患实行闭环管理。加强与地方政府及行政执法部门的联系协调，建立完善的群众护线制度，建立外力破坏隐患治理联动机制。

15.7.4 充分发挥地方政府及行政执法部门的作用，通过行政执法手段严厉打击破坏、盗窃、收购线路器材的违法犯罪活动，及时拆除危及线路安全运行的违章建筑物和构筑物。加强巡视和宣传，及时制止线路附近的烧荒、烧秸秆、放风筝、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（含升压站）宜采用 GIS、HGIS 设备或全户内变电站。

15.7.5 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，防止起重机等施工机械碰线。

15.7.6 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。

15.7.7 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、

粘贴防撞贴等。

16 防止污闪事故

16.1 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（含升压站）宜采用 GIS、HGIS 设备或全户内变电站。

16.2 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、阻碍冰凌桥接及改善融冰状况下导电水帘形成条件，防止冰闪事故。

16.3 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。

16.4 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。

16.5 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。

16.6 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。

16.7 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。

16.8 清扫（含停电及带电清扫、带电水冲洗）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，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，高污染和高湿度条件同时出现的快速积污区域，雨水充沛地区出现超长无降水期导致绝缘子的现场污秽度可能超过设计标准的区域等，且应重点关注自洁性能较差的绝缘子。

16.9 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。

16.10 防污闪涂料与防污闪辅助伞裙

16.10.1 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；隔离开关动触头支持绝缘子和操作绝缘子使用防污闪辅助伞裙时要根据绝缘子尺寸和间距选择合适的辅助伞裙尺寸、数量及安装位置。

16.10.2 宜优先选用加强 RTV-II 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。

16.10.3 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。

16.11 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。应在设计、基建阶段考虑户内设备的防尘和除湿条件，确保设备运行环境良好。

17 防止电力电缆损坏事故

17.1 防止电缆绝缘击穿事故

17.1.1 应根据线路输送容量、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。

17.1.2 应避免电缆通道邻近热力管线、腐蚀性、易燃易爆介质的管道，确实不能避开时，应符合《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》(GB50168)第 5.2.3 条、第 5.4.4 条等的要求。

17.1.3 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。

17.1.4 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。110kV(66kV)及以上电压等级电缆的 GIS 终端和油浸终端宜选择插拔式。

17.1.5 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。

17.1.6 运行在潮湿或浸水环境中的 110kV(66kV)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。

17.1.7 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。

17.1.8 合理安排电缆段长，尽量减少电缆接头的数量，层、桥架和竖井等缆线密集区域布置电力电缆接头。

17.1.9 对 220kV 及以上电压等级电缆、110kV(66kV)严禁在变电站电缆夹及以下电压等级重要线路的电缆，应进行工厂验收。

17.1.10 应严格进行到货验收，并开展到货检测。

17.1.11 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，严禁倒放。电缆敷设过程中应严格控制牵引力、侧压力和弯曲半径。

17.1.12 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。

17.1.13 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。

17.1.14 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。

17.1.15 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。

17.1.16 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。

17.1.17 66kV 及以上采用电缆进出线的 GIS，宜预留电缆试验、故障测寻用的高压套管。

17.1.18 66kV 及以上电缆穿越桥梁等振动较为频繁的区域时，应采用可缓冲机械应力的固定装置。

17.2 防止外力破坏和设施被盗

17.2.1 同一负荷的双路或多路电缆，不宜布置在相邻位置。

17.2.2 电缆通道及直埋电缆线路工程、水底电缆敷设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。

17.2.3 直埋电缆沿线、水底电缆应装设永久标识或路径感应标识。

17.2.4 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。

17.2.5 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。

17.2.6 工井正下方的电缆，宜采取防止坠落物体打击的保护措施。

17.2.7 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。

17.2.8 敷设于公用通道中的电缆应制订专项管理措施。

17.2.9 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。

17.3 防止单芯电缆金属护层绝缘故障

17.3.1 电缆通道、夹层及管孔等应满足电缆弯曲半径的要求，110kV(66kV)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。

17.3.2 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。

17.3.3 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。

17.3.4 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。

17.3.5 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。

17.3.6 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。

17.3.7 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。

18 防止继电保护事故

18.1 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。

18.2 涉及电网安全、稳定运行的发电、输电、配电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。

18.3 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。

18.4 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：

18.4.1 依照双重化原则配置的两套保护装置，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；宜采用主、后一体的保护装置。

18.4.2 330kV 及以上电压等级输变电设备的保护应按双重化配置；220kV 电压等级线路、变压器、高压电抗器、串联补偿装置、滤波器等设备微机保护应按双重化配置；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。

18.4.3 220kV 及以上电压等级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。

18.4.4 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压器保护宜采用双重化配置。

18.4.5 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。

18.4.6 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。

18.4.7 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。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。

18.4.8 双重化配置的两套保护装置之间不应有电气联系。与其他保护、设备（如通道、失灵保护等）配合的回路应遵循相互独立且相互对应的原则，防止因交叉停用导致保护功能的缺失。

18.4.9 采用双重化配置的两套保护装置应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。

18.5 智能变电站的保护设计应遵循相关标准、规程和反事故措施的要求。

18.6 继电保护设计与选型时须注意以下问题：

18.6.1 保护装置直流空气开关、交流空气开关应与上一级开关及总路空气开关保持级差关系，防止由于下一级电源故障时，扩大失电元件范围。

18.6.2 继电保护及相关设备的端子排，宜按照功能进行分区、分段布置，正、负电源之间、跳（合）闸引出线之间以及跳（合）闸引出线与正电源之间、交流电源与直流回路之间等应至少采用一个空端子隔开。

18.6.3 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。新建和扩建工程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。

18.6.4 差动保护用电流互感器的相关特性宜一致。

18.6.5 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，可采取启动失灵和远方跳闸等后备措施加以解决。

18.6.6 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。

18.6.7 变压器、电抗器宜配置单套非电量保护，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。

18.6.8 非电量保护及动作后不能随故障消失而立即返回的保护（只能

靠手动复位或延时返回)不应启动失灵保护。

18.6.9 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。

18.6.10 线路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。

18.6.11 220kV 及以上电气模拟量必须接入故障录波器,发电厂发电机、变压器不仅录取各侧的电压、电流,还应录取公共绕组电流、中性点零序电流和中性点零序电压。所有保护出口信息、通道收发信情况及开关分合位情况等变位信息应全部接入故障录波器。

18.6.12 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。

18.6.13 220kV 及以上电压等级的线路保护应采取措施,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。

18.6.14 发电厂升压站监控系统的电源、断路器控制回路及保护装置电源,应取自升压站配置的独立蓄电池组。

18.6.15 发电机—变压器组的阻抗保护须经电流元件(如电流突变量、负序电流等)启动,在发生电压二次回路失压、断线以及切换过程中交流或直流失压等异常情况时,阻抗保护应具有防止误动措施。

18.6.16 200MW 及以上容量发电机定子接地保护宜将基波零序过电压保护与三次谐波电压保护的出口分开,基波零序过电压保护投跳闸。

18.6.17 采用零序电压原理的发电机匝间保护应设有负序功率方向闭锁元件。

18.6.18 并网发电厂均应制定完备的发电机带励磁失步振荡故障的应急措施，300MW 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根据不同工况选择不同延时的解列方式，并保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。

18.6.19 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、具备复合判据的方案。应仔细检查和校核发电机失磁保护的整定范围和低励限制特性，防止发电机进相远行时发生误动作。

18.6.20 300MW 及以上容量发电机应配置起、停机保护及断路器断口闪络保护。

18.6.21 200MW 及以上容量发电机一变压器组应配置专用故障录波器。

18.6.22 发电厂的辅机设备及其电源在外部系统发生故障时，应具有一定的抵御事故能力，以保证发电机在外部系统故障情况下的持续运行。

18.7 继电保护二次回路应注意以下问题：

18.7.1 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《计算机场地通用规范》(GB/T2887-2011)和《计算机场地安全要求》(GB9361-2011)规定；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。

18.7.2 电流互感器的二次绕组及回路，必须且只能有一个接地点。当差动保护的各组电流回路之间因没有电气联系而选择在开关场就地接地时，须考虑由于开关场发生接地短路故障，将不同接地点之间的地电位差

引至保护装置后所带来的影响。来自同一电流互感器二次绕组的三相电流线及其中性线必须置于同一根二次电缆。

18.7.3 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绕组，宜在开关场将二次绕组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 $30I_m$ 。 $V(I_m)$ 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。

18.7.4 来自同一电压互感器二次绕组的三相电压线及其中性线必须置于同一根二次电缆，不得与其他电缆共用。来自同一电压互感器三次绕组的两（或三）根引入线必须置于同一根二次电缆，不得与其他电缆共用。应特别注意：电压互感器三次绕组及其回路不得短路。

18.7.5 交流电流和交流电压回路、交流和直流回路、强电和弱电回路，均应使用各自独立的电缆。

18.7.6 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。

18.7.7 直接接入微机型继电保护装置的所有二次电缆均应使用屏蔽电缆，电缆屏蔽层应在电缆两端可靠接地。严禁使用电缆内的空线替代屏蔽层接地。

18.7.8 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。在运行和检修中应严格执行有关规程、规定及反事故措施，严格防止交流电压、电流串入直流回路。

18.7.9 如果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。

18.7.10 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。

18.7.11 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。

18.8 应采取有效措施防止空间磁场对二次电缆的干扰，应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：

18.8.1 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，使用截面面积不小于 100mm^2 的裸铜排（缆）敷设与主接地网紧密连接的等电位接地网。

18.8-2 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 100mm^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保护室外部电缆沟道的入口处。为保证连接可靠，连接线必须用至少 4 根以上、截面面积不小于 50mm^2 的铜缆（排）构成共点接地。

18.8.3 沿开关场二次电缆的沟道敷设截面面积不少于 100mm^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。

18.8.4 由开关场的变压器、断路器、隔离开关和电流、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面积不小于 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。

18.8.5 采用电力载波作为纵联保护通道时，应沿高频电缆敷设 100 mm^2 铜导线，在结合滤波器处，该铜导线与高频电缆屏蔽层相连且与结合滤波器一次接地引下线隔离，铜导线及结合滤波器二次的接地点应设在距结合滤波器一次接地引下线入地点 $3\sim 5\text{ m}$ 处；铜导线的另一端应与保护室的等电位地网可靠连接。

