



中华人民共和国电力行业标准

DL/T 969 — 2005

变电站运行导则

Guideline of Substation Operation

2005-11-28 发布

2006-06-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 系统运行.....	2
5 倒闸操作.....	4
6 高压电气设备的运行、异常及故障处理.....	5
7 二次设备的运行、异常及故障处理.....	22
8 公用系统的运行、异常及故障处理.....	25
9 运行规程的编制.....	28

前 言

本标准是根据原国家经济贸易委员会《关于下达 2002 年度电力行业标准制定和修订计划的通知》（国经贸电力〔2002〕973 号文）的安排制定的。

变电站是电力系统的重要组成部分，是电网的中枢和节点。变电站的运行工作是保证电力系统安全、可靠、经济运行的基础。为了规范变电运行值班人员进行变电设备运行、操作、异常及故障处理，提高变电站的整体运行水平，特制定《变电站运行导则》。

本标准由中国电力企业联合会标准化中心提出并归口。

本标准委托天津市电力公司负责解释。

本标准负责起草单位：天津市电力公司。

本标准参加起草单位：中国南方电网有限责任公司、华东电网有限公司、东北电网有限公司、西北电网有限公司、广东省广电集团广州供电分公司、湖北省电力公司武汉供电公司。

本标准主要起草人：付艳华、王伟斌、周建国、叶胜峰、刘宝奎、蒋亦兵、丁永福、郭克、蒋琨、单大鹏、赵琦、姚树海、丁燕鸣。

变电站运行导则

1 范围

本导则规定了变电运行值班人员及相关专业人员进行设备运行、操作、异常及故障处理的行为准则。本导则适用于交流 35kV 及以上电压等级的变电站（含发电厂升压站）及监控中心。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- DL 408 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
- DL/T 572—1995 电力变压器运行规程
- DL/T 596—1996 电力设备预防性试验规程
- DL/T 724—2000 电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

- 3.1 拉开、合上（拉、合） Switch off / Switch on**
指对断路器、隔离开关及控制电源的操作。
- 3.2 试停 Try to de-energize**
寻找故障时，将断路器逐一停运。
- 3.3 试送 Try to energize**
寻找故障过程中用断路器给线路送电。
- 3.4 连接片 Link board**
继电保护及安全自动装置二次回路使用的连接板。
- 3.5 投入、退出（投、退） Connect / Disconnect**
指保护连接片的投入、退出。
- 3.6 特巡 Special patrol**
正常巡视以外的巡视。
- 3.7 过热 Over-heat**
超过规定的高温限值。
- 3.8 受总 Load-side circuit breaker**
与变压器直接相连的断路器。
- 3.9 接头 Linkage head**
设备与设备之间连接处的接线板或压接点。
- 3.10 就地 Local**
指在需要操作的设备处。
- 3.11 Z 形变压器（曲折变压器） Z-shape transformer**
在主变压器三角形接线侧，提供一个中性点。其三相绕组接成曲折形，形如“Z”。

3.12 监控中心 **Inspection and control center**

对无人值班或少人值守变电站监视、控制的场所。

4 系统运行

4.1 一般规定

4.1.1 值班人员应经岗位培训且考试合格后方可上岗。应掌握变电站的一次设备、二次设备、直流设备、站用电系统、防误闭锁装置、消防等设备性能及相关线路、系统情况。掌握各级调度管辖范围、调度术语和调度指令。

4.1.2 值班人员应严格执行调度指令，并根据《变电站现场运行规程》的规定进行相应的操作。

4.1.3 新建、改（扩）建的变电站投入运行前应有设备试验报告、调试报告、交接验收报告及竣工图等，设备验收合格并经系统调试合格后方可投入运行。新建变电站投入运行三个月后、改（扩）建的变电站投入运行一个月后，应有经过审批的《变电站现场运行规程》。投运前，可用经过审批的临时《变电站现场运行规程》代替。

4.1.4 新投入运行的主变压器、线路加压后应进行定相，无误后方可带负载或进行并（解）列操作。由于检修或更换设备引起接线变动时，应进行核相。

4.1.5 值班人员在正常倒闸操作和事故处理中，应严格按照调度管辖范围执行指令。值班人员对调度指令产生疑问时，应及时向调度提出，确认无误后再进行操作。

4.1.6 运行设备发生异常或故障时，值班人员应立即报告调度。若发生人身触电、设备爆炸起火时，值班人员可先切断电源进行抢救和处理，然后报告调度。

4.1.7 10kV 小电阻接地系统的运行

4.1.7.1 小电阻接地系统不允许退出接地电阻运行。

4.1.7.2 当 10kV 母线分段运行时，每条母线应有一组接地电阻投入运行。

4.1.7.3 当 10kV 母联断路器在合闸位置时，而其中一条母线的受总断路器在分闸位置时，应投入运行的受总断路器所对应的接地电阻，不允许两组接地电阻长时间并列运行。

4.1.7.4 接地电阻开关的过流、零序保护应投入运行，接地电阻零序保护联跳对应的变压器 10kV 侧的受总断路器保护亦应投入运行。

4.1.7.5 变压器 10kV 侧受总断路器联跳对应接地电阻的保护连接片应投入运行。10kV 母线上运行设备的零序保护均应投入运行。

4.1.8 低频减载装置按调度指令投入运行。

4.2 系统操作要求

4.2.1 系统并（解）列操作

变电站并（解）列操作应按调度指令进行。在自动并列装置失灵时，经调度同意，可手动并列。

4.2.2 有效接地系统变压器中性点接地的操作

4.2.2.1 主变压器中性点接地方式应根据调度要求确定，主变压器中性点接地的操作必须按照调度指令进行。

4.2.2.2 主变压器中性点保护的配置必须满足变压器中性点接地方式的要求，操作时应核对变压器零序保护投运情况。

4.2.2.3 在有效接地系统中，对于中性点不接地运行的变压器，在投入或退出操作前，应将主变压器中性点接地并考虑中性点保护的投入、退出。

4.2.2.4 有效接地系统中，装有自投装置的备用变压器，应将其中性点隔离开关合上。

4.2.3 无功补偿装置的操作

4.2.3.1 并联补偿装置的操作应按照调度指令或无功电压调整原则进行操作。

4.2.3.2 操作并联补偿装置时，不允许并联电抗器与并联电容器同时投入运行。

4.2.3.3 电压和无功调整:

- a) 当母线电压超出允许范围或无功缺乏时, 应进行电压和无功的调整;
- b) 当母线电压合格而容性无功缺乏时, 应投入电容器组, 感性无功缺乏时, 应投入电抗器; 当无功满足要求而电压未达到要求时, 应调整变压器有载调压分接开关;
- c) 当变电站无功和母线电压都达不到要求时, 应保证母线电压在合格范围。

4.3 异常及故障处理

4.3.1 值班人员发现系统异常, 如系统振荡、较大的潮流变化或安全稳定自动装置动作时, 应报告调度并加强监视。

4.3.2 值班人员发现负载超出设备允许范围时, 应报告调度并加强监视。

4.3.3 非全相运行

4.3.3.1 发生非全相运行时, 应立即报告调度, 经调度同意进行处理:

- a) 运行中断路器断开两相时应立即将断路器拉开;
- b) 运行中断路器断开一相时, 可手动试合断路器一次, 试合不成功, 应将断路器拉开。

4.3.3.2 非全相断路器不能拉开或合上时, 可考虑采用旁路断路器与非全相断路器并联、母联断路器与非全相断路器串联及拉开对端断路器等方法, 使非全相断路器退出运行。

4.3.3.3 断路器非全相运行的处理方法及注意事项应列入《变电站现场运行规程》。

4.3.4 非有效接地系统的谐振

4.3.4.1 确认发生谐振后, 应报告调度, 以改变网络参数为原则, 可选择下列方法处理:

- a) 变压器带空载母线时, 可给配电线路送电;
- b) 拉、合电容器组断路器;
- c) 拉、合母联断路器;
- d) 停运充电线路。

4.3.4.2 过电压未消除前禁止靠近避雷器、消弧线圈和电压互感器。

4.3.5 非有效接地系统接地故障

4.3.5.1 单相接地时, 应穿绝缘靴检查站内设备, 不得触及开关柜和金属架构。

4.3.5.2 装有接地选线装置时, 应先将自动查找接地结果报告调度, 听候处理。

4.3.5.3 未装接地选线装置时, 经判定接地故障不在变电站内, 应按调度指令用试停的方法查找接地线路。

4.3.5.4 严禁用隔离开关拉、合系统有接地故障的消弧线圈。

4.3.6 线路断路器跳闸

4.3.6.1 下列情况不得试送:

- a) 全电缆线路;
- b) 调度通知线路有带电检修工作;
- c) 断路器切断故障次数达到规定时;
- d) 低频减载保护、系统稳定装置、联切装置及远动装置动作后跳闸的断路器。

4.3.6.2 单电源的重要线路, 重合闸未动作或无重合闸, 应经调度同意, 试送一次, 并将试送结果报告调度。

4.3.6.3 内桥接线的变电站, 在一回进线运行而另一回进线备用的方式下, 若运行线路跳闸, 互投装置失灵或无互投装置, 经调度同意, 合上另一回线路的断路器; 若两回进线运行而母联断路器在备用的方式下, 发生一回进线跳闸, 自投装置失灵或无自投装置, 经调度同意, 合上母联断路器。

4.3.6.4 线路故障越级跳闸, 应先隔离故障元件, 再恢复供电。

4.3.7 变电站全停故障

4.3.7.1 变电站全停故障的处理:

- a) 全面检查继电保护动作信号、断路器位置、表计指示及直流系统情况，并报告调度；
- b) 恢复站用电，确保直流系统完好。

4.3.7.2 变电站全停故障的注意事项：

- a) 利用备用电源恢复供电时，应考虑其负载能力和保护整定值，防止过负载和保护误动作。必要时，只恢复站用电和部分重要用户的供电；
- b) 防止非同期并列，防止向有故障的电源线路反送电。