18.9 新建、扩、改建工程与验收工作中应注意的问题：

18.9.1 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。

18.9.2 新建、扩、改建工程除完成各项规定的分步试验外，还必须进行所有保护整组检查，模拟故障检查保护连接片的唯一对应关系，模拟闭锁触点动作或断开来检查其唯一对应关系，避免有任何寄生回路存在。

18.9.3 双重化配置的保护装置整组传动验收时，应采用同一时刻，模拟相同故障性质（故障类型相同，故障量相别、幅值、相位相同）的方法，对两套保护同时进行作用于两组跳闸线圈的试验。

18.9.4 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，除应在能够保证互感器与测量仪表精度的负荷电流条件下，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。

18.9.5 新建、扩、改建工程的相关设备投入运行后，施工（或调试）单位应按照约定及时提供完整的一、二次设备安装资料及调试报告，并应保证图纸与实际投入运行设备相符。

18.9.6 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。新设备投产前应认真编写保护启动方案，做好事故预想，确保新投设备发生故障能可靠被切除。

18.9.7 新建、扩、改建工程中应同步建设或完善继电保护故障信息管理系统，并严格执行国家有关网络安全的相关规定。

18.10 继电保护定值与运行管理工作中应注意的问题：

18.10.1 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。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。

18.10.2 发电企业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。加强对主设备及厂用系统的继电保护整定计算与管理工作，安排专人每年对所辖设备的整定值进行全面复算和校核，注意防止因厂用系统保护不正确动作，扩大事故范围。

18.10.3 大型发电机高频、低频保护整定计算时，应分别根据发电机在并网前、后的不同运行工况和制造厂提供的发电机性能、特性曲线，并结合电网要求进行整定计算。

18.10.4 过激磁保护的启动元件、反时限和定时限应能分别整定，其返回系数不宜低 0.96。整定计算应全面考虑主变压器及高压厂用变压器的过励磁能力，并与励磁调节器 V/Hz 限制特性相配合，按励磁调节器 V/Hz 限

制首先动作、再由过激磁保护动作的原则进行整定和校核。

18.10.5 发电机负序电流保护应根据制造厂提供的负序电流暂态限值(A 值)进行整定,并留有一定裕度。发电机保护启动失灵保护的零序或负序电流判别元件灵敏度应与发电机负序电流保护相配合。

18.10.6 发电机励磁绕组过负荷保护应投入运行,且与励磁调节器过励磁限制相配合。

18.10.7 严格执行工作票制度和二次工作安全措施票制度,规范现场安全措施,防止继电保护“三误”事故。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。

18.10.8 微机型继电保护及安全自动装置的软件版本和结构配置文件修改、升级前,应对其书面说明材料及检测报告进行确认,并对原运行软件和结构配置文件进行备份。修改内容涉及测量原理、判据、动作逻辑或变动较大的,必须提交全面检测认证报告。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。

18.10.9 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,应特别加强对基建投产设备及新安装装置在一年内的全面校验,提高继电保护设备健康水平。

18.10.10 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。

18.10.11 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。

18.10.12 继电保护专业和通信专业应密切配合，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。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。

18.10.13 未配置双套母差保护的变电站，在母差保护停用期间应采取相应措施，严格限制母线侧隔离开关的倒闸操作，以保证系统安全。

18.10.14 针对电网运行工况，加强备用电源自动投入装置的管理，定期进行传动试验，保证事故状态下投入成功率。

18.10.15 在电压切换和电压闭锁回路，断路器失灵保护，母线差动保护，远跳、远切、联切回路以及“和电流”等接线方式有关的二次回路上工作时，以及 3/2 断路器接线等主设备检修而相邻断路器仍需运行时，应特别认真做好安全隔离措施。

18.10.16 新投运或电流、电压回路发生变更的 220kV 及以上保护设备，在第一次经历区外故障后，宜通过打印保护装置和故障录波器报告的方式校核保护交流采样值、收发信开关量、功率方向以及差动保护差流值的正确性。

19 防止电力调度自动化系统、电力通信网及信息系统事故

19.1 防止电力调度自动化系统事故

19.1.1 调度自动化系统的主要设备应采用冗余配置，互为热备，服务器的存储容量和中央处理器负载应满足相关规定要求。

19.1.2 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。其测

量信息应能满足调度机构需求，并提供给厂站进行就地分析。相量测量装置与主站之间应采用调度数据网络进行信息交互。

19.1.3 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供电，不应与信息系统、通信系统合用电源，不间断电源涉及的各级低压开关过流保护定值整定应合理。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 etc 自动化设备应采用冗余配置的不间断电源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。

19.1.4 厂站内的远动装置、相量测量装置、电能量终端、时间同步装置、计算机监控系统及其测控单元、变送器及安全防护设备等自动化设备（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。

19.1.5 调度范围内的发电厂、110kV 及以上电压等级的变电站应采用开放、分层、分布式计算机双网络结构，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；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）。

19.1.6 在基建调试和启动阶段，生产单位技术监督部门应在启动前检查现场调度自动化设备安装验收情况，调度自动化设备有关的运行规程、操作手册、系统配置图纸等应完整正确并与现场实际接线相符，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。

19.1.7 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。现场设备的信息采集、接口和传输规约必须满足调度自动化主站系统的要求。

19.1.8 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）。

19.1.9 发电厂自动发电控制和自动电压控制子站应具有可靠的技术措施，对接收到的所属调度自动化主站下发的自动发电控制指令和自动电压控制指令进行安全校核，对本地自动发电控制和自动电压控制系统的输出指令进行校验，拒绝执行明显影响电厂或电网安全的指令。除紧急情况外，未经调度许可不得擅自修改自动发电控制和自动电压控制系统的控制策略和相关参数。厂站自动发电控制和自动电压控制系统的控制策略更改后，需要对安全控制逻辑、闭锁策略、二次系统安全防护等方面进行全面测试验证，确保自动发电控制和自动电压控制系统在启动过程、系统维护、版本升级、切换、异常工况等过程中不发出或执行控制指令。

19.1.10 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，必须制定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。

19.1.11 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。

19.1.12 按照有关规定的要求，结合一次设备检修或故障处理，定期对调度范围内厂站远动信息（含相量测量装置信息）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。

19.1.13 调度端及厂站端电力二次系统安全防护满足《电力二次系统安全防护总体规定》（国家电力监管委员会令第5号）及配套方案，确保电力二次系统安全防护体系完整可靠，具有数据网络安全防护实施方案和网络安全隔离措施，分区合理、隔离措施完备、可靠。

19.1.14 电力二次系统安全防护策略从边界防护逐步过渡到全过程安全防护，禁止选用经国家相关管理部门检测存在信息安全漏洞的设备，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。

19.1.15 生产控制大区内部的系统配置应符合规定要求，硬件应满足要求；生产控制大区一和二区之间应实现逻辑隔离，防火墙规则配置应严格；连接生产控制大区和管理信息大区间应安装单向横向隔离装置；发电厂至上一级电力调度数据网之间应安装纵向加密认证装置，以上两装置应经过国家权威机构的测试和安全认证。

19.1.16 调度端及厂站端应配备全站统一的卫星时钟设备和网络授时设备，对站内各种系统和设备的时钟进行统一校正。主时钟应采用双机冗余配置。时间同步装置应能可靠应对对钟异常跳变及电磁干扰等情况，避免因时钟源切换策略不合理等导致输出时间的连续性和准确性受到影响。被授时系统（设备）对接收到的对时信息应做校验。

19.2 防止电力通信网事故

19.2.1 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。

19.2.2 电力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，应具有两种及以上通信方式的调度电话，满足“双设备、双路由、双电源”的要求，且至少保证有一路单机电话。省调及以上调度及许可厂、站必须至少具备一种光纤通信手段。

19.2.3 网、省调度大楼应具备两条及以上完全独立的光缆通道。电力调度机构、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、阻火分隔、防小动物封堵等各项安全措施，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。

19.2.4 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。

19.2.5 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。

19.2.6 电力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)。

19.2.7 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。通信机

房环境温度、湿度符合要求，机房空调工作正常；对机房空调、机房温、湿度具有控制措施。

19.2.8 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。

19.2.9 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。

19.2.10 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。

19.2.11 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，并需相关通信管理部门同意后，才能实施。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。

19.2.12 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《光纤通道传输保护信息通用技术条件》(DL/T364-2010)等的要求。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。

19.2.13 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。

19.2.14 严格按架空地线复合光缆(OPGW)及其他光缆施工工艺要求进

行施工。架空地线复合光缆、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。应防止引入光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。

19.2.15 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。

19.2.16 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。

19.2.17 地（市）级及以上通信机构应设置通信调度，设置通信调度岗位，并实行 24h 有人值班。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。

19.2.18 通信站内主要设备的告警信号（声、光）及装置应真实可靠。通信机房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。

19.2.19 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。

19.2.20 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，应提前上报年度、月度检修计划。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。

19.2.21 线路运行维护部门应结合线路巡检每半年对架空地线复合光缆进行专项检查，并将检查结果报通信运行部门。通信运行部门应每半年对全介质自承式光缆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。

19.2.22 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。

19.2.23 制定通信网管系统运行管理规定，服从上级网管指挥，未经许可，各网元不得进行无关的配置、修改。落实数据备份、病毒防范和安全防护工作。

19.2.24 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。

19.2.25 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。

19.2.26 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 h 之内恢复原运行方式。超过 48h，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。

19.2.27 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；应制订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。应制订和完善光缆线路、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。

19.3 防止信息系统事故

19.3.1 建立并完善信息系统安全管理机构，强化管理确保各项安全措施落实到位。

19.3.2 配备信息安全管理人員，并开展有效的管理、考核、审查与培训。

19.3.3 定期开展风险评估，并通过质量控制及应急措施消除或降低评估工作中可能存在的风险。

19.3.4 通过灾备系统的实施做好信息系统及数据的备份，以应对自然灾害可能会对信息系统造成毁灭性的破坏。网络节点具有备份恢复能力，并能够有效防范病毒和黑客的攻击所引起的网络拥塞、系统崩溃和数据丢失。

19.3.5 在技术上合理配置和设置物理环境、网络、主机系统、应用系统、数据等方面的设备及安全措施；在管理上不断完善规章制度，持续改善安全保障机制。

19.3.5.1 信息网络设备及其系统设备可靠，符合相关要求；总体安全策略、设备安全策略、网络安全策略、应用系统安全策略、部门安全策略等应正确，符合规定。

19.3.5.2 构建网络基础设施和软件系统安全可信，没有预留后门或逻辑炸弹。接入网络用户及网络上传输、处理、存储的数据可信，杜绝非授权访问或恶意篡改。

19.3.5.3 路由器、交换机、服务器、邮件系统、目录系统、数据库、域名系统、安全设备、密码设备、密钥参数、交换机端口、IP 地址、用户账号、服务端口等网络资源统一管理。

19.3.6 信息系统的需求阶段应充分考虑到信息安全，进行风险分析，开展等级保护定级工作；设计阶段应明确系统自身安全功能设计以及安全防护部署设计，形成专项信息安全防护设计。

19.3.7 加强信息系统开发阶段的管理，建立完善内部安全测试机制，确保项目开发人员遵循信息安全管理与信息保密要求，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。

19.3.8 信息系统上线前测试阶段，应严格进行安全功能测试、代码安全检测等内容；并按照合同约定及时进行软件著作权资料的移交。

19.3.9 信息系统投入运行前，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，确保信息系统投运后的信息安全；信息系统投入运行须同步纳入监控。

19.3.10 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。

19.3.11 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，审计记录应受到保护，并进行备份，避免删除、修改或破坏。

20 防止串联电容器补偿装置和并联电容器装置事故

20.1 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《电力系统用串联电容器》（GB/T6115）及其他有关规定，并提出以下重点要求：

20.1.1 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。

20.1.2 应进行串补装置接入对线路继电保护、线路不平衡度等的影响分析，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。

20.1.3 应进行串补装置接入对发电机组次同步振荡的影响分析，判断发电机组是否存在感应发电机效应、扭矩互作用或扭矩放大，并确定抑制次同步振荡的措施。

20.1.4 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。

20.1.5 电容器组

20.1.5.1 串联电容器应采用双套管结构。

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

20.1.5.3 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。

20.1.5.4 串联电容器应满足《电力系统用串联电容器第1部分：总则》(GB/T6115.1-2008)第5.13条放电电流试验要求。

20.1.5.5 电容器之间的连接线应采用软连接。

20.1.5.6 电容器组接线宜采用先串后并的接线方式。

20.1.5.7 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%。

20.1.5.8 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。

20.1.6 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金属氧化物限压器过程中积累的能量，还应计及线路保护的动作时间与重合闸时间对金属氧化物限压器能量积累的影响。金属氧化物限压器外部应完整无缺损，封口处密封应良好；硅橡

胶复合绝缘外套伞裙应无破损或变形。金属氧化物限压器绝缘基座及接地应良好、牢靠，接地引下线的截面应满足热稳定要求；接地装置连通应良好。

20.1.7 火花间隙

20.1.7.1 火花间隙的强迫触发电压应不高于 1.8p.u.，无强迫触发命令时拉合串补装置相关隔离开关不应出现间隙误触发。

20.1.7.2 火花间隙动作次数超过厂家规定值时应进行检查。

20.1.8.1 串补装置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。线路故障时，串补装置平台上的控制保护设备的供电应不受影响。

20.1.8.2 电流互感器宜安装在串补装置平台相对低压侧。

20.1.9 光纤柱。

20.1.9.1 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。

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

20.1.10 串补装置平台抗干扰措施。

20.1.10.1 串补装置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。

20.1.10.2 串补装置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，如电磁式电流互感器电缆应外穿与串补装置平台及所连接

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；串补装置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；接入串补装置平台上测量及控制箱的电缆应增加防护措施。

20.1.11 控制保护系统。

20.1.11.1 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。220kV 及以上电压等级的串补装置控制及保护设备按双重化配置，其电源、继电器、二次回路等应相互独立。

20.1.11.2 控制保护系统应采取必要的电磁干扰防护措施，串补装置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。控制及保护设备应就地与等电位接地网可靠连接。

20.1.11.3 在线路保护跳闸经长电缆联跳旁路断路器的回路中，应在串补装置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。

20.1.11.4 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。

20.1.11.5 串补装置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。

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

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

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

20.1.12 串补运行方式操作。

20.1.12.1 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。

20.1.12.2 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。

20.1.12.3 串补装置停电检修时运行人员应将二次操作电源断开，将相关跳线路保护的连接片断开。

20.1.13 按照《输变电设备状态检修试验规程》(DL/T393-2010)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、金属氧化物限压器端部以及串补装置平台上电流流过的其他主要设备。

20.2 防止高压并联电容器装置事故

为防止高压并联电容器装量（以下简称并联电容器装置）事故，应严格执行《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器》(GB/T11024)及其他有关规定，并提出以下重点要求：

20.2.1 并联电容器装置用断路器。

20.2.1.1 加强并联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。

20.2.1.2 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。

20.2.2 高压并联电容器。

20.2.2.1 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。

20.2.2.2 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。

20.2.2.3 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《标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器第 2 部分: 耐久性试验》(GB/T11024.2) 中有关规定进行。

20.2.2.4 加强电容器设备的交接验收工作。

20.2.2.4.1 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。

20.2.2.4.2 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。

20.2.3 外熔断器

20.2.3.1 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 5 年。户内型熔断器不得用于户外电容器组。

20.2.3.2 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。

20.2.3.3 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。

20.2.3.4 安装 5 年以上的户外用外熔断器应及时更换。

20.2.4 串联电抗器

20.2.4.1 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。

20.2.4.2 室内宜选用铁芯电抗器。

20.2.4.3 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。

20.2.4.4 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。

20.2.4.5 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。

20.2.5 放电线圈。

20.2.5.1 放电线圈首末端必须与电容器首末端相连接。

20.2.5.2 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。

20.2.6 避雷器。

20.2.6.1 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，一中性点直接接地方式。

20.2.6.2 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。

20.2.6.3 选用电容器组用金属氧化物避雷器时，应充分考虑其通流量的要求。

20.2.7 电容器组保护。

20.2.7.1 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。

20.2.7.2 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。

21 防止直流换流站设备损坏和单双极强迫停运事故

21.1 防止换流阀损坏事故

21.1.1 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。

21.1.2 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运行单位存档。

21.1.3 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2~3个晶闸管级数。

21.1.4 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。

21.1.5 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。

21.1.6 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。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。

21.1.7 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。

21.1.8 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。

21.1.9 冷却系统管道不允许在换流站阀冷系统安装施工现场切割焊接。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。

21.1.10 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。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。

21.1.11 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。

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

21.1.13 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。

21.1.14 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。

21.1.15 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。

21.1.16 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。

21.1.17 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。

21.1.18 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。

21.1.19 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。

21.2 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“防止大型变压器损坏和互感器事故”措施执行,还应注意以下方面:

212.1 换流变压器及平波电抗器阀侧套管不宜采用充油套管。换流变压器及平波电抗器的穿墙套管的封堵应使用非导磁材料。换流变压器及平波

电抗器阀侧套管类新产品应充分试验后再在直流工程中使用。

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

21.2.3 换流变压器电流互感器、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取二配置的要求，按照“三取二”原则出口。

21.2.4 换流变压器和平波电抗器的非电量保护继电器及表计应安装防雨罩。换流变压器分接开关不应配置浮球式的油流继电器。

21.2.5 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“启动十动作”逻辑。

21.2.6 采用六氟化硫气体绝缘的换流变压器及平波电抗器套管、穿墙套管、直流分压器等应配置六氟化硫气体密度监视装置，监视装置的跳闸节点应不少于 3 对，并按“三取二”逻辑跳闸。六氟化硫气体密度监视装置应将气体密度信息发送到运行人员监视系统。

21.2.7 换流变压器和平波电抗器内部故障跳闸后，应自动切除油泵。

21.2.8 应确保换流变压器和平波电抗器就地控制柜的温湿度满足电子元器件对工作环境的要求。

21.2.9 换流变压器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。

21.2.10 换流变压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。

21.2.11 运行期间，换流变压器和平波电抗器的重瓦斯气体继电器，以

及换流变压器有载分接开关油流继电器应投跳闸。

21.2.12 当换流变压器和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。

21.2.13 监视换流变压器和平波电抗器本体及套管油位。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。

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

21.2.15 当换流变压器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拒动原因，采取相应措施进行处理。

21.2.16 换流变压器（平波电抗器）投运前应检查套管末屏接地良好。

21.3 防止失去站用电事故

21.3.1 换流站的站用电源设计应配置 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压器，一路取自站外电源，另一路根据实际情况确定。

21.3.2 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。

21.3.3 换流阀内冷却系统两台主泵应冗余配置、主泵电源应相互独立并取自不同的 400V 母线段。换流阀外冷却系统由两路 400V 电源经电源切换装置分塔分段供电。换流变压器冷却系统由两路 400V 电源经电源切换装置供电。

21.3.4 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。

21.3.5 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。

21.3.6 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。

21.3.7 换流站应加强站用电系统保护定值以及备自投定值管理。

21.3.8 当失去一路站用电源时应尽快恢复其供电。

21.4 防止外绝缘事故

21.4.1 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。

21.4.2 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。

21.4.3 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。

21.4.4 每年应对喷涂了绝缘子防污闪涂料 (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绝缘子防污闪涂料的瓷绝缘子的憎水性下降到 3 级，宜考虑重新喷涂。

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

21.4.6 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。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。

21.4.7 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。

21.5 防止直流控制保护设备事故

21.5.1 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、输入输出电路和保护功能软件。

21.5.2 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。

21.5.3 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“启动十动作”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。