4.3.7.3 电网故障造成变电站全停时，检查确认站内设备正常，若电容器断路器已在拉开位置，则其他一次设备不作任何操作，报告调度，等候指令。

4.3.7.4 站内故障造成变电站全停时，应尽快隔离故障点，恢复站用电，检查各线路有无电压，按调度指令处理事故。

5 倒闸操作

5.1 一般规定

5.1.1 倒闸操作应根据调度指令和《变电站现场运行规程》的规定进行，无调度指令不得改变调度范围内运行设备的状态。

5.1.2 变电站可自行操作的设备，由当值值班长下达操作指令。

5.1.3 被批准有接令权的当值值班人员可以接受调度指令。发布、接受操作任务应复诵，互报单位、姓名，使用规范术语。

5.1.4 倒闸操作按规定填写操作票，操作前进行模拟预演。填票人员应明确操作任务和操作顺序，掌握运行方式及设备状态，操作票应由具有审核资格的人员审核合格后执行。

5.1.5 倒闸操作由两人进行，一人操作，一人监护。单人值班变电站倒闸操作按 DL 408 的相关规定执行。

5.1.6 每张操作票只能填写一个操作任务，严禁颠倒操作顺序，严禁跳项操作。操作过程中，不得进行与操作无关的工作。

5.1.7 操作过程中遇有事故时，应停止操作，报告调度；遇有疑问时，应询问清楚无误后，再进行操作。

5.1.8 在变压器的并（解）列操作中，应检查各侧断路器分、合位置及各侧负载的分配情况。

5.1.9 继电保护及安全稳定自动装置连接片的操作应按《变电站现场运行规程》或调度指令执行。新设备首次投入的保护连接片操作，值班人员应在继电保护专业人员的指导下进行。继电保护与一次设备联动试验时，值班人员应与专业人员共同进行，并采取防止误动、误碰的措施。

5.1.10 拉、合电压互感器前，应考虑所带继电保护装置和安全稳定自动装置的相应操作。

5.1.11 对于无人值班站的计划性操作，调度应将操作任务和操作顺序提前通知操作人员。

5.1.12 新设备首次送电或设备检修后，值班人员在送电操作前应进行现场检查。

5.2 技术原则

5.2.1 拉、合隔离开关前，应检查断路器位置正确。

5.2.2 操作中不得随意解除防误闭锁装置。

5.2.3 隔离开关机构故障时，不得强行拉、合。误合或者误拉隔离开关后严禁将其再次拉开或合上。

5.2.4 停电操作应按断路器、负载侧隔离开关、电源侧隔离开关的顺序进行；送电时，顺序与此相反。

5.2.5 倒母线时，母联断路器应在合闸位置，拉开母联断路器控制电源，然后按“先合上、后拉开”的原则进行操作。

5.2.6 母线充电时，应先将电容器组退出运行，带负载后根据电压情况投入电容器组；对于没有串联电抗器的电容器组，当两段母线并列运行时，只投入一段母线的电容器组，若需投入另一段母线的电容器组时，应征得调度同意，将母联断路器拉开。

5.2.7 旁路母线投入前，应在保护投入的情况下用旁路断路器对旁路母线试充电一次。

- 5.2.8 装有自投装置的母联断路器在合闸前，应将该自投装置退出运行。
- 5.2.9 倒闸操作中，严禁通过电压互感器、站用变压器的低压线圈向高压线圈送电。
- 5.2.10 用断口带并联电容的断路器拉、合装有电磁型电压互感器的空载母线时，应先将该电压互感器停用。
- 5.2.11 具备并列条件的站用变压器，并列前应先将其高压侧并列；不同电压等级的站用电系统，转移负载时，低压侧负载应先拉后合。
- 5.2.12 用母联断路器给母线充电前，应将充电保护投入；充电后，退出充电保护。
- 5.2.13 下列情况不得进行遥控操作：
- a) 控制回路故障；
 - b) 操动机构压力异常；
 - c) 监控信息与实际不符。
- 5.2.14 雷雨天气，严禁在室外进行设备的倒闸操作。系统有接地时严禁进行消弧线圈倒分头的操作。
- 5.2.15 远方操作的“远方—就地”选择开关应在“远方”位置。
- 5.2.16 无人值班变电站，以下操作在遥信正确无误时，可不派人到现场核查：
- a) 拉、合断路器操作；
 - b) 组合电器设备的断路器及隔离开关操作；
 - c) 遥调操作。

6 高压电气设备的运行、异常及故障处理

6.1 一般规定

- 6.1.1 电气设备应满足装设地点运行工况。
- 6.1.2 电气设备应按有关标准和规定装设保护、测量、控制和监视装置。
- 6.1.3 电气设备外壳应有接地标志，连接良好，接地电阻合格。
- 6.1.4 电气设备应有完整的铭牌、规范的运行编号和名称，相色标志明显，其金属支架、底座应可靠接地。
- 6.1.5 在非正常运行方式、高峰负载和恶劣天气时应进行特巡。新装或检修后投入的设备及存在缺陷的设备应进行特巡。
- 6.1.6 电气设备应定期带电测温。
- 6.1.7 变压器并列的条件：
- a) 电压比相等；
 - b) 连接组别相同；
 - c) 阻抗电压值相等。

6.2 油浸式变压器

6.2.1 一般规定

- 6.2.1.1 用熔断器保护变压器时，熔断器性能应满足系统短路容量、灵敏度和选择性的要求。
- 6.2.1.2 装有气体继电器的油浸式变压器，箱壳顶盖无升高坡度者（制造厂规定不需安装坡度者除外），安装时应使顶盖沿气体继电器方向有 1.00%～1.50% 的升高坡度。
- 6.2.1.3 新安装、大修后的变压器投入运行前，应在额定电压下做空载全电压冲击合闸试验。加压前应将变压器全部保护投入。新变压器冲击五次，大修后的变压器冲击三次。第一次送电后运行时间 10min，停电 10min 后再继续第二次冲击合闸。
- 6.2.1.4 三绕组变压器，高压或中压侧开路运行时，应将开路运行线圈的中性点接地，并投入中性点零序保护。任一侧开路运行时，应投入出口避雷器、中性点避雷器或中性点接地。
- 6.2.1.5 备用变压器应按 DL/T 596—1996 的规定进行预试。

6.2.1.6 运行中的变压器遇有下列工作或情况时，由值班人员向调度申请，将重瓦斯保护由跳闸位置改投信号位置：

- a) 带电滤油或加油；
- b) 变压器油路处理缺陷及更换潜油泵；
- c) 为查找油面异常升高的原因须打开有关放油阀、放气塞；
- d) 气体继电器进行检查试验及在其继电保护回路上进行工作，或该回路有直流接地故障。

6.2.1.7 变压器在受到近区短路冲击后，宜做低电压短路阻抗测试或用频响法测试绕组变形，并与原始记录比较，判断变压器无故障后，方可投运。

6.2.1.8 变压器储油柜油位、套管油位低于下限位置或见不到油位时，应报告主管部门。

6.2.1.9 无励磁调压变压器变换分接开关后，应检查锁紧装置并测量绕组的直流电阻和变比。

6.2.1.10 如制造厂无特殊规定，变压器压力释放阀宜投信号位置。

6.2.1.11 夏季前，对强油风冷变压器的冷却器进行清扫。

6.2.1.12 绝缘油应满足本地区最低气温的要求。不同牌号的油及不同厂家相同牌号的油在混合使用前，应做混油试验。

6.2.1.13 油浸式变压器最高顶层油温一般不超过表 1 的规定（制造厂有规定的按制造厂规定执行）。

表 1 油浸式变压器顶层油温一般规定值 ℃

冷却方式	冷却介质最高温度	最高顶层油温
油浸自冷、油浸风冷	40	95
强油风冷	40	85
强迫油循环水冷	30	70

6.2.1.14 有载调压装置：

- a) 过负载时禁止调压，或按制造厂规定执行；
- b) 参照制造厂规定和设备状态确定检修周期；
- c) 新装或大修后的有载调压开关，应在变压器空载运行时，在电压允许的范围内用电动操动机构至少操作一个循环，各项指示应正确，电压变动正常，极限位置的电气闭锁可靠，方可调至调度指定的位置运行。
- d) 变压器并联运行时，分接头电压应尽量接近，其调压操作应逐级和同步进行。

6.2.1.15 冷却系统：

- a) 油浸风冷变压器风扇的投、退应按制造厂的规定执行，若制造厂无明确规定，应按负载电流达到额定电流的 70% 以上或变压器顶层油温高于 65℃ 时应启动变压器风扇的原则掌握；
- b) 强油风冷系统必须有两个独立且能自动切换的工作电源并能手动或自动切换；强油风冷系统失电后，变压器温度不超过规定值的措施应写入《变电站现场运行规程》；
- c) 正常运行时，一般不允许同时投入全部冷却装置，应逐台依次投入，避免油流静电现象。冷却装置的投、退应按制造厂的规定，写入《变电站现场运行规程》。

6.2.2 巡视检查

6.2.2.1 新投或大修后的变压器运行前检查：

- a) 气体继电器或集气盒及各排气孔内无气体；
- b) 附件完整安装正确，试验、检修、二次回路、继电保护验收合格、整定正确；
- c) 各侧引线安装合格，接头接触良好，各安全距离满足规定；
- d) 变压器外壳接地可靠，钟罩式变压器上下体连接良好；
- e) 强油风冷变压器的冷却装置油泵及油流指示、风扇电动机转动正确；

- f) 电容式套管的末屏端子、铁心、变压器中性线接地点接地可靠;
- g) 变压器消防设施齐全可靠, 室内安装的变压器通风设备完好;
- h) 有载调压装置升、降操作灵活可靠, 远方操作和就地操作正确一致;
- i) 油箱及附件无渗漏油现象, 储油柜、套管油位正常, 变压器各阀门位置正确;
- j) 防爆管的呼吸孔畅通, 防爆隔膜完好, 压力释放阀的信号触点和动作指示杆应复位;
- k) 核对有载调压或无励磁调压分接开关位置; 检查冷却器及气体继电器的阀门应处于打开位置, 气体继电器的防雨罩应严密。