21.5.4 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。

21.5.5 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。

21.5.6 直流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。

21.5.7 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。

21.5.8 换流站所有跳闸出口触点均应采用常开触点。

21.5.9 换流站户外端子箱、接线盒防护等级应达到 IP54 等级。

21.5.10 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。

21.5.11 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。

21.5.12 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。

21.5.13 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。

21.5.14 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。

22 防止发电厂、变电站全停及重要客户停电事故

22.1 防止发电厂全停事故

22.1.1 加强厂用电系统运行方式和设备管理。

22.1.1.1 根据电厂运行实际情况，制订合理的全厂公用系统运行方式，

防止部分公用系统故障导致全厂停电。重要公用系统在非标准运行方式时，应制定监控措施，保障运行正常。

22.1.1.2 重视机组厂用电切换装置的合理配置及日常维护，确保系统电压、频率出现较大波动时，具有可靠的保厂用电源技术措施。

22.1.1.3 带直配电负荷电厂的机组应设置低频率、低电压解列装置，确保机组在发生系统故障时，解列部分机组后能单独带厂用电和直配负荷运行。

22.1.2 自动准同期装置和厂用电切换装置宜单独配置。

22.1.3 在汽轮机油系统间加装能隔离开断的设施并设置备用冷油器，定期化验油质，防止因冷油器漏水导致油质老化，造成轴瓦过热熔化被迫停机。

22.1.4 厂房内重要辅机（如送引风，给水泵，循环水泵等）电动机事故控制按钮必须加装保护罩，防止误碰造成停机事故。

22.1.5 加强蓄电池和直流系统（含逆变电源）及柴油发电机组的运行维护，确保主机交直流润滑油泵和主要辅机小油泵供电可靠。

22.1.6 积极开展汽轮发电机组小岛试验工作，以保证机组与电网解列后的厂用电源。

22.2 防止变电站和发电厂升压站全停事故

22.2.1 完善变电站一、二次设备。

22.2.1.1 省级主电网枢纽变电站在非过渡阶段应有 3 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 3 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。

22.2.1.2 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。

22.2.1.3 330kV 及以上变电站和地下 220kV 变电站的备用站用电源不能由该站作为单一电源的区域供电。

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

22.2.1.5 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。

22.2.1.6 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。

22.2.1.7 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。

22.2.2 防止污闪造成的变电站和发电厂升压站全停。

22.2.2.1 变电站和发电厂升压站外绝缘配置应以污区分布图为基础，综合考虑环境污染变化因素，并适当留有裕度，爬距配置应不低于 d 级污区要求。

22.2.2.2 对于伞形合理、爬距不低于三级污区要求的瓷绝缘子，可根

据当地运行经验，采取绝缘子表面涂覆防污闪涂料的补充措施。其中防污闪涂料的综合性能应不低于线路复合绝缘子所用高温硫化硅橡胶的性能要求。

22.2.2.3 硅橡胶复合绝缘子（含复合套管、复合支柱绝缘子等）的硅橡胶材料综合性能应不低于线路复合绝缘子所用高温硫化硅橡胶的性能要求；树脂浸渍的玻璃纤维芯棒或玻璃纤维筒应参考线路复合绝缘子芯棒材料的水扩散试验进行检验。

22.2.2.4 对于易发生黏雪、覆冰的区域，支柱绝缘子及套管在采用大小相间的防污伞形结构基础上，每隔一段距离应采用一个超大直径伞裙（可采用硅橡胶增爬裙），以防止绝缘子上出现连续粘雪、覆冰。110kV、220kV 及 500kV 绝缘子串宜分别安装 3、6 片及 9~12 片超大直径伞裙。支柱绝缘子所用伞裙伸出长度 8~10cm/L；套管等其他直径较粗的绝缘子所用伞裙伸出长度 12~15cm。

22.2.3 加强直流系统配置及运行管理。

22.2.3.1 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/T5044）和《蓄电池施工及验收规范》（GB50172）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/T724）和《电力用高频开关整流模块》（DL/T781）的要求进行维护、管理。

22.2.3.2 发电机组用直流电源系统与发电厂升压站用直流电源系统必须相互独立。

22.2.3.3 变电站、发电厂升压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、发电厂升压站及重要的 220kV 变电站、发电厂升压站应采用 3 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、发电厂升压站直流电源供电质量应满足微机保护运行要求。

22.2.3.4 发电厂动力、UPS 及应急电源用直流系统，按主控单元，应采用 3 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。其标称电压应采用 220V，直流电源的供电质量应满足动力、UPS 及应急电源的运行要求。

22.2.3.5 发电厂控制、保护用直流电源系统，按单台发电机组，应采用 2 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。每一段母线各带一台发电机组的控制、保护用负荷。直流电源的供电质量应满足控制、保护负荷的运行要求。

22.2.3.6 采用两组蓄电池供电的直流电源系统，每组蓄电池组的容量，应能满足同时带两段直流母线负荷的运行要求。

22.2.3.7 变电站、发电厂升压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。

22.2.3.8 变电站直流系统对负荷供电，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。

22.2.3.9 发电机组直流系统对负荷供电，应按所供电设备所在段配设

置分电屏，不应采用直流小母线供电方式。

22.2.3.10，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。

22.2.3.11 新建或改造的直流电源系统选用充电、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。

22.2.3.12 新、扩建或改造的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。

22.2.3.13 蓄电池组保护用电器，应采用熔断器，不应采用断路器，以保证蓄电池组保护电器与负荷断路器的级差配合要求。

22.2.3.14 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。当负荷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。

22.2.3.15 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。

22.2.3.16 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，造成继电保护或断路器误动故障。当出现直流系统一点接地时，应及时消除。

22.2.3.17 两组蓄电池组的直流系统，应满足在运行中两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，禁止在两个系统都存在接地故障情况下进行切换。

22.2.3.18 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。

22.2.3.19 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 2 年进行一次核对性放电试验。运行了 4 年以后的蓄电池组，每年做一次核对性放电试验。

22.2.3.20 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，每个月至少一次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。

22.2.3.21 加强直流断路器上、下级之间的级差配合时运行维护管理。新建或改造的发电机组、变电站、发电厂升压站的直流电源系统，应进行直流断路器的级差配合试验。

22.2.3.22 严防交流窜入直流故障出现。

22.2.3.22.1 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。

22.2.3.22.2 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。

22.2.3.23 加强直流电源系统绝缘监测装置的运行维护和管理。

22.2.3.23.1 新投入或改造后的直流电源系统绝缘监测装置，不应采用交流注入法测量直流电源系统绝缘状态。在用的采用交流注入法原理的直流电源系统绝缘监测装置，应逐步更换为直流原理的直流电源系统绝缘监测装置。

22.2.3.23.2 直流电源系统绝缘监测装置，应具备检测监测蓄电池组和单体蓄电池绝缘状态的功能。

22.2.3.23.3 新建或改造的变电所，直流电源系统绝缘监测装置，应具备交流窜直流故障的测记和报警功能。原有的直流电源系统绝缘监测装置，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。

22.2.4 加强站用电系统配置及运行管理。

22.2.4.1 站用电系统空气开关、熔断器配置建议参照直流系统空气开关、熔断器配置要求。

22.2.4.2 对站用电屏设备订货时，应要求厂家出具完整的试验报告，确保其站用电系统过流跳闸、瞬时特性满足系统运行要求。

22.2.4.3 对于新安装、改造的站用电系统，高压侧有继电保护装置的，应加强对站用变压器高压侧保护装置定值整定，避免站用变压器高压侧保护装置定值与站用电屏断路器自身保护定值不匹配，导致越级跳闸事件。

22.2.4.4 加强站用电高压侧保护装置、站用电屏总路和馈线空气开关保护功能校验，确保短路、过载、接地故障时，各级空气开关能正确动作，以防止站用电故障越级动作，确保站用电系统的稳定运行。

22.2.5 强化变电站、发电厂升压站的运行、检修管理。

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

22.2.5.2 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。闭锁装置的解锁钥匙必须按照有关规定严格管理。

22.2.5.3 对于双母线接线方式的变电站、发电厂升压站，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。

22.2.5.4 隔离开关和硬母线支柱绝缘子，应选用高强度支柱绝缘子，定期对枢纽变电站、发电厂升压站支柱绝缘子，特别是母线支柱绝缘子、隔离开关支柱绝缘子进行检查，防止绝缘子断裂引起母线事故。

22.2.5.5 变电站、发电厂升压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导则》（GB13395-2008）规范操作，母线冲洗时要投入可靠的母差保护。

22.3 防止重要用户停电事故

22.3.1 完善重要用户入网管理。

22.3.1.1 供电企业应制定重要用户入网管理制度，制度应包括对重要用户在规划设计、接线方式、电源配置、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。

22.3.1.2 供电企业对属于非线性、不对称负荷性质的重要用户应进行电能质量测试评估，根据评估结果，重要用户应制订相应电能质量治理方案并提交供电企业评审，保证其负荷产生的谐波成分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。

22.3.1.3 供电企业在与重要用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，明确重要用户供电电源、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，明确重要用户应按照电力行业技术监督标准，开展技术监督工作。重要用户应制订停电事故应急预案。

22.3.2 合理配置供电电源点

22.3.2.1 特级重要电力用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，且变电站应由不同电源供电。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。

22.3.2.2 一级重要电力用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。

22.3.2.3 二级重要电力用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。

22.3.2.4 临时性重要电力用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。

22.3.2.5 重要电力用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。

22.3.3 加强为重要用户供电的输变电设备运行维护。

22.3.3.1 供电企业应根据国家相关标准、电力行业标准，针对重要用户供电的输变电设备制定相应的运行规范、检修规范、反事故措施。

22.3.3.2 根据对重要用户供电的输变电设备实际运行情况，缩短设备巡视周期、设备检修周期。

22.3.4 加强对重要用户自备应急电源检查工作。

重要用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用户配置的自备应急电源进行定期检查，重点检查重要用户自备应急电源配置使用应符合以下要求：

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

22.3.4.2 重要用户自备应急电源启动时间应满足安全要求。

22.3.4.3 重要用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锁装置，防止倒送电。

22.3.4.4 重要用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。

22.3.4.5 重要用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。

22.3.4.6 重要电力用户应按照国家 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。

22.3.4.7 重要用户不应自行变更自备应急电源接线方式。

22.3.4.8 重要用户不应自行拆除自备应急电源的闭锁装置或者使其失效。

22.3.4.9 重要用户的自备应急电源发生故障后应尽快修复。

22.3.4.10 重要用户不应擅自将自备应急电源转供其他用户。

22.3.5 督促重要用户整改安全隐患。

22.3.5.1 供电企业生产部门、调度部门应建立重要电力客户电网侧安全隐患排查机制，定期（至少半年一次）对重要电力客户供电情况进行排查，对发现的电网责任安全隐患进行整改。

22.3.5.2 供电企业应督促重要客户编制反事故预案，定期开展反事故演习，每年组织开展电网和重要用户端的联合演习。

22.3.5.3 对属于用户责任的安全隐患，供电企业用电检查人员应以书面形式告知用户，积极督促用户整改，同时向政府主管部门沟通汇报，争

取政府支持，建立政府主导、用户落实整改、供电企业提供技术服务的长效工作机制。

23 防止水轮发电机组（含抽水蓄能机组）事故

23.1 防止机组飞逸

23.1.1. 设置完善的剪断销剪断（破断连杆）、调速系统低油压、电气和机械超速等保护装置。超速保护装置应定期检验，并正常投入。对水机超速 140%额定转速、事故停机时剪断销剪断（破断连杆破断）等保护在机组检修时应进行传动试验。

23.1.2 机组调速系统安装、更新改造及大修后必须进行水轮机调节系统静态模拟试验、动态特性试验和导叶关闭规律等试验，各项指标合格方可投入运行。

23.1.3 新机组投运前或机组大修后必须通过甩负荷和超速试验，验证水压上升率和转速上升率符合设计要求，超速整定值校验合格。

23.1.4 工作闸门（主阀）应具备动水关闭功能，导水机构拒动时能够动水关闭。应保证工作闸门（主阀）在最大流量下动水关闭时，关闭时间不超过机组在最大飞逸转速下允许持续运行的时间。

23.1.5 进口工作门（事故门）应定期进行落门试验。水轮发电机组设计有快速门的，应当在中控室能够进行人工紧急关闭，并定期进行落门试验。

23.1.6 对调速系统油质进行定期化验和颗粒度超标检查，加强对调速器滤油器的维护保养工作，寒冷地区电站应做好调速系统及集油槽透平油的保温措施，防止油温低、黏度增大，导致调速器动作不灵活，在油质指标不合格的情况下，严禁机组启动。

23.1.7 机组检修时做好超速限制器的分解检查，保证机组超速时可靠动作，防止机组飞逸。

23.1.8 大中型水电站应采用“失电动作”规则，在水轮发电机组的保护和控制回路电压消失时，使相关保护和控制装置能够自动动作关闭机组导水机构。

23.1.9 电气和机械超速保护装置、自动化元件应定期进行检修、试验，以确保机组超速时可靠动作。

23.1.10 机组超速保护的转速信号装置采用冗余配置，其输入信号取自不同的信号源，转速信号器的选用应符合规程要求。

23.1.11 调速器设置交直流两套电源装置，互为备用，故障时自动转换并发出故障信号。

23.1.12 每年结合机组检修进行一次模拟机组事故试验，检验水轮机关闭进水口工作闸门或主阀的联动性能。

23.1.13 新投产机组或机组大修后，应结合机组甩负荷试验时转速升高值，核对水轮机导叶关闭规律是否符合设计要求，并通过合理设置关闭时间或采用分段关闭，确保水压上升值不超过规定值。

23.2 防止水轮机损坏

23.2.1 防止水轮机过流及重要紧固部件损坏。

23.2.1.1 水电站规划设计中应重视水轮发电机组的运行稳定性，合理选择机组参数，使机组具有较宽的稳定运行范围。水电站运行单位应全面掌握各台水轮发电机组的运行特性，划分机组运行区域，并将测试结果作为机组运行控制和自动发电控制(AGC)等系统运行参数设定的依据。电力调度机构应加强与水电站的沟通联系，了解和掌握所调度范围水轮发电机组

随水头、出力变化的运行特性，优化机组的安全调度。

23.2.1.2 水轮发电机组设计制造时应重视机组重要连接紧固部件的安全性，并说明重要连接紧固部件的安装、使用、维护要求。水电站运行单位应经常对水轮发电机组重要设备部件（如水轮机顶盖紧固螺栓等）进行检查维护，结合设备消缺和检修对易产生疲劳损伤的重要设备部件进行无损探伤，对已存在损伤的设备部件要加强技术监督，对已老化和不能满足安全生产要求的设备部件要及时进行更新。

23.2.1.3 水轮机导水机构必须设有防止导叶损坏的安全装置，包括装设剪断销（破断连杆）、导叶限位、导叶轴向调整和止推等装置。

23.2.1.4 水电站应当安装水轮发电机组状态在线监测系统，对机组的运行状态进行监测、记录和分析。对于机组振动、摆度突然增大超过标准的异常情况，应当立即停机检查，查明原因和处理合格后，方可按规定程序恢复机组运行。水轮机在各种工况下运行时，应保证顶盖振动和机组轴线各处摆度不大于规定的允许值。机组异常振动和摆度超过允许值应启动报警和事故停机回路。

23.2.1.5 水轮机水下部分检修应检查转轮体与泄水锥的连接牢固可靠。

23.2.1.6 水轮机过流部件应定期检修，重点检查过流部件裂纹、磨损和汽蚀，防止裂纹、磨损和大面积汽蚀等造成过流部件损坏。水轮机过流部件补焊处理后应进行修型，保证型线符合设计要求，转轮大面积补焊或更换新转轮必须做静平衡试验。

23.2.1.7 水轮机桨叶接力器与操作机构连接螺栓应符合设计要求，经无损检测合格，螺栓预紧力矩符合设计要求，止动装置安装牢固或点焊牢

固。

23.2.1.8 水轮机的轮毂与主轴连接螺栓和销钉符合设计标准，经无损检测合格，螺栓对称紧固，预紧力矩符合设计要求，止动装置安装或点焊牢固。

23.2.1.9 水轮机桨叶接力器铜套、桨叶轴颈铜套、连杆铜套应符合设计标准，铜套完好无明显磨损，铜套润滑油沟油槽完好，铜套与轴颈配合间隙符合设计要求。

23.2.1.10 水轮机桨叶接力器、桨叶轴颈密封件应完好无渗漏，符合设计要求，并保证耐压试验、渗漏试验及桨叶动作试验合格。

23.2.1.11 水轮机所用紧固件、连接件、结构件应全面检查，经无损检测合格，水轮机轮毂与主轴等重要受力、振动较大的部位螺栓经受过两次紧固拉伸后应全部更换。

23.2.1.12 水轮机转轮室及人孔门的螺栓、焊缝经无损检测合格，螺栓紧固无松动，密封完好无渗漏。

23.2.1.13、水轮机伸缩节所用螺栓符合设计要求，经无损检测合格，密封件完好无渗漏，螺栓紧固无松动，预留间隙均匀并符合设计值。

23.2.1.14 灯泡贯流式水轮机转轮室与桨叶端部间隙符合设计要求，桨叶轴向窜动量符合设计要求。混流式机组应检查上冠和下环之间的间隙符合设计要求。

23.2.1.15 水轮机真空破坏阀、补气阀应动作可靠，检修期间应对其进行检查、维护和测试。

23.2.2 防止水轮机导轴承事故。

23.2.2.1 油润滑的水导轴承应定期检查油位、油色，并定期对运行中

的油进行油质化验。

23.2.2.2 水润滑的水导轴承应保证水质清洁、水流畅通和水压正常，压力送器和示流器等装置工作正常。

23.2.2.3 技术供水滤水器自动排污正常，并定期人工排污。

23.2.2.4 应保证水轮机导轴承测温元件和表计显示正常，信号整定值正确。对设置有外循环油系统的机组，其控制系统应正常工作。

23.2.2.5 水轮机导轴承的间隙应符合设计要求，轴承瓦面完好无明显磨损，轴承瓦与主轴接触面积符合设计标准。

23.2.2.6 水轮机导轴承紧固螺栓应符合设计要求，经无损检测合格，对称紧固，止动装置安装牢固或焊死。

23.2.2.7 水轮机顶盖排水系统完好，防止顶盖水位升高导致油箱进水。

23.2.3 防止液压装置破裂、失压

23.2.3.1 压力油罐油气比符合规程要求，对投入运行的自动补气阀定期清洗和试验，保证自动补气工作正常。

23.2.3.2 压力油罐及其附件应定期检验检测合格，焊缝检测合格。压力容器安全阀、压力开关和变送器定期校验，动作定值符合设计要求。

23.2.3.3 机组检修后对油泵启停定值、安全阀组定值进行校对并试验。油泵运转应平稳，其输油量不小于设计值。

23.2.3.4 液压系统管路应经耐压试验合格，连接螺栓经无损检测合格，密封件完好无渗漏。

23.2.4 防止机组引水管路系统事故。

23.2.4.1 结合引水系统管路定检、设备检修检查，分析引水系统管路管壁锈蚀、磨损情况，如有异常则及时采取措施处理，做好引水系统管路

外表除锈防腐工作。

23.2.4.2 定期检查伸缩节漏水、伸缩节螺栓紧固情况，如有异常及时处理。

23.2.4.3 及时监测拦污栅前后压差情况，出现异常及时处理。结合机组检修定期检查拦污栅的完好性情况，防止进水口拦污栅损坏。

23.2.4.4 当引水管破裂时，事故门应能可靠关闭，并具备远方操作功能，在检修时进行关闭试验。

23.3 防止水轮发电机重大事故

23.3.1 防止定子绕组端部松动引起相间短路（参见 10.1）。

23.3.1.1 定子绕组在槽内应紧固，槽电位测试应符合要求。

23.3.1.2 定期检查定子绕组端部有无下沉、松动或磨损现象。

23.3.2 防止定子绕组绝缘损坏。

23.3.2.1 加强大型发电机环形接线、过渡引线绝缘检查，并定期按照《电力设备预防性试验规程》（DL/T596-1996）的要求进行试验（参见 10.2.1）。

23.3.2.2 定期检查发电机定子铁芯螺杆紧力，发现铁芯螺杆紧力不符合出厂设计值应及时处理。定期检查发电机硅钢片叠压整齐、无过热痕迹，发现有硅钢片滑出应及时处理（参见 10.10）。