6.2.2.2 日常巡视检查:

- a) 变压器的油温和温度计应正常, 储油柜的油位应与温度标界相对应, 各部位无渗油、漏油, 套管油位应正常, 套管外部无破损裂纹、无严重油污、无放电痕迹及其他异常现象;
- b) 变压器的冷却装置运转正常, 运行状态相同的冷却器手感温度应相近, 风扇、油泵运转正常, 油流继电器工作正常, 指示正确;
- c) 变压器导线、接头、母线上无异物, 引线接头、电缆、母线无过热;
- d) 压力释放阀、安全气道及其防爆隔膜应完好无损;
- e) 有载分接开关的分接位置及电源指示应正常;
- f) 变压器室的门、窗、照明完好, 通风良好, 房屋不漏雨;
- g) 变压器声响正常, 气体继电器或集气盒内应无气体;
- h) 各控制箱和二次端子箱无受潮, 驱潮装置正确投入; 吸湿器完好, 吸附剂干燥;
- i) 根据变压器的结构特点在《变电站现场运行规程》中补充检查的其他项目。

6.2.2.3 定期巡视检查:

- a) 消防设施应完好;
- b) 各冷却器、散热器阀门开闭位置应正确;
- c) 进行冷却装置电源自动切换试验;
- d) 各部位的接地完好, 定期测量铁心的接地电流;
- e) 利用红外测温仪检查高峰负载时的接头发热情况;
- f) 贮油池和排油设施应保持良好状态, 无堵塞、无积水;
- g) 各种温度计在检定周期内, 温度报警信号应正确可靠;
- h) 冷却装置电气回路各接头螺栓每年应进行检查。

6.2.2.4 下列情况应进行特殊巡视检查:

- a) 有严重缺陷时;
- b) 变压器过负载运行时;
- c) 高温季节、高峰负载期间;
- d) 雷雨季节, 特别是近区域有雷电活动时;
- e) 新投入或经过大修、改造的变压器在投运 72h 内;
- f) 气象突变(如大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等)时。

6.2.3 异常及故障处理

6.2.3.1 下列异常应报告调度及主管部门并加强监视:

- a) 设备接头过热;
- b) 轻瓦斯保护动作;
- c) 变压器内部出现异常声响;
- d) 变压器漏油致使油位下降。

6.2.3.2 油温异常:

- a) 检查校验温度测量装置;

- b) 检查变压器冷却装置和变压器室的通风情况及环境温度;
- c) 检查变压器的负载和绝缘油的温度, 并与相同情况下的数据进行比较;
- d) 变压器在各种超额定电流方式下运行, 若顶层油温超过 105°C 时, 应立即降低负载。在正常负载和冷却条件下, 变压器温度不正常并不断上升, 则认为变压器已发生内部故障, 应立即将变压器停运。

6.2.3.3 过负载:

- a) 有严重缺陷的变压器和薄绝缘变压器不准超过额定电流运行;
- b) 超额定电流方式下运行时, 若顶层油温超过 105°C 时, 应立即降低负载, 应将过负载的数值、持续时间、顶层油温和环境温度以及冷却装置运行情况报告调度并记入变压器技术档案;
- c) 各类负载状态下的电流和温度限值, 应遵守制造厂有关规定, 若无制造厂规定时, 可按 DL/T 572—1995 相关规定执行。

6.2.3.4 有载调压装置失灵:

- a) 调压装置在电动调压过程中发生“连动”时应立即拉开调压装置电源, 如分接开关在过渡状态, 可手动摇至就近的分接开关档位;
- b) 在调压过程中发现分接指示器变化, 而电压无变化时, 禁止进行调压操作;
- c) 单相有载调压变压器其中一相分接开关不同步时, 应立即在分相调压箱上将该相分接开关调至所需位置, 若该相分接开关拒动, 则应将其他相调回原位。

6.2.3.5 油浸风冷装置故障

油浸风冷变压器失去全部风扇时, 顶层油温不超过 65°C , 允许带负载运行。当顶层油温超过 65°C 而风扇不能恢复时, 应立即报告调度。

6.2.3.6 强油风冷装置故障:

- a) 工作电源故障时, 应立即检查冷却系统的运行情况, 找出故障原因并及时排除, 恢复正常运行;
- b) 当工作、备用或辅助冷却器出现故障时, 应及时处理。具体步骤应写入《变电站现场运行规程》;
- c) 当发出“辅助、备用冷却器控制电源失电”信号时, 应检查辅助、备用冷却器控制回路的空气断路器或熔断器有无异常, 如无明显故障点, 可试送一次, 若故障仍不能排除, 应报告处理;
- d) 强油风冷变压器, 当冷却系统故障切除全部冷却器时, 允许带额定负载运行 20min。如 20min 后顶层油温尚未达到 75°C , 允许上升到 75°C , 但这种情况下的最长运行时间不得超过 1h。

6.2.3.7 瓦斯保护动作:

- a) 瓦斯保护信号动作时, 应立即对变压器进行检查, 如气体继电器内有气体, 则应记录气量, 观察气体颜色, 并将检查结果报告主管部门;
- b) 瓦斯保护动作跳闸后, 立即报告调度和主管部门, 原因不清, 未排除故障不得试送。应重点考虑下列因素:
 - 1) 压力释放阀动作情况;
 - 2) 吸湿器是否阻塞;
 - 3) 必要的电气试验及油、气分析;
 - 4) 继电保护装置及二次回路有无故障;
 - 5) 是否发生穿越性故障, 继电器触点误动;
 - 6) 变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象。

6.2.3.8 差动保护动作:

- a) 检查差动保护范围内的设备短路烧伤痕迹;
- b) 有无明显反映故障性质的异常现象;
- c) 瓦斯及压力释放阀动作情况;
- d) 变压器其他继电保护装置的动作情况;

e) 必要的电气试验及油、气分析。

6.2.3.9 变压器有下列情况之一者，应立即报告调度申请停运，若有运用中的备用变压器，应首先考虑将其投入运行：

- a) 套管有严重的破损和放电现象；
- b) 防爆管或压力释放阀启动喷油，变压器冒烟着火；
- c) 变压器声响明显增大，且可听见内部有爆裂或放电声；
- d) 严重漏油或喷油，使油面下降到低于油位计的指示限度；
- e) 在正常负载和冷却的条件下，因非油温计故障引起的变压器上层油温异常且不断升高。

6.3 干式变压器

6.3.1 干式变压器除遵守油浸式变压器的相关规定外，还应遵守以下规定：

6.3.1.1 绕组温度达到温控器超温值时，应发出“超温”报警信号，绕组温度超过极限值时，应自动跳开电源断路器。

6.3.1.2 定期检查变压器冷却系统及风机的紧固情况，风道是否畅通。

6.3.1.3 变压器室内通风良好，环境温度满足技术条件要求。

6.3.1.4 绕组温度高于温控器启动值时，应自动启动风机。

6.3.1.5 干式变压器投运前应投入保护和温度报警。

6.3.1.6 巡视检查干式变压器不得越过遮栏。

6.3.1.7 定期更换冷却装置的润滑脂。

6.3.1.8 定期进行变压器单元的清扫。

6.3.1.9 定期进行测温装置的校验。

6.3.2 巡视检查

6.3.2.1 接地应可靠。

6.3.2.2 风冷装置应正常。

6.3.2.3 温控器温度指示应正常。

6.3.2.4 变压器外表应无裂痕、无异物。

6.3.2.5 检查变压器室内通风装置应正常。

6.3.2.6 接头无过热。

6.3.3 异常及故障处理

6.3.3.1 差动保护动作

检查差动保护范围内的设备，在未查明原因消除故障前不得将变压器投入运行。

6.3.3.2 超温跳闸处理：

- a) 检查各侧受总断路器在分闸位置；
- b) 检查变压器线圈有无异常和变形、过热现象；
- c) 检查温控柜风机运行情况、超温报警显示、超温跳闸指示灯是否正常；
- d) 若确认是由于热敏电阻及温控柜二次回路故障造成误动，应在消除故障后，恢复变压器的运行。

6.3.3.3 干式变压器（气体绝缘变压器除外）在应急情况下允许的最大短时过载时间应遵守制造厂的规定，如干式变压器无厂家规定数据，可按表 2 规定的数值执行。

表 2 干式变压器过载能力表

过载 %	20	30	40	50	60
允许时间 min	60	45	32	18	5

6.4 气体绝缘变压器

除遵守油浸式变压器的相关规定外，还应参照制造厂说明书将运行要求写入《变电站现场运行规程》。

6.5 电抗器

6.5.1 一般规定

6.5.1.1 电抗器应满足安装地点的最大负载、工作电压等条件的要求。正常运行中，串联电抗器的工作电流不大于其 1.3 倍额定电流。

6.5.1.2 电抗器接地应良好，干式电抗器的上方架构和四周围栏应避免出现闭合环路。

6.5.1.3 油浸式电抗器的防火要求参照油浸式变压器的要求执行，室内油浸式电抗器应有单独间隔，应安装防火门并有良好通风设施。

6.5.2 干式电抗器巡视检查

6.5.2.1 电抗器线圈绝缘层完好，相色正确清晰。

6.5.2.2 电抗器周围及风道整洁，无铁磁性杂物。

6.5.2.3 支架无裂纹，线圈无松散变形，垂直安装的电抗器无倾斜。

6.5.2.4 各连接部分接触良好，无过热。

6.5.2.5 引线线夹处连接良好。

6.5.2.6 外表无开裂，无放电痕迹。

6.5.2.7 使用红外热成像或红外测温仪监测异常温升及局部热点。

6.5.2.8 防雨措施良好。

6.5.3 油浸式电抗器除按油浸式变压器的相关要求外，还应检查：

- a) 线圈震动噪声无异音；
- b) 瓷质套管部分无裂纹破损现象；
- c) 局部温升、上层油温正常，无渗漏油。

6.5.4 异常及故障处理

6.5.4.1 下列情况应报告调度和有关部门：

- a) 电抗器保护动作跳闸；
- b) 干式电抗器表面放电；
- c) 电抗器倾斜严重，线圈膨胀变形或接地；
- d) 电抗器内部有强烈的放电声，套管出现裂纹或电晕现象；
- e) 油浸式电抗器轻瓦斯动作，油温超过最高允许温度，压力释放阀喷油冒烟；
- f) 电抗器振动和噪声异常增大。