23.3.2.3 定期对抽水蓄能发电 / 电动机线棒端部与端箍相对位移与磨损进行检查，发现端箍与支架连接螺栓松动应及时处理。

23.3.2.4 卧式机组应做好发电机风洞内及引线端部油、水引排工作，定期检查发电机风洞内应无油气，机仓底部无积油、水。

23.3.3 防止转子绕组匝间短路。

23.3.3.1 调峰运行机组参见 10.4.2。

23.3.3.2 加强运行中发电机的振动与无功出力变化情况监视。如果振动伴随无功变化，则可能是发电机转子有严重的匝间短路。此时，首先控制转子电流，若振动突然增大，应立即，停运发电机。

23.3.4 防止发电机局部过热损坏。

23.3.4.1 发电机出口、中性点引线连接部分应可靠，机组运行中应定期对励磁变压器至静止励磁装置的分相电缆、静止励磁装置至转子滑环电缆、转子滑环进行红外成像测温检查。

23.3.4.2 定期检查电制动隔离开关动静触头接触情况，发现压紧弹簧松脱或单个触指与其他触指不平行等问题应及时处理。

23.3.4.3 发电机绝缘过热装置报警时参见 10.6.1。

23.3.4.4 新投产机组或机组检修，都应注意检查定子铁芯压紧以及齿压指有无压偏情况，特别是两端齿部，如发现有松弛现象，应进行处理后方能投入运行。对铁芯绝缘有怀疑时，应进行铁损试验。

23.3.4.5 制造、运输、安装及检修过程中，应注意防止焊渣或金属屑等微小异物掉入定子铁芯通风槽内。

23.3.5 防止发电机机械损伤。

23.3.5.1 在发电机风洞内作业，必须设专人把守发电机进入门，作业人员须穿无金属的工作服、工作鞋，进入发电机内部前应全部取出禁止带入物件，带入物品应清点记录。在工作时，不得踩踏线棒绝缘盒及连接梁等绝缘部件，工作产生的杂物应及时清理干净，工作完毕撤出时清点物品正确，确保无遗留物品。重点要防止螺钉、螺母、工具等金属杂物遗留在定子内部，特别应对端部线圈的夹缝、上下渐伸线之间位置作详细检查。

23.3.5.2 主、辅设备保护装置应定期检验，并正常投入。机组重要运行监视表计和装置失效或动作不正确时，严禁机组启动。机组运行中失去监控时，必须停机检查处理。

23.3.5.3 应尽量避免机组在振动负荷区或气蚀区运行。

23.3.5.4 大修时应对端部紧固件（如连接片紧固的螺栓和螺母、支架固定螺母和螺栓，引线夹板螺栓、汇流管所用卡板和螺栓等）紧固情况以及定子铁芯边缘硅钢片有无断裂等进行检查。

23.3.6 防止发电机轴承烧瓦。

23.3.6.1 带有高压油顶起装置的推力轴承应保证在高压油顶起装置失灵的情况下，推力轴承不投入高压油顶起装置时安全停机无损伤。应定期对高压油顶起装置进行检查试验，确保其处于正常工作状态。

23.3.6.2 润滑油油位应具备远方自动监测功能，并定时检查。定期对润滑油进行化验，油质劣化应尽快处理，油质不合格禁止启动机组。

23.3.6.3 冷却水温、油温、瓦温监测和保护装置应准确可靠，并加强运行监控。

23.3.6.4 机组出现异常运行工况可能损伤轴承时，必须全面检查确认轴瓦完好后，方可重新启动。

23.3.6.5 定期对轴承瓦进行检查，确认无脱壳、裂纹等缺陷，轴瓦接触面、轴领、镜板表面粗糙度应符合设计要求。对于巴氏合金轴承瓦，应定期检查合金与瓦坯的接触情况，必要时进行无损探伤检测。

23.3.6.6 轴电流保护回路应正常投入，出现轴电流报警必须及时检查处理，禁止机组长时间无轴电流保护运行。

23.3.7 防止水轮发电机部件松动。

23.3.7.1 旋转部件连接件应做好防止松脱措施，并定期进行检查。发电机转子风扇应安装牢固，叶片无裂纹、变形，引风板安装应牢固并与定子线棒保持足够间距。

23.3.7.2 定子（含机座）、转子各部件、定子线棒槽楔等应定期检查。水轮发电机机架固定螺栓、定子基础螺栓、定子穿芯螺栓和拉紧螺栓应紧固良好，机架和定子支撑、转动轴系等承载部件的承载结构、焊缝、基础、配重块等应无松动、裂纹、变形等现象。

23.3.7.3 水轮发电机风洞内应避免使用在电磁场下易发热材料或能被电磁吸附的金属连接材料，否则应采取可靠的防护措施，且强度应满足使用要求。

23.3.7.4 定期检查水轮发电机机械制动系统，制动闸、制动环应平整无裂纹，固定螺栓无松动，制动瓦磨损后须及时更换，制动闸及其供气、油系统应无发卡、串腔、漏气和漏油等影响制动性能的缺陷。制动回路转速整定值应定期进行校验，严禁高转速下投入机械制动。

23.3.8 防止发电机转子绕组接地故障（参见 10.11）。

23.3.9 防止发电机非同期并网（参见 10.9）。

23.3.10 防止励磁系统故障引起发电机损坏。

23.3.10.1 严格执行调度机构有关发电机低励限制和 PSS 的定值要求，并在大修进行校验。

23.3.10.2 自动励磁调节器的过励限制和过励保护的定值应在制造厂给定的容许值内，并定期校验。

23.3.10.3 励磁调节器的运行通道发生故障时应能自动切换通道并投入运行。严禁发电机在手动励磁调节下长期运行。在手动励磁调节运行期

间，调节发电机的有功负荷时必须先适当调节发电机的无功负荷，以防止发电机失去静态稳定性。

23.3.10.4 在电源电压偏差为+10%~-15%、频率偏差为+4%~-6%时，励磁控制系统及其继电器、开关等操作系统均能正常工作。

23.3.10.5 在机组启动、停机和其他试验过程中，应有机组低转速时切断发电机励磁的措施。

23.3.10.6 励磁系统中两套励磁调节器的电压回路应相互独立，使用机端不同电压互感器的二次绕组，防止其中一个短路引起发电机误强励。

23.4 防止抽水蓄能机组相关事故

23.4.1 防止机组调相工况运行时主轴密封、迷宫环温度过高损坏。

23.4.1.1 机组技术供水的压力、流量等应满足各种工况及工况转换的要求。

23.4.1.2 机组调相运行应重点关注机组主轴密封、迷宫环的温度以及机组振动情况。

23.4.2 防止机组相关紧固件、连接件及预埋件损坏。针对抽水蓄能机组高压力、高水头、高转速、开机频繁特点，应定期进行紧固件、连接件及预埋件的检查。

23.4.3 防止水库水位过低，输水流道进入空气。

23.4.3.1 定期对上下库水位监测装置进行校验，保证数据与现场一致。

23.4.3.2 根据上下水库的死水位，制定上下水库的水位限幅值，并进行水位限幅试验。

23.4.3.3 设置上下库水位最低运行报警值，定期检验报警装置是否能正常动作。

23.4.4 防止进水球阀水力振荡。

23.4.4.1 机组应避免在“S”区运行或振动区运行。

23.4.4.2 进水球阀在设计上应能防止振荡发生时产生位移。

23.4.4.3 机组在发生水力振荡时，应迅速查明水力不平衡的原因，并尽量降低机组有功出力或停机。

23.4.5 防止背靠背(BTB)启动事故。

23.4.5.1 机组背靠背启动涉及原动机和被拖机控制和配合，机组启动过程中应有确保机组自动开机而非单步开机的安全措施，同时应实现静止变频器(SFC)抽水启动、背靠背抽水启动之间的相互闭锁。

23.4.5.2 抽水蓄能机组背靠背启动过程中，应确保在启动过程中发生事故时，启动原动机和被拖机事故停机。

23.4.5.3 抽水蓄能机组背靠背启动过程中，原动机和被拖机转速应保持同步。原动机和被拖机转差大于设定值（根据实际试验情况确定）时，启动原动机和被拖机事故停机。

23.4.5.4 抽水蓄能机组背靠背抽水启动过程中，应设置机组启动一定时间（根据实际情况确定）内未能检测到原动机/被拖机转速的保护，启动原动机和被拖机事故停机。

23.4.6 防止抽水启动及水泵运行事故。

在水泵启动及运行过程中，可靠投入溅水功率保护、低功率保护，防止机组启动及运行事故。机组调相运行时，要求具有完善的压水控制流程及相关保护，能够根据监控命令可靠地开启或关闭压水补气阀，当出现水位异常上升时，相关保护能正确动作停机。

23.4.7 防止静止变频器故障，机组无法进行水泵及水泵调相工况启动。

23.4.7.1 静止变频器应满足启动发电电动机至额定转速的时间和频率变化的要求。

23.4.7.2 任意两台机组之间应能满足背靠背启动要求，在启动回路上，背靠背启动和静止变频器启动时应配置相应闭锁。

23.4.7.3 定期对静止变频器冷却水系统进行检查，对存在漏水、水量减少、水压降低的缺陷应及时消除。

23.4.7.4 静止变频器设备间应配置温湿度调节设备，应有防止静止变频器系统长时间停运时冷却水管路结露的措施。

23.4.7.5 要定期对静止变频器励磁电流设定值的变送器和励磁电流反馈的变送器进行效验，防止因励磁不启动或者是励磁电流没能达到静止变频器启动的要求，造成静止变频器转子位置测量错误，导致静止变频器启动不成功。