6.5.4.2 并联电抗器过负载时，应报告调度，并记录电抗器电流、系统电压和顶层油温。

6.6 断路器

6.6.1 一般规定

6.6.1.1 分、合闸指示器应指示清晰、正确。

6.6.1.2 断路器应有动作次数计数器，计数器调零时应作累计统计。

6.6.1.3 端子箱、机构箱箱内整洁，箱门平整，开启灵活，关闭严密，有防雨、防尘、防潮、防小动物措施。电缆孔洞封堵严密，箱内电气元件标志清晰、正确，螺栓无锈蚀、松动。

6.6.1.4 应具备远方和就地操作方式。

6.6.1.5 每年对断路器安装地点的母线短路电流与断路器的额定短路开断电流进行一次校核。断路器允许开断故障次数写入《变电站现场运行规程》。

6.6.1.6 应按制造厂规定投、退驱潮装置和保温装置。

6.6.1.7 定期对断路器的端子箱、操作箱、机构箱清扫及通风。

6.6.1.8 油断路器应有便于观察的油位指示器和上、下限油位监视线，运行中油面位置符合制造厂规定；其绝缘油牌号应满足本地区最低气温要求。

6.6.1.9 新投入或更换灭弧室的真空断路器应检测真空压力，已运行的断路器应配合预防性试验检测真空压力，不合格应及时更换；安装在电容器室内的真空断路器应采用远方操作；真空断路器允许开断次数按制造厂规定和设备实际情况确定，当触头磨损累计超过厂家规定，应安排更换。

6.6.1.10 定期检查断路器有无漏气点；按规程要求检测 SF₆ 气体含水量；装于地下或要依靠通风装置保持空气流通的 SF₆ 设备室内，必要时在入口处人身高度位置安装 SF₆ 气体泄漏报警器和氧气含量报警器。

6.6.1.11 长期处于备用状态的断路器应定期进行分、合操作检查。在低温地区还应采取防寒措施和进行低温下的操作试验。

6.6.1.12 对操动机构的要求：

- a) 气动操动机构在低温季节应采取保温措施，防止控制阀结冰；
- b) 液压操动机构及采用差压原理的气动机构应具有防失压“慢分”装置并配有防“慢分”卡具；
- c) 电磁操动机构严禁用手力杠杆或千斤顶的办法带电进行合闸操作；
- d) 液压或气动机构，应有压力安全释放装置。

6.6.1.13 断路器的机械脱扣方法应写入《变电站现场运行规程》。

6.6.2 巡视检查

6.6.2.1 各种类型断路器应检查的内容：

- a) 均压电容器无渗漏；
- b) 无异味、无异常响声；
- c) 分、合闸位置与实际运行工况相符；
- d) 引线应无松股、断股、过紧、过松等异常情况；
- e) 操作箱、机构箱内部整洁，箱门关闭严密；
- f) 引线、端子接头等导电部位接触良好，试温蜡片及红外测温无异常；
- g) 套管、绝缘子无裂痕，无闪络痕迹；
- h) 监视油断路器油位，油断路器开断故障后，应检查油位、油色变化；
- i) 防雨罩和多油断路器套管根部的围屏牢固，无锈蚀和损坏；
- j) 真空断路器的绝缘支持物清洁无损，表面无放电、电晕等异常现象；
- k) SF₆ 断路器气体压力应正常；管道无漏气声；安装于室内的 SF₆ 断路器通风设施完好。

6.6.2.2 液压机构重点检查：

- a) 机构箱内无异味、无积水、无凝露；
- b) 液压机构的压力在合格范围之内；
- c) 油箱油位正常，工作缸储压筒及各阀门管道无渗漏油；
- d) 无打压频繁现象，油泵动作计数器指示无突增，驱潮装置正常。

6.6.2.3 弹簧机构的储能电动机电源或熔断器应在合上位置，“储能位置”信号显示正确；机械位置应正常；机构金属部分无锈蚀；储能电动机行程开关触点无卡涩和变形，分、合闸线圈无冒烟异味。

6.6.2.4 气动机构的空压机润滑油油色、油位正常，安全阀良好；空压机启动后运转应正常，无异常声响和过热现象；压缩空气系统气压正常，气泵动作计数器指示无突增，驱潮装置正常。

6.6.3 异常及故障处理

6.6.3.1 有下列情况之一，应报告调度并采取措施退出运行：

- a) 引线接头过热；
- b) 多油断路器内部有爆裂声；
- c) 套管有严重破损和放电现象；

- d) 油断路器严重漏油, 看不见油位;
- e) 少油断路器灭弧室冒烟或内部有异常声响;
- f) 空气、液压机构失压, 弹簧机构储能弹簧损坏;
- g) SF₆ 断路器本体严重漏气, 发出操作闭锁信号;
- h) 油断路器的油箱内有异声或放电声, 线卡、接头过热。

6.6.3.2 SF₆ 气体压力突然降低, 发出分、合闸闭锁信号时, 严禁对该断路器进行操作; 进入开关室内应提前开启排风设备, 必要时佩戴防毒面具。

6.6.3.3 真空断路器合闸送电时, 发生弹跳现象应停止操作, 不得强行试送。

6.6.3.4 当断路器所配液压机构打压频繁或突然失压时应申请停电处理, 必须带电处理时, 在未采取可靠防慢分措施前, 严禁人为启动油泵。

6.7 气体绝缘金属封闭电器

6.7.1 一般规定

6.7.1.1 严防外逸气体侵袭的意外事故:

- a) 当 SF₆ 泄露报警时, 未采取安全措施前, 不得在该场所停留;
- b) 对值班、检修人员出入的装有 SF₆ 设备的场所, 应定期通风, 通风时间不少于 15min;
- c) 进入电缆沟或低凹处工作时, 应测含氧量及 SF₆ 气体浓度, 合格后方可进入。

6.7.1.2 防止接触电势危害人身:

- a) 操作时, 禁止人员在设备外壳上停留;
- b) 运行中气体绝缘金属封闭开关外壳及构架的感应电压不应超过 36V, 其温升不应超过 30K。

6.7.1.3 运行中应记录断路器切断故障电流的次数和电流数值; 定期记录动作计数器的数值。

6.7.1.4 设备气体管道有符合规定的颜色标示, 在现场应配置与实际相符的 SF₆ 系统模拟图和操作系统图, 应标明气室分隔情况、气室编号, 汇控柜上有本间隔的主接线示意图。设备各阀门上应有接通或截止的标示。

6.7.2 巡视检查

6.7.2.1 接地应完好。

6.7.2.2 各类箱门关闭严密, 加热器、驱潮器工作正常。

6.7.2.3 无异常声响或异味。

6.7.2.4 各种压力表、油位计的指示正确。

6.7.2.5 断路器、避雷器的动作计数器指示正确。

6.7.2.6 压力释放装置防护罩无异常, 其释放出口无障碍物。

6.7.2.7 无漏气、漏油。

6.7.2.8 现场控制盘上各种信号指示、控制开关的位置正确。

6.7.2.9 外壳、支架等无锈蚀、损伤。

6.7.2.10 通风系统、断路器、隔离开关及接地开关的位置指示正确, 并与实际运行工况相符。

6.7.2.11 各类配管及阀门无损伤、锈蚀, 开闭位置正确, 管道的绝缘法兰与绝缘支架良好。

6.7.3 定期检查

6.7.3.1 检查接地装置。

6.7.3.2 检查各种外露连杆的紧固情况。

6.7.3.3 断路器的最低动作压力与动作电压试验。

6.7.3.4 清扫气体绝缘金属封闭开关外壳, 对压缩空气系统排污。

6.7.3.5 检查或校验压力表、压力开关、密度继电器或密度压力表。

6.7.3.6 检查传动部位及齿轮等的磨损情况, 对传动部件添加润滑剂。

6.7.3.7 对操动机构进行维修检查, 处理漏油、漏气等缺陷。

6.7.4 异常及故障处理

6.7.4.1 有下列情况之一者应立即报告调度，申请停运：

- a) 设备外壳破裂或严重变形、过热、冒烟；
- b) 防爆隔膜或压力释放器动作。

6.7.4.2 运行中发生 SF₆ 气体泄漏时，应进行如下处理：

- a) 以发泡液法或气体检漏仪对管道接口、阀门、法兰罩、盆式绝缘子等进行漏气部位查找；
- b) 确认有泄漏，将情况报告调度并加强监视；
- c) 发出“压力异常”、“压力闭锁”信号时，应检查表计读数，判断继电器或二次回路有无误动；
- d) 如确认气体压力下降发出“压力异常”信号，应对漏气室及其相关连接的管道进行检查；在确认泄漏气室后，关闭与该气室相连接的所有气室管道阀门，并监视该气室的压力变化，尽快采取措施处理。如确认气体压力下降发出“压力闭锁”信号且已闭锁操作回路，应将操作电源拉开，并锁定操动机构，立即报告调度。

6.7.4.3 SF₆ 气体大量外泄，进行紧急处理时的注意事项：

- a) 工作人员进入漏气设备室或户外设备 10m 内，必须穿防护服、戴防护手套及防毒面具；
- b) 室内开启排风装置 15min 后方可进入；
- c) 在室外应站在上风处进行工作。

6.7.4.4 储能电动机有下列情况之一，应停用并检查处理：

- a) 打压超时；
- b) 压缩机超温；
- c) 机体内有撞击异声；
- d) 电动机过热、有异声、异味或转速不正常。

6.8 高压开关柜

6.8.1 一般规定

6.8.1.1 具备五防功能，操作时按照联锁条件进行。

6.8.1.2 柜体正面有主接线图；柜体前后标有设备名称和运行编号，柜内一次电气回路有相色标识，电缆孔洞封堵严密。

6.8.1.3 小车开关推入“运行”位置前应释放断路器操动机构的能量，推入“运行”位置后应检查是否已到位并锁定；小车开关拉出在“试验”位置应完全锁定；任何时候均不准将小车开关置于“试验”与“运行”位置之间的自由位置上；小车开关拉出后，活门隔板应完全关闭；每次推入手推式开关柜之前，应检查相应断路器的位置，严禁在合闸位置推入手车。