23.4.7.6 静止变频器工作时所产生的谐波电流和谐波电压值应不影响发电电动机保护、励磁、调速器、自动准同期装置、中性点接地装置及其他设备的正常运行。

23.4.7.7 静止变频器输入变压器保护装置必须完善可靠，严禁变压器无保护投入运行。

23.4.7.8 静止变频器输入及输出变压器为油变者要定期进行油色谱分析，严禁超标运行。对有水冷却器系统的要有防止变压器本体结露的措施。

23.4.8 防止蓄能机组运行时球阀事故。

23.4.8.1 定期对球阀控制回路及回路上的相关元器件进行检查，保证回路绝缘合格、各元器件工作正常。

23.4.8.2 对于球阀紧停阀为失电动作的机组，其控制电源需冗余配置，

并与其他回路隔离。

23.4.8.3 当机组抽水工况运行，球阀突然自动关闭时，保护系统的抽水工况低功率与溅水功率保护应能可靠动作停机。

23.4.8.4 确保进水球阀密封能正常投退，球阀能自动关闭。

24 防止垮坝、水淹厂房及厂房坍塌事故

24.1 加强大坝、厂房防洪设计

24.1.1 设计应充分考虑不利的工程地质、气象条件的影响，尽量避免不利地段，禁止在危险地段修建、扩建和改造工程。

24.1.2 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。

24.1.3 水库设防标准及防洪标准应满足规范要求，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。

24.1.4 厂房设计应设有正常及应急排水系统。

24.1.5 运行单位应在设计阶段介入工程，从保护设施、设备运行安全及维护方便等方面提出意见。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。

24.2 落实大坝、厂房施工期防洪、防汛措施

24.2.1 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。

24.2.2 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。

24.2.3 大坝、厂房改（扩）建过程中应满足各施工阶段的防洪标准。

24.2.4 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。

24.2.5 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。

24.2.6 设计单位应于汛前提出工程度汛标准、工程形象面貌及度汛要求。

24.2.7 施工单位应于汛前按设计要求和现场施工情况制订防汛措施报监理单位审批后成立防汛抢险队伍，配置足够的防汛物资，做好防洪抢险准备工作。建设单位应组织做好水情预报工作，提供水文气象预报信息，及时通告各参建单位。

24.3 加强大坝、厂房日常防洪、防汛管理

24.3.1 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。

24.3.2 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》。

24.3.3 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。对观测异常数据要及时分析、上报和采取措施。

24.3.4 应认真开展汛前检查工作，明确防汛重点部位、薄弱环节，制订科学、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。

24.3.5 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。

24.3.6 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。

24.3.7 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。

24.3.8 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。

24.3.9 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地方政府。

24.3.10 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。

24.3.11 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，并制订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。

24.3.12 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。

24.3.13 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。

24.3.14 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。

25 防止重大环境污染事故

25.1 严格执行环境影响评价制度与环保“三同时”原则

25.1.1 电厂废水回收系统应满足环境影响评价报告书及其批复的要求，废水处理设备必须保证正常运行，处理后废水测试数据指标应达到设计标准及《污水综合排放标准》(GB8978)相关规定的要求。

25.1.2 电厂宜采用干除灰输送系统、干排渣系统。如采用水力除灰电厂应实现灰水回收循环使用，灰水设施和除灰系统投运前必须做水压试验。

25.1.3 电厂应按地方烟气污染物排放标准或《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)规定的各污染物排放限制，采用相应的烟气除尘(电除尘器、袋式除尘器、电袋复合式除尘器等)、烟气脱硫与烟气脱硝设施，投运的环保设施及系统应运行正常，脱除效率应达到设计要求，各污染物排放浓度达到地方或国家标准规定的要求。

25.1.4 电厂的锅炉实际燃用煤质的灰分、硫分、低位发热量等不宜超出设计煤质及校核煤质。

25.1.5 灰场大坝应充分考虑大坝的强度和安全性，大坝工程设计应最大限度地合理利用水资源并建设灰水回用系统，灰场应无渗漏设计，防止污染地下水。

25.2 加强灰场的运行维护管理

25.2.1 加强电厂的灰坝坝体安全管理。已建灰坝要对危及大坝安全的缺陷、隐患及时处理和加固。

25.2.2 建立灰场（灰坝坝体）安全管理制度，明确管理职责。应设专人定期对灰坝、灰管、灰场和排、渗水设施进行巡检。应坚持巡检制度并认真做好巡检记录，发现缺陷和隐患及早解决。汛期应加强灰场管理，增加巡检频率。

25.2.3 加强灰水系统运行参数和污染物排放情况的监测分析，发现问题及时采取措施。

25.2.4 定期对灰管进行检查，重点包括灰管的磨损和接头、各支撑装置（含支点及管桥）的状况等，防止发生管道断裂事故。灰管道泄漏时应及时停运，以防蔓延形成污染事故。

25.2.5 对分区使用或正在取灰外运的灰场，必须制定落实严格的防止扬尘污染的管理制度，配备必要的防尘设施，避免扬尘对周围环境造成污染。

25.2.6 灰场应根据实际情况进行覆土、种植或表面固化处理等措施，防止发生扬尘污染。

25.3 加强废水处理，防止超标排放

25.3.1 电厂内部应做到废水集中处理，处理后的废水应回收利用，正常工况下，禁止废水外排。环评要求厂区不得设置废水排放口的企业，一

律不准设置废水排放口。环评允许设置废水排放口的企业，其废水排放口应规范化设置，满足环保部门的要求。同时应安装废水自动监控设施，并严格执行《水污染源在线监测系统安装技术规范（试行）》（HJ/T353-2007）。

25.3.2 应对电厂废（污）水处理设施制定严格的运行维护和检修制度，加强对污水处理设备的维护、管理，确保废（污）水处理运转正常。

25.3.3 做好电厂废（污）水处理设施运行记录，并定期监督废水处理设施的投运率、处理效率和废水排放达标率。

25.3.4 锅炉进行化学清洗时，必须制订废液处理方案，并经审批后执行。清洗产生的废液经处理达标后尽量回用，降低废水排放量。酸洗废液委托外运处置的，第一要有资质，第二电厂要监督处理过程，并且留下记录。

25.4 加强除尘、除灰、除渣运行维护管理

25.4.1 加强燃煤电厂电除尘器、袋式除尘器、电袋复合式除尘器的运行、维护及管理，除尘器的运行参数控制在最佳状态。及时处理设备运行中存在的故障和问题，保证除尘器的除尘效率和投运率。烟尘排放浓度不能达到地方、国家的排放标准规定浓度限制的应进行除尘器提效等改造。

25.4.2 电除尘器（包括旋转电极）的除尘效率、电场投运率、烟尘排放浓度应满足设计的要求，同时烟尘排放浓度应符合地方烟气污染物排放标准和《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）规定排放限制。新建、改造和大修后的电除尘器应进行性能试验，性能指标未达标不得验收。

25.4.3 袋式除尘器、电袋复合式除尘器的除尘效率、滤袋破损率、阻力、滤袋寿命等应满足设计的要求，同时烟尘排放浓度达到地方、国家的排放标准规定要求。新建、改造和大修后的袋式除尘器、电袋复合式除尘

器应进行性能试验，性能指标未达标不得验收。袋式除尘器、电袋复合式除尘器运行期间出现滤袋破损应及时处理。

25.4.4 防止电厂干除灰输送系统、干排渣系统及水力输送系统的输送管道泄漏，应制定紧急事故措施及预案。

25.4.5 锅炉启动时油枪点火、燃油、煤油混烧、等离子投入等工况下，电除尘器应在闪络电压以下运行，袋式除尘器或电袋复合式除尘器的滤袋应提前进行预喷涂处理。同时防止除尘器内部、灰库、炉底干排渣系统的二次燃烧，要求及时输送避免堆积。

25.4.6 袋式除尘器或电袋复合式除尘器的旁路烟道及阀门应零泄漏。

25.5 加强脱硫设施运行维护管理

25.5.1 制定完善的脱硫设施运行、维护及管理制度，并严格贯彻执行。

25.5.2 锅炉运行其脱硫系统必须同时投入，脱硫系统禁止开旁路挡板运行，脱硫效率、投运率应达到设计的要求，同时二氧化硫排放浓度达到地方、国家的排放标准。无旁路及已进行旁路烟道封堵的脱硫系统应确保脱硫系统高效稳定运行。脱硫系统运行不能达到地方、国家颁布的二氧化硫浓度排放标准的应进行提效改造。

25.5.3 脱硫系统运行时必须投入废水处理系统，处理后的废水指标满足国家或电力行业标准。

25.5.4 新建、改造和大修后的脱硫系统应进行性能试验，指标未达到标准的不得验收。

25.5.5 加强脱硫系统维护，对脱硫系统吸收塔、换热器、烟道等设备的腐蚀情况进行定期检查，防止发生大面积腐蚀。

25.5.6 对未安装烟气换热器(GGH)加热设备的脱硫设施，应定期监测脱

硫后的烟气中的石膏含量，防止烟气中带出脱硫石膏。

25.5.7 防止出现脱硫系统输送浆液管道的跑冒滴漏现象，发生泄漏及时处理。

25.5.8 脱硫系统的副产品应按照要求进行堆放，避免二次污染。

25.5.9 脱硫系统的上游设备除尘器应保证其出口烟尘浓度满足脱硫系统运行要求，避免吸收塔浆液中毒。

25.6 加强脱硝设施运行维护管理

25.6.1 制订完善的脱硝设施运行、维护及管理制度，并严格贯彻执行。

25.6.2 脱硝系统的脱硝效率、投运率、应达到设计要求，同时氮氧化物排放浓度满足地方、国家的排放标准，不能达到标准要求应加装或更换催化剂。

25.6.3 设有液氨储存设备、采用燃油热解炉的脱硝系统应进行制订事故应急预案，同时定期进行环境污染的事故预想、防火、防爆处理演习，每年至少一次。

25.6.4 氨区的设计应满足《建筑设计防火规范》(GB50016-2006)、《储罐区防火堤设计规范》(GB50351-2005)、地方安全监督部门的技术规范及有关要求，氨区应有防雷、防爆、防静电设计。