6.8.1.4 当环境湿度低于设备允许运行湿度时，应开启驱潮装置；当环境温度低于设备允许运行温度时，应开启保温装置。

6.8.1.5 配合停电检查绝缘部件及灭弧室外壳、二次接线、机构箱辅助触点、活门隔板，二次插头应无氧化、变形现象。

6.8.2 巡视检查

6.8.2.1 开关柜屏上指示灯、带电显示器指示应正常，操作方式选择开关、机械操作把手投切位置应正确，驱潮加热器工作应正常。

6.8.2.2 屏面表计、继电器工作正常，无异声、异味及过热现象。

6.8.2.3 柜内设备正常；绝缘子完好，无破损。

6.8.2.4 柜内应无放电声、异味和不均匀的机械噪声。

6.8.2.5 柜体、母线槽应无过热、变形、下沉，各封闭板螺丝应齐全，无松动、锈蚀，接地应牢固。

6.8.2.6 油断路器油位、油色应正常；真空断路器灭弧室应无漏气，灭弧室内屏蔽罩如为玻璃材料的表面应呈金黄色光泽，无氧化发黑迹象；SF₆ 断路器气体压力应正常；瓷质部分及绝缘隔板应完好，无闪

络放电痕迹，接头及断路器无过热。

6.8.2.7 断路器操动机构应完好，直流接触器无积尘，二次端子无锈蚀。

6.8.2.8 接地牢固可靠，封闭性能及防小动物设施应完好。

6.8.2.9 断路器事故跳闸后或过负载运行时，增加下列检查：

- a) 油断路器有无喷油、冒烟，油色、油位是否正常，接头及载流导体有无过热；
- b) 真空断路器有无异响、异常辉光，外壳有无裂纹或闪络现象；
- c) 各支持绝缘子有无破损，绝缘拉杆有无断裂、变形、移位；
- d) SF₆ 断路器气体压力无异常；
- e) 操动机构分闸弹簧、缓冲器有否松脱、断裂、变位；
- f) 机构分、合闸指示应正确，分、合闸线圈有无冒烟、过热，跳闸铁心应复原，一字联臂及合闸滚轮位置正常。

6.8.3 异常及故障处理

6.8.3.1 发生下列情况应立即报告调度，申请将断路器停运：

- a) 电流互感器故障；
- b) 电缆头故障；
- c) 支持绝缘子爆裂；
- d) 接头严重过热；
- e) 断路器缺相运行；
- f) 油断路器严重缺油、SF₆ 断路器严重漏气、真空断路器灭弧室故障。

6.8.3.2 开关柜发生故障时，应及时对高压室进行事故排风。

6.8.3.3 开关柜因负载增长引起内部温升过高时，应加强监视、作好开关柜的通风降温，必要时应减负载。

6.9 隔离开关

6.9.1 一般规定

6.9.1.1 隔离开关导电回路长期工作温度不宜超过 80℃。

6.9.1.2 用隔离开关可以进行如下操作：

- a) 拉、合系统无接地故障的消弧线圈；
- b) 拉、合无故障的电压互感器、避雷器或空载母线；
- c) 拉、合系统无接地故障的变压器中性点的接地开关；
- d) 拉、合与运行断路器并联的旁路电流；
- e) 拉、合空载站用变压器；
- f) 拉、合 110kV 及以下且电流不超过 2A 的空载变压器和充电电流不超过 5A 的空载线路，但当电压在 20kV 以上时，应使用户外垂直分合式三联隔离开关；
- g) 拉、合电压在 10kV 及以下时，电流小于 70A 的环路均衡电流。

6.9.2 巡视检查

6.9.2.1 电气及机械联锁装置应完整可靠；隔离开关的辅助转换开关应完好。

6.9.2.2 构架底座应无变形、倾斜、变位，接地良好。

6.9.2.3 支持绝缘子应清洁、完整、无破损、无裂纹和放电痕迹。

6.9.2.4 触头接触良好，各部分螺丝、边钉、销子齐全紧固。

6.9.2.5 操动机构箱内无鸟巢、无锈蚀，扣锁应牢固，内部整洁，关闭严密，接地良好，机械传动部位润滑良好。

6.9.2.6 接头无过热、无变色、无氧化、无断裂、无变形。

6.9.3 异常及故障处理

6.9.3.1 当隔离开关拉不开时，不得强行操作。

6.9.3.2 运行中隔离开关支柱绝缘子断裂时，严禁操作此隔离开关，应立即报告调度停电处理。

6.9.3.3 操作配置接地开关的隔离开关，当发现接地开关或断路器的机械联锁卡涩不能操作时，应立即停止操作并查明原因。

6.9.3.4 发现隔离开关触头过热、变色，应报告调度。

6.9.3.5 隔离开关合上后，触头接触不到位，应采取下列方法处理：属单相或差距不大时，可采用相应电压等级的绝缘棒调整处理；属三相或单相差距较大时，应停电处理。

6.9.3.6 隔离开关拉、合闸时如发现卡涩，应检查传动机构，找出原因并消除后方可进行操作。

6.9.3.7 隔离开关的电动机电源应在拉、合操作完毕后断开，当电动操作不能进行拉、合时应停止操作，查明原因后再操作。

6.10 互感器

6.10.1 一般规定

6.10.1.1 电压互感器二次侧严禁短路，电流互感器二次侧严禁开路，备用的二次绕组应短路接地，电容型绝缘的电流互感器末屏、电容式电压互感器未接通信结合设备的端子均应可靠接地。

6.10.1.2 中性点非有效接地系统，电压互感器一次中性点应接地，为防止谐振过电压，宜在一次中性点或二次回路装设消谐装置。

6.10.1.3 35kV 及以下的电压互感器一次侧熔断器熔断时，应查明原因，不得擅自增大熔断器容量。

6.10.1.4 停用电压互感器前应注意下列事项：

- a) 防止继电保护和安全稳定自动装置发生误动；
- b) 将二次回路主熔断器或自动开关断开，防止电压反送。

6.10.1.5 新更换或检修后互感器投运前，应进行下列检查：

- a) 检查一、二次接线相序、极性是否正确；
- b) 测量一、二次线圈绝缘电阻；
- c) 测量保险器、消谐装置是否良好；
- d) 检查二次回路有无开路或短路；
- e) 零序电流互感器铁心不应与架构或其他导磁体直接接触。

6.10.1.6 若保护与测量共用一个电流互感器二次绕组，当在表计回路工作时，应先将表计回路端子短接，防止开路或误将保护装置退出。

6.10.1.7 分别接在两段母线上的电压互感器，二次侧并列前应先将一次侧并列。

6.10.1.8 停运一年及以上的互感器应按 DL/T 596—1996 试验检查合格后，方可投运。

6.10.2 巡视检查

6.10.2.1 外绝缘表面应清洁、无裂纹及放电痕迹。

6.10.2.2 油位、油色、SF₆ 气体压力应正常，呼吸器应畅通，吸潮剂无潮解变色。

6.10.2.3 无异常震动、异常响声及异味，外壳、阀门和法兰无渗漏油、漏气。

6.10.2.4 二次引线接触良好，接头无过热，温度正常，接地可靠。

6.10.2.5 底座、支架牢固，无倾斜变形，金属部分无严重锈蚀。

6.10.2.6 防爆阀、膨胀器应无渗漏油或异常变形。

6.10.2.7 干式互感器表面应无裂纹和明显的老化、受潮现象。

6.10.3 异常及故障处理

6.10.3.1 互感器发生下列情况之一应立即报告调度，停电处理：

- a) 瓷套有裂纹及放电；
- b) 油浸式互感器严重漏油；
- c) 互感器有焦糊味并有烟冒出；

- d) 压力释放装置、膨胀器动作;
- e) 声音异常, 内部有放电声响;
- f) SF₆ 气体绝缘互感器严重漏气;
- g) 干式互感器出现严重裂纹、放电;
- h) 经红外测温检查发现内部有过热现象;
- i) 电压互感器一次侧熔断器连续熔断;
- j) 电容式电压互感器分压电容器出现渗油。

6.10.3.2 当发现电流互感器二次侧开路时, 应设法在该互感器附近的端子处将其短路, 并进行分段检查。如开路点在电流互感器出口端, 应停电处理。

6.10.3.3 互感器内部发生异响, 大量漏油, 冒烟起火时, 应迅速撤离现场, 报告调度用断路器切断故障, 严禁用拉开隔离开关或取下熔断器的办法将故障电压互感器停用。

6.10.3.4 非有效接地系统发生单相接地时, 电压互感器的运行时间一般不得超过 2h, 且应监视电压互感器的发热程度。

6.10.3.5 系统发生单相接地或产生谐振时, 严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉、合互感器。

6.10.3.6 严禁就地用隔离开关或高压熔断器拉开有故障的电压互感器。

6.11 避雷器与接地装置

6.11.1 一般规定

6.11.1.1 应定期对设备接地装置进行检查测试, 满足动、热稳定和接地电阻要求。

6.11.1.2 雷雨季节到来前, 应完成预防性试验。

6.11.1.3 35kV 及以上氧化锌避雷器应定期测量并记录泄漏电流, 检查放电动作情况。

6.11.1.4 变压器中性点应装有两根与地网不同处相连的接地引下线, 重要设备及设备架构等宜有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线, 每根接地引下线均应符合热稳定要求, 连接引线应便于定期进行检查测试。

6.11.2 巡视检查

6.11.2.1 接地引下线无锈蚀、无脱焊。

6.11.2.2 避雷器一次连线良好, 接头牢固, 接地可靠。

6.11.2.3 内部无放电响声, 放电计数器和泄漏电流监测仪指示无异常, 并比较前后数据变化。

6.11.2.4 避雷器外绝缘应清洁完整、无裂纹和放电、电晕及闪络痕迹, 法兰无裂纹、锈蚀、进水。

6.11.2.5 遇有雷雨、大风、冰雹等特殊天气, 应及时进行下列检查:

- a) 引线摆动情况;
- b) 计数器动作情况;
- c) 计数器内部是否进水;
- d) 接地线有无烧断或开焊;
- e) 避雷器、放电间隙的覆冰情况。

6.11.3 异常及故障处理

6.11.3.1 避雷器有下列情况之一者应立即报告调度, 申请退出运行:

- a) 绝缘瓷套有裂纹;
- b) 发生爆炸或接地时;
- c) 内部声响异常或有放电声;
- d) 运行电压下泄漏电流严重超标。

6.12 并联补偿装置

6.12.1 电容器

6.12.1.1 一般规定:

- a) 运行中的电容器组三相电流应基本平衡。电容器组应装设内部故障保护装置。装有单台熔断器的电容器其熔断器安装角度应正确，熔丝额定电流应为电容器额定电流的 1.43~1.55 倍，每台电容器应有表示其安装位置的编号；
- b) 单台容量大于 1600kvar 的集合式电容器应装有压力释放装置并能可靠动作；较大容量的集合式电容器组应装设气体继电器；
- c) 新安装的电力电容器组应进行各种容量组合的谐波测试和投切试验；
- d) 电容器的连续运行电压不得大于 $1.05U_n$ ，其允许最高工频电压和相应的持续时间，可按表 3 规定的数值执行；

表 3 电容器允许最高工频电压和相应的持续时间

工频过电压 V	最大持续时间	说明
$1.10U_n$	长期	指长期过电压的最高值应不超过 $1.10U_n$
$1.15U_n$	每 24h 中 30min	系统电压的调整与波动
$1.20U_n$	5min	轻负载时电压升高
$1.30U_n$	1min	

- e) 户内安装的电容器应有良好的防尘和通风装置；
- f) 电容器室应符合防火要求，室外电容器组应配有专用消防器材；
- g) 在接触停运的电容器端子前，必须进行放电处理。

6.12.1.2 巡视检查：

- a) 电容器组在允许电压下运行；
- b) 电容器内部无异音，电容器外壳和软连接端子无过热，无膨胀变形和渗漏油；
- c) 集合式电容器油位、油温、压力指示正常，吸湿器无潮解；
- d) 熔断器熔丝完好，安装角度正常、弹簧无锈蚀损坏、指示牌在规定位置；
- e) 瓷质部分清洁、无裂纹、无放电；
- f) 保护回路与监视回路完好并全部投入；
- g) 电容器架构牢固，无锈蚀，接地良好；
- h) 电容器无异味，串联电抗器和放电回路正常完好；
- i) 电容器室通风良好，室温不超过设备允许工作温度。

6.12.1.3 异常及故障处理：

- a) 电容器组保护动作后，应对电容器进行检测，确认无故障后方可再投入运行；
- b) 电容器爆炸、起火而未跳闸时，应立即将电容器组退出运行；
- c) 自动投切的电容器组，发现自动装置失灵时，应将其停用，改为手动并报告有关部门；
- d) 母线失压时，联切未动作或无联切装置时，应立即手动将电容器组退出运行；
- e) 电容器本身温度超过制造厂规定时，应将其退出运行；
- f) 电容器组发现如下异常时，应停运并报告调度和上级有关部门：
 - ① 电容器声响异常；
 - ② 瓷质部分破损、放电；
 - ③ 三相电流不平衡度在 10% 以上；
 - ④ 电容器外壳膨胀变形，严重漏油；
 - ⑤ 电容器引线接头过热；
 - ⑥ 集合式电容器已看不见油位，压力异常。

6.13 绝缘子、母线及引线

6.13.1 一般规定

- 6.13.1.1 母线应有调度编号和相位标志。
- 6.13.1.2 根据污秽等级的变化采取防污闪措施。
- 6.13.1.3 支撑式硬母线瓷质部分应按周期进行耐压、探伤试验。
- 6.13.1.4 支撑式硬母线瓷质部分应满足安装地点短路故障的最大动稳定要求。
- 6.13.1.5 悬式瓷质绝缘子和多元件针式瓷质支持绝缘子应定期监测零值和探伤试验。
- 6.13.1.6 设备接头在运行中最大允许发热和温升，可按表 4 规定的数值执行。

表 4 设备接头在运行中允许温度和温升 ℃

接头结构	最大允许发热温度	环境温度为 40℃ 时的允许温升
铜、铝无镀层	80	40
铜、铝有镀层（搪锡）	90	50
铜镀银	105	65
铜编织线	75	35

6.13.2 巡视检查

- 6.13.2.1 构架、绝缘子等设备接地应完好。
- 6.13.2.2 硅橡胶复合绝缘子无鸟粪、无脱胶。
- 6.13.2.3 设备接头无过热、无氧化、无异常。
- 6.13.2.4 多股导线无松散、无伤痕和断股。
- 6.13.2.5 三相导线弛度应适中，管型母线无异常。
- 6.13.2.6 设备金具应牢固，伸缩接头应正常。
- 6.13.2.7 雨雾天气观察设备放电情况和雪天设备融雪情况。
- 6.13.2.8 硬母线应平直不弯曲，固定金具与母线之间应有间隙。
- 6.13.2.9 发生短路故障后，检查硬母线有无变形和其他异常现象。
- 6.13.2.10 绝缘子、套管无裂纹和破损。设备标志正确、相色正确清晰。

6.13.3 异常及故障处理

- 6.13.3.1 硬母线有变形情况时，应找出变形的原因。
- 6.13.3.2 接头温度明显升高，应视为异常，要重点监视，并采取转移负载或申请停电处理。
- 6.13.3.3 绝缘子表面有裂纹，应报告调度，并加强监视。
- 6.13.3.4 母线发生短路故障后，应检查母线上各绝缘子、穿墙套管、母线、引线等设备有无异常和放电痕迹，并报告调度。

6.14 耦合电容器及阻波器

6.14.1 一般规定

- 6.14.1.1 耦合电容器的电容值应符合安装地点工况要求。
- 6.14.1.2 耦合电容器本体渗油，应按危急缺陷上报处理。
- 6.14.1.3 阻波器内部的电容器、避雷器应完整，连接良好，固定可靠。
- 6.14.1.4 运行中的耦合电容器，接地隔离开关应在拉开位置，人员不得触及刀口和引线。
- 6.14.1.5 阻波器的载流量应满足最大负载的要求，引下线不应过松或过紧，接头接触良好。
- 6.14.1.6 检修耦合电容器之前，应合上短路接地隔离开关，该隔离开关的操作应在耦合电容器无故障时进行。

6.14.1.7 继电保护装置与通信设备共用一台耦合电容器时，应分别安装短路接地隔离开关。

6.14.2 巡视检查

6.14.2.1 耦合电容器本体和抽取装置无渗油、放电和异响。

6.14.2.2 耦合电容器、短路接地隔离开关绝缘子部分无裂痕放电现象。

6.14.2.3 耦合电容器二次电压抽取装置、放电间隙和避雷器工作正常。

6.14.2.4 耦合电容器接线正确，引线接头牢固，接地线接地良好，短路接地隔离开关位置符合运行要求。

6.14.2.5 阻波器内无鸟巢、引线无断股，吊挂或固定牢固。

6.14.2.6 落地式阻波器防护遮栏安全可靠，接地良好。

6.14.3 异常及故障处理

6.14.3.1 发现下列异常应及时报告调度，听候处理：

- a) 耦合电容器渗漏油；
- b) 耦合电容器瓷质部分破裂；
- c) 耦合电容器、阻波器内部有异响或放电声；
- d) 悬挂式阻波器导线严重断股。

6.14.3.2 当耦合电容器内部有放电声或异常响声增大时，应远离设备，及时报告调度将其退出运行。

6.14.3.3 发现阻波器导线接头过热时，应及时通知调度减负载，必要时停电处理。

6.15 消弧线圈

6.15.1 一般规定

6.15.1.1 非自动调节的消弧线圈倒分头后，应测量直阻。

6.15.1.2 消弧线圈二次电压回路应安装熔断器。

6.15.1.3 消弧线圈只有在系统无接地故障时方可进行拉、合操作，雷雨天气时禁止用隔离开关拉、合消弧线圈。

6.15.1.4 自动补偿的消弧线圈，当自动失灵时，应改为手动调整。

6.15.1.5 消弧线圈倒换分头或有检修工作时，一次侧应有明显断开点并验电、接地。

6.15.1.6 当系统发生接地时，禁止使用消弧线圈小电流表。

6.15.1.7 消弧线圈分头位置应在模拟图上予以标示，指示位置应与消弧线圈分头实际位置一致。

6.15.1.8 当系统发生连续性接地时，消弧线圈允许运行 2h 或按设备铭牌规定的时间运行。

6.15.1.9 带有消弧线圈运行的主变压器需要停电时，应先停消弧线圈，后停变压器；送电时先投入变压器再投入消弧线圈。

6.15.1.10 为避免线路跳闸后发生串联谐振，宜采用过补偿方式运行。运行中，消弧线圈的端电压超过相电压 15% 时信号装置动作，应立即报告调度，查找接地点。

6.15.1.11 过补偿运行方式下，增加线路长度应先调高消弧线圈的分头后再投入线路，减少线路时，应先将线路停运再调低消弧线圈的分头；欠补偿运行方式下，当增加线路长度时应先调低消弧线圈的分头再投入线路，当减少线路时，应先调高消弧线圈的分头。

6.15.1.12 中性点位移电压超过 50% 额定相电压或不对称电流超过表 5 规定的数值时，禁止用隔离开关投、停消弧线圈。

表 5 不对称电流数值表

系统额定电压 kV	3~6	10	35	66	110
接地电流值 A	30	20	10	5	3

6.15.2 巡视检查

6.15.2.1 油温应正常。

6.15.2.2 内部无异响。

6.15.2.3 吸潮剂无潮解。

6.15.2.4 设备标志正确、清晰。

6.15.2.5 套管应清洁无破损和裂纹。

6.15.2.6 引线接触牢固，接地线良好。

6.15.2.7 油面正常，无渗油、漏油现象。

6.15.2.8 消弧线圈固定遮栏安全可靠，接地良好。

6.15.3 异常及故障处理

6.15.3.1 消弧线圈冒烟起火时，应将其退出运行并迅速进行灭火。

6.15.3.2 发现消弧线圈有下列异常现象时，应报告调度，申请将消弧线圈退出运行：

a) 上层油温超过 95℃；

b) 套管严重破损和闪络；

c) 内部有异响或放电声。

6.15.3.3 消弧线圈发出动作信号或发生谐振时，应记录动作时间，中性点电压、电流，三相电压的变化，并及时报告调度。

6.16 小电阻接地装置

6.16.1 一般规定

6.16.1.1 Z 形变压器及电阻柜：

a) 对 Z 形变压器和电阻柜应定期进行清扫检查、测量接地是否良好；

b) Z 形变压器和中性点电阻柜都是高压电器设备，在巡视检查、运行维护、倒闸操作时应遵守 DL 408；

c) 电阻柜室温度及湿度应满足设备的要求。

6.16.1.2 变压器投入运行前，应先将 Z 形变压器投入。退出时，顺序相反。

6.16.1.3 一套接地装置停运时，允许两段母线共用一套接地装置。

6.16.1.4 中性点接地装置投入前，应先投入相应的零序保护。

6.16.1.5 当用旁路断路器代替馈线断路器运行时，旁路断路器的零序保护应投入。

6.16.1.6 配合停电，测量接地电阻的电阻值。

6.16.1.7 中性点分别经 Z 形变压器接地的两段 10kV 母线，在倒闸操作或故障异常运行方式下，允许短时并列运行。

6.16.1.8 10kV 中性点经 Z 形变压器接地装置投入运行后，若要改为中性点不接地方式运行，应经调度同意。

6.16.2 巡视检查

6.16.2.1 Z 形变压器巡视检查可参照变压器巡视检查项目进行。

6.16.2.2 电阻柜巡视检查：

a) 支持绝缘子无闪络、无裂纹；

b) 接地电阻连接良好，无异常；

c) 电阻柜应无异声、异味及过热现象；

d) 零序电流互感器一、二次接线正确，外观良好；

e) 中性点及电阻柜外壳接地应良好，接地线无断开和锈蚀。

6.16.3 异常及故障处理

6.16.3.1 电阻接地装置发生故障应立即将其退出运行。

6.16.3.2 系统发生单相接地故障时，应检查 Z 形变压器的一次接线和接头过热情况，电阻柜接线是否烧断。

6.16.3.3 运行中变压器受总断路器因零序保护动作跳闸，应记录各种信号、保护动作情况，并查明原因，进行处理。

6.17 电力电缆

6.17.1 一般规定

6.17.1.1 电缆终端处应有明显的相位标志，并标明电缆线号、起止点。变电站内电缆夹层、竖井、电缆沟（电缆隧道）内的电缆应外包防火阻燃带或使用防火阻燃护套电缆。

6.17.1.2 电力电缆不宜过负载运行，必要时可过负载 10%，但持续时间不应超过 1h。

6.17.1.3 电缆沟道与站内电缆夹层间应设有防火、防水隔墙。

6.17.1.4 电力电缆至开关柜和设备间，穿过楼层或隔墙时应有封堵措施。

6.17.1.5 电缆隧道和电缆沟内应有排水设施，电缆隧道、电缆沟内无积水，无杂物。

6.17.1.6 配合停电对电缆终端进行清扫。对于污秽严重，可能发生污闪的，应及时停电清扫。

6.17.1.7 备用电缆应视停用时间按 DL/T 596—1996 进行试验，合格后方可投入。

6.17.2 巡视检查

6.17.2.1 电缆外护套应无破损。

6.17.2.2 电缆金属护套接地良好，接头无过热，电缆外表无过热，电缆无渗漏油。

6.17.2.3 电缆终端无异响、异味。

6.17.2.4 电缆套管无裂纹、积污、闪络。

6.17.2.5 电缆运行时的电流不超过允许值。

6.17.2.6 充油电缆的油压正常，油压表电接点完好，油压报警装置完好。

6.17.2.7 电缆支架牢固，无松动现象，无严重锈蚀，接地良好。

6.17.2.8 引入室内的电缆孔封堵严密，电缆支架应牢固，接地良好。

6.17.2.9 电缆终端清洁，无绝缘剂（绝缘混合物）渗漏，无过热、放电现象，引出线紧固可靠、无松动、断股，引线无变形，带电距离符合规定。

6.17.3 异常及故障处理

6.17.3.1 发现下列情况应报告调度：

- a) 电缆过负载；
- b) 电缆终端与母线连接点过热；
- c) 充油电缆终端压力异常发出报警信号；
- d) 电缆终端接地线、护套损坏或其他外观异常；
- e) 电缆终端外绝缘破损或充油电缆终端严重渗漏油。

6.17.3.2 下列情况，应报告调度，申请停运：

- a) 电缆出线与母线连接点严重过热；
- b) 电缆出线与母线连接点套管严重破裂；
- c) 电缆出线与母线连接点大量漏胶或冒烟；
- d) 电缆绝缘损坏造成单相接地；
- e) 电缆头内部有异响或严重放电；
- f) 电缆着火或水淹至电缆终端头绝缘部分危及安全时；
- g) 110kV、220kV 充油电缆油压下降低于规定值时。

6.17.3.3 电缆着火或电缆终端爆炸的处理：

- a) 立即切断电源；
- b) 用干式灭火器进行灭火；

- c) 室内电缆故障, 应立即启动事故排风扇;
- d) 进入发生事故的电缆层(室) 应使用空气呼吸器。

7 二次设备的运行、异常及故障处理

7.1 一般规定

- 7.1.1 高压设备投运时, 必须投入相应的二次设备。
- 7.1.2 二次设备的工作环境应满足设备运行要求。
- 7.1.3 运行中的保护装置应按照调度指令投入和退出, 并由值班人员进行操作。继电保护和安全稳定自动装置第一次投入及运行中改变定值, 值班人员应与调度核对定值。
- 7.1.4 设备带负载后, 需做带负载试验的保护应分别进行试验。试验结果正确后, 报告调度。
- 7.1.5 继电保护和自动装置动作后, 应检查装置动作情况, 先记录, 后复归保护信号, 并应报告调度。
- 7.1.6 在二次回路上的工作应有有效的防误动、防误碰保安措施。
- 7.1.7 对站用电、直流系统操作前, 应对受影响的继电保护、自动装置、监控系统等二次设备做好措施。
- 7.1.8 避免在继电保护装置、监控工作站、工程师站、前置机、信号采集屏附近从事剧烈振动的工作, 必要时申请停用有关保护。装有微机型的保护装置、安全稳定自动装置、监控装置的室内及邻近的电缆层内禁止使用无线通信设备。

7.2 继电保护及安全稳定自动装置

7.2.1 一般规定

- 7.2.1.1 二次回路各元件、电缆及其标志、连接走向应符合设计规范要求。
- 7.2.1.2 值班人员每天应对中央信号进行试验, 不能随意停用中央信号系统。
- 7.2.1.3 继电保护及安全稳定自动装置回路的双向投入连接片应与继电保护及安全稳定自动装置的运行位置相对应。
- 7.2.1.4 若二次回路中的电源熔断器熔断, 经查找无明显故障, 可试送一次, 若再次熔断, 未查明原因前不得再试送。
- 7.2.1.5 发生断路器越级跳闸或二次回路引起的误动作跳闸, 应考虑将无故障部分恢复供电; 未跳闸断路器或误跳闸断路器及相应二次回路保持原状, 待查明原因, 再行处理。
- 7.2.1.6 继电保护及安全稳定自动装置应有《变电站现场运行规程》。
- 7.2.1.7 继电保护装置在运行中出现异常信号且不能复归, 应报告调度申请将异常装置退出运行。

7.2.2 系统保护

- 7.2.2.1 线路两侧的纵联保护必须同时投入跳闸或信号位置。任一侧纵联保护的收发信机及通道出现异常时, 或任一侧断路器代路时纵联保护通道不能临时切换至代路断路器时, 应将两侧该套纵联保护退出运行。
- 7.2.2.2 线路停电时, 纵联保护可以不停。线路送电后及纵联保护由信号位置改投跳闸位置前, 值班人员应对专用保护通道进行对试。通道对试出现不正常情况时, 必须立即报告调度, 申请将该保护装置停用。
- 7.2.2.3 恶劣天气下应加强纵联通道的对试, 并做好记录。
- 7.2.2.4 接于母线电压互感器的距离保护装置采集的电压, 必须与一次设备在同一母线上; 一次设备倒母线时, 必须保证所采集的电压与被保护一次设备在同一母线上。
- 7.2.2.5 振荡闭锁或负序增量元件动作不返回或反复动作时, 可不将该距离保护改投信号位置, 但应立即报告调度和相关部门。
- 7.2.2.6 双回线停一回时, 双回线平衡保护一般可不退出运行, 但断路器检修除外。
- 7.2.2.7 双回线(包括带有双T接负载的双回线) 当其中一回线的一侧断路器断开运行时, 应将双回线平衡保护退出运行。

7.2.2.8 双回线当一侧用母联断路器或旁路断路器代路时，应将代路侧的双回线平衡保护停用。

7.2.3 元件保护

7.2.3.1 运行中变压器本体、有载调压的重瓦斯保护应投入跳闸位置。

7.2.3.2 运行中禁止两套差动保护装置同时退出运行，禁止重瓦斯保护和差动保护同时退出。

7.2.3.3 母差保护停运校验，必须先退出各路跳闸连接片、失灵启动连接片和重合闸放电连接片。

7.2.3.4 母差保护与失灵保护有共用回路时，在失灵保护回路上工作，应将失灵、母差保护退出。

7.2.3.5 倒闸操作后或巡视检查时，应认真检查电压互感器电压切换继电器的指示与隔离开关所在母线相一致。

7.2.3.6 母联电流相位比较的双母线差动保护投入“非选择”位置的规定，应纳入《变电站现场运行规程》。

7.2.3.7 全电流比较原理的母线差动保护允许断开母联断路器运行。

7.2.3.8 母联兼旁路断路器代线路时，应将母差保护倒单母线运行，并将代路断路器启动失灵保护连接片及跳闸连接片投入。专用旁路断路器代线路时应将该断路器的启动失灵保护连接片及跳闸连接片投入。