25.6.5 氨区的卸料压缩机、液氨供应泵、液氨蒸发槽、氨气缓冲罐、氨气稀释罐、储氨罐、阀门及管道等无泄漏。

25.6.6 氨区的喷淋降温系统、消防水喷淋系统、氨气泄漏检测器，定期进行试验。

25.6.7 氨区应具备风向标、洗眼池及人体冲洗喷淋设备，同时氨区现场应放置防毒面具、防护服、药品以及相应的专用工具。

25.6.8 氮气吹扫系统应符合设计要求，系统正常运行。

25.6.9 氨区配备完善的消防设施，定期对各类消防设施进行检查与保养，禁止使用过期消防器材。

25.6.10 新建、改造和大修后的脱硝系统应进行性能试验，指标未达到标准的不得验收。

25.6.11 输送液氨车辆在厂内运输应严格按照制定的路线、速度行进，同时输送车辆及驾驶人员应有运输液氨相应的资质及证件等。

25.6.12 锅炉启动时油枪点火、燃油、煤油混烧、等离子投入等工况下，防止催化剂产生堆积可燃物燃烧。

25.7 加强烟气在线连续监测装置运行维护管理

按照环保部颁布的《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》(HJ/T75-2007)及《固定污染源烟气排放连续监测系统技术要求及检测方法》(HJ/T76-2007)标准相关内容执行。

附录引用法律法规和标准规范目录

一、国家法律法规

中华人民共和国安全生产法

中华人民共和国特种设备安全法

中华人民共和国防洪法

中华人民共和国消防法

中华人民共和国道路交通安全法

电力供应与使用条例

生产安全事故报告和调查处理条例

电力安全事故应急处置和调查处理条例

特种设备安全监察条例

水库大坝安全管理条例

中华人民共和国防汛条例

中华人民共和国道路交通安全法实施条例

二、部门规章及规范性文件

公安部令第 61 号机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定

国家安全监管总局令第 30 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 41 号危险化学品生产企业安全生产许可证实施办法

国家电力监管委员会令第 5 号电力二次系统安全防护规定

电力工业部令第 8 号供电营业规则

国家经济贸易委员会令第 30 号电网与电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定

质技监局锅发(1999)202 号锅炉定期检验规则

国质检锅(2003)207 号锅炉压力容器使用登记管理办法

安监总管三(2011)95 号国家安全监管总局关于公布首批重点监督的危险化学品名录的

电监安全(2006)34 号电力二次系统安全防护总体方案

能源安保(1991)709 号电站压力式除氨器安全技术规定.

国能安全(2013)427 号关于防范电力人身伤亡事故的指导意见

150

三、国家标准

GB4387-2008 工业企业厂内铁路、道路运输安全规程

GB4962-2008 氢气使用安全技术规程

GB6441-1986 企业职工伤亡事故分类

GB12145-2008 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量

GB13223-2011 火电厂大气污染物排放标准

GB13395-2008 电力设备带电水冲洗导则

GB15577-2007 粉尘防爆安全规程

GB26164.1-2010 电力安全工作规程第 1 部分; 热力和机械

GB26859-2011 电力安全工作规程电力线路部分

GB26860-2011 电力安全工作规程发电厂和变电站电气部分

GB50016-2006 建筑设计防火规范

GB50058 爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范

GB50116-1998 火灾自动报警系统设计规范

GB50168 电力装置安装工程电缆线路施工及验收规范

GB50172 电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范

GB50183-2004 石油天然气工程设计防火规范

GB50217 电力工程电缆设计规范

GB50229-2006 火力发电厂与变电站设计防火规范

GB50233-2005 110 ~ 500kV 架空送电线路施工及验收规范

GB50351-2005 储油罐区防火堤设计规范

GB50545-2010 110kV ~ 750kV 架空输电线路设计规范

GB50660-2011 大中型火力发电厂设计规范

GB/T6115 电力系统用串联电容器

GB/T7064-2008 隐极同步发电机技术要求

GB/T7894-2009 水轮发电机基本技术条件

GB/T8564-2003 水轮发电机组安装技术规范

GB/T11024 标称电压 1kV 以上交流电力系统用并联电容器

GB/T11805 水轮发电机组自动化元件及其系统基本技术条件

GB/T14285-2006 继电保护和安全自动装置技术规程

GB/T15468-2006 水轮机基本技术条件

GB/T17189-2007 水力机械（水轮机、蓄能泵和水泵水轮机）振动和脉动现场测试规程

GB/T18482-2010 可逆式抽水蓄能机组启动试运行规程

GB/T19963-2011 风电场接入电力系统技术规定

GB/T20043-2005 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程

GB/T20140-2006 透平型发电机定子绕组端部动态特性和振动试验方法及评定

GB/T20269-2006 信息安全技术信息系统安全管理要求

GB/T20834-2007 发电 / 电动机基本技术条件

GB/T26218. 1 ~ 2-2010、GB/T26218. 3-2011 污秽条件下使用的高压绝缘子的选择和尺寸确定

GB/T28570-2012 水轮发电机组状态在线监测系统技术导则

GB/T50065-2011 交流电气装置的接地设计规范

四、电力及相关行业标准

DL612-1996 电力工业锅炉压力容器监察规程

DL647-2004 电站锅炉压力容器检验规程

DL755-2001 电力系统安全稳定导则

DL/T246-2006 化学监督导则

DL/T298-2011 发电机定子绕组端部电晕与评定导则

DL/T364-2010 光纤通道传输保护信息通用技术条件

DL/T393-2010 输变电设备状态检修试验规程

DL/T435-2004 电站煤粉锅炉炉膛防爆规程

DL/T438-2009 火力发电厂金属技术监督规程

DL/T466-2004 电站磨煤机及制粉系统选型导则

DL/T475-2006 接地装置特性参数测量导则

DL/T496-2001 水轮机电液调节系统及装置调整试验导则

DL/T507-2002 水轮发电机组启动试验规程

DL/T516-2006 电力调度自动化系统运行管理规程

DL/T544-2012 电力通信运行管理规程

DL/T547-2010 电力系统光纤通信运行管理规程

DL/T556-1994 水轮发电机组振动监测装置设置导则

DL/T559-2007 220kV ~ 750kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T561-2013 火力发电厂水汽化学监督导则

DL/T563-2004 水轮机电液调节系统及装置技术规程

DL/T578 水电厂计算机监控系统基本技术条件

DL/T584-2007 3kV ~ 110kV 电网继电保护装置运行整定规程

DL/T587-2007 微机继电保护装置运行管理规程

DL/T596-1996 电力设备预防性试验规程

DL/T607 汽轮发电机漏水、漏氢的检验

DL/T616-2006 火力发电厂汽水管道与支吊架维修调整导则

DL/T619 水电厂自动化元件装置及其系统运行维护与检修试验规程

DL/T620-1997 交流电气装置的过电压保护和绝缘配合

DL/T623-2010 电力系统继电保护及安全自动装置运行评价规程

DL/T655-2006 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统在线验收测试规程

DL/T656-2006 火力发电厂汽轮机控制系统在线验收测试规程

DL/T657-2006 火力发电厂模拟量控制系统在线验收测试规程

DL/T658-2006 火力发电厂顺序控制系统在线验收测试规程

DL/T659-2006 火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程

DL/T684-2012 大型发电机变压器继电保护整定计算导则

DL/T705-1999 运行中氢冷发电机用密封油质量标准

DL/T710-1999 水轮机运行规程

DL/T712-2000 火力发电厂凝汽器管选材导则

DL/T724 蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程

DL/T735-2000 大型汽轮发电机绕组端部动态特性的测量及评定

DL/T741-2010 架空输电线路运行规程

DL/T748.4-2001 火力发电厂锅炉机组检修导则第 4 部分：制粉系统检修

DL/T774-2004 火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程

DL/T781 电力用高频开关整流模块

DL/T794-2012 火力发电厂锅炉化学清洗导则

DL/T801-2010 大型发电机内冷却水质及系统技术要求

DL/T805.4-2004 火电厂汽水化学导则第 4 部分：锅炉给水处理

DL/T817-2002 立式水轮发电机检修技术规程

DL/T819-2010 火力发电厂焊接热处理技术规程

DL/T822 水电厂计算机监控系统试验验收规程

DL/T827-2002 灯泡贯流式水轮发电机组启动试验规程

DL/T831-2002 大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则

DL/T869-2012 火力发电厂焊接技术规程

DL/T889-2004 电力基本建设热力设备化学监督导则

DL/T912-2005 超临界火力发电机组水汽质量标准

DL/T924-2005 火力发电厂厂级监控信息系统技术条件

DL/T956-2005 火力发电厂停（备）用热力设备防锈蚀导则

DL/T995-2006 继电保护和电网安全自动装置检验规程

DL/T1009 水电厂计算机监控系统维护规程

DL/T1056-2007 发电厂热工仪表及控制系统技术监督导则

DL/T1083-2008 火力发电厂分散控制系统技术条件

DL/T1091-2008 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统技术规程

DL/T1164-2012 汽轮发电机运行导则

DL/T5000-2000 火力发电厂设计技术规程（第12章热工自动化部分）

DL/T5003-2005 电力系统调度自动化设计技术规程

DL/T5038-2012 灯泡贯流式水轮发电机组安装工艺规程

DL/T5044 电力工程直流系统设计技术规程

DL/T5121-2000 火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程

DL/T5145-2012 火力发电厂制粉系统设计计算技术规定

DL/T5175-2003 火力发电厂热工控制系统设计技术规定

DL/T5182-2004 火力发电厂热工自动化就地设备安装、管路及电缆设计
技术规定

DL/T5190.5-2004 电力建设施工及验收技术规范—第5部分：热工仪表
及控制装置

DL/T5227-2005 火力发电厂辅助系统（车间）热工自动化设计技术规定

DL/T5428-2009 火力发电厂热工保护系统设计技术规定

DL/T5440-2009 重覆冰架空输电线路设计技术规程

AQ3013-2008 危险化学品从业单位安全标准化通用规范

HJ/T75-2007 固定污染源烟气排放连续监测技术规范（试行）

HJ/T76-2007 固定污染源烟气排放连续监测系统技术要求及检测方法
（试行）

JB/T1612 锅炉水压试验技术条件

SY6503-2008 石油天然气工程可燃气体检测报警系统安全技术规范

SY/T0025 石油设施电器装置场所分类

SY/T5858-2004 石油工业动火安全规程

TSGR0003-2007 简单压力容器安全技术监察规程

’ I-SGR0004-2009 固定式压力容器安全技术监察规程

TSGR7001-2013 压力容器定期检验规则

TSGG0001-2012 锅炉安全技术监察规程

Q/DG1-K401-2004 火力发电厂分散控制系统(DGS)技术规范书