7.2.3.9 失灵保护装置本身有工作时，必须将失灵保护本身的连接片全部退出。某断路器的保护装置回路有停电工作时，必须将本回路启动失灵保护的连接片退出，防止断路器失灵保护误动。

7.2.3.10 当一条母线运行，另一条母线停运时，失灵保护电压不能自动切换的应将停运母线对应的失灵保护电压闭锁连接片退出。

7.2.3.11 失灵保护动作后应断开拒动断路器的直流电源，检查其连接母线；若无电压，拉开拒动断路器的母线侧隔离开关，退出失灵保护连接片，并报告调度。

7.2.3.12 正常运行方式短引线保护不投入时，其跳闸连接片应打开。

7.2.4 安全稳定自动装置

7.2.4.1 重合闸装置

当线路的一端重合闸投检同期时，另一端重合闸应投检无压。当双电源线路改为单电源运行时，原为检同期方式运行的应改投检无压运行。重合闸投入方式为检同期时，当断路器跳闸后，发现重合闸装置未动，断路器也未重合时，应待 30s 后，再复归操作把手；停用重合闸的相关规定，应列入《变电站现场运行规程》。

7.2.4.2 当装有自投装置的断路器需要停电时，应先退出自投装置。

7.2.4.3 低频、低压减载装置的有关运行规定，应写入《变电站现场运行规程》。

7.2.4.4 故障录波器应长期投入运行。故障录波器的有关运行规定，应写入《变电站现场运行规程》。

7.3 微机监控系统

7.3.1 监控系统正常巡视检查的主要内容：

- a) 打印机工作情况；
- b) 装置自检信息正常；
- c) 不间断电源（UPS）工作正常；
- d) 装置上的各种信号指示灯正常；
- e) 运行设备的环境温度、湿度符合设备要求；
- f) 显示屏、监控屏上的遥信、遥测信号正常；
- g) 对音响及与五防闭锁等装置通信功能进行必要的测试。

7.3.2 监控系统设备因故停运或出现严重缺陷时，应立即报告调度。

7.3.3 发生监控系统拒绝执行操作命令时，应立即停止操作，检查自身操作步骤是否正确，如确认无误，方可进行手动操作。

7.3.4 发生监控系统误动时，应立即停止一切与微机监控系统有关的操作，并立即报告调度。

7.4 仪表及计量装置

7.4.1 电测仪表、电能表的规格应与互感器相匹配。设备变更时应及时修正表计量程、倍率和极限值。电磁式电流表应以红线标明最小元件极限值。电能计量倍率应有标示。

7.4.2 新建和改建变电站的仪表及计量装置在投运前应检查其型号、规格、计量单位标志、出厂编号应与计量检定证书和技术资料的内容相符。

7.4.3 各种测量、计量仪表指示正常，且与一次设备的运行工况相符。

7.4.4 计量设备变更时应及时修正表计量程、倍率和极限值。

7.5 远动装置

7.5.1 一般规定

7.5.1.1 远动装置的两条通道，应是独立通道。通道传输数据的质量应达到标准。

7.5.1.2 远动装置投运后，应定期校核遥测的准确度及遥信的正确性，其遥控、遥调功能检测可与一次设备同步进行，并做记录。

7.5.1.3 自动化系统的各类软件，应由专业人员负责进行维护，定期检查、测试、分析软件的运行稳定性和各功能的实际情况。

7.5.1.4 远动装置检验周期和项目、轮换和维护，应根据各设备的具体要求和各地编制的维护管理规定进行。对运行不稳定的设备加强监视检查，不定期的进行检验，同时应做好远动装置日可用率、事故遥信年动作正确率、遥测月合格率、遥控月正确动作率的分析与统计。

7.5.1.5 应将监控系统不间断电源、逆变装置电源系统、操作员机、远动终端装置、电能量采集装置、光端机的运行注意事项编入《变电站现场运行规程》。

7.5.1.6 远动设备的各部分电源、熔断器、保安接地应符合安装技术标准，采用独立接地网，应测试接地电阻。接地装置每年雷雨季节前应检查一次。

7.5.2 远动维护注意事项

7.5.2.1 变电站高压设备、保护、直流、仪表等装置改造完毕，恢复远动二次接线后，应进行相关远动试验。并根据设备变更情况及时更改远动装置的显示图形和设备运行参数。

7.5.2.2 遥控装置应设有防误动作的技术措施。当此措施失去作用时，不得进行遥控操作。

7.5.2.3 更换远动装置、综合自动化装置后，应进行遥控、遥测试验方可投入运行。远动装置改变参数后，应对有关设备进行远动试验。

7.5.2.4 远动装置应采用双电源供电方式。失去主电源时，备用电源应能可靠投入。

7.5.3 异常及故障处理

7.5.3.1 远动装置故障影响监控功能时，按危急缺陷处理。

7.5.3.2 双机监控系统单机运行时，不宜过长，应及时恢复双机运行。

7.5.3.3 当通信通道中断时，如有备用通道应立即投入运行，若无备用通道或短时无法恢复时，无人值班站应增加巡视次数和巡视时间。必要时恢复有人值班。

7.5.3.4 在远动装置上工作，若变电站发生异常情况，不论与本职工作有无关系，均应停止工作，保持现状。查明与远动工作及远动设备无关时，经值班人员同意后，方可继续工作。

7.6 防误闭锁装置

7.6.1 凡有可能引起误操作、误入带电间隔的高压电气设备，均应装设防误闭锁装置。

7.6.2 防误闭锁装置，应与主设备同时投入。一次设备变更时，应同时变更相应的防误闭锁装置。

7.6.3 防误闭锁装置的缺陷应按主设备缺陷对待。需长时间退出时，须经本单位主管部门领导批准。

7.6.4 电气操作时防误装置发生异常，应立即停止操作，经当值值班长确认操作无误后，应履行“解锁”审批手续，专人监护，可“解锁”操作。因工作需要必须使用解锁工具时，也应履行审批手续，在专人监护下使用。

7.6.5 新安装的微机监控防误系统必须对其进行逐项的闭锁功能验收。

7.6.6 装带电显示装置运行要求应按 DL 408 相关规定执行。运行中应监视其完好。

7.6.7 采用计算机监控系统时，远方、就地操作均应具备五防闭锁功能。若具有前置机操作功能的，亦应具备此功能。

7.6.8 无人值班站采用在集控站配置中央监控防误闭锁时，应具有对受控站的远方防止误操作的功能。

7.6.9 严禁在微机防误专用计算机上进行其他工作。

8 公用系统的运行、异常及故障处理

8.1 直流系统

8.1.1 一般规定

8.1.1.1 直流母线电压允许在额定电压 $\pm 10\%$ 范围内变化，直流母线对地的电阻值和绝缘状态应保持良好的。

8.1.1.2 直流系统应避免仅有充电装置直接带直流负载运行的方式。

8.1.1.3 直流回路不可环路运行，在环路中间应有断开点。

8.1.1.4 两组蓄电池的直流系统可短时间并列运行，并列前两侧母线电压应调整一致；由一组蓄电池通过并、解列接代另一组蓄电池的负载时，禁止在有接地故障的情况下进行。

8.1.1.5 蓄电池的选用应保证整组电池特性一致。

8.1.1.6 不同类型的蓄电池不宜放在一个蓄电池室内。

8.1.1.7 蓄电池的使用环境应保持干燥，宜有良好的通风采暖措施，室内温度宜经常保持在 $5^{\circ}\text{C}\sim 30^{\circ}\text{C}$ 。

8.1.1.8 发生直流接地故障应尽快处理，需停用继电保护、自动装置时，应经调度同意。

8.1.1.9 运行中的蓄电池组严禁退出。直流系统使用的直流断路器应有自动脱扣功能，总熔断器断开时，应能发出信号。

8.1.1.10 改变直流系统运行方式的操作，应执行《变电站现场运行规程》规定。

8.1.1.11 新安装的直流装置，投运前应作交接试验，试运行 72h 后，方可正式投入运行。

8.1.1.12 无人值班变电站直流母线电压值应能远传，直流系统接地、直流母线电压异常、充电装置故障及蓄电池出口熔断器断开等报警信号应能远传。

8.1.1.13 充电装置的精度、纹波系数、效率、噪声和均流不平衡度应满足运行要求。

8.1.1.14 充电装置应具有限流功能，限流值整定范围为直流输出额定值的 $50\%\sim 105\%$ ，当母线或出线支路发生短路时，应具有短路保护功能，其整定值为额定电流的 115% 。

8.1.1.15 充电装置应具有过流、过压、欠压、绝缘监察、交流失压、交流缺相等保护措施，当发生上述现象时，应能及时发出声、光报警信号。

8.1.2 巡视检查

8.1.2.1 交流输入电压，充电装置输出的电压、电流值，直流母线电压、蓄电池组的端电压值，浮充电流值应正常。小电流表测试有指示，无过充或欠充情况。

8.1.2.2 直流装置上的各种信号灯，音响报警装置，自动调压装置及微机监控器工作状态正常。

8.1.2.3 运行中的直流母线对地电阻值应不小于 $10\text{M}\Omega$ ，定期检查正、负母线对地绝缘值。用直流接地选检装置进行自检和绝缘监察。

8.1.2.4 蓄电池室内室温正常，照明设备完好，排风系统运行正常，室内无强烈异味。

8.1.2.5 蓄电池接头无腐蚀、过热，有防止接头氧化措施。蓄电池应清洁无漏液，电解液液面位置正常，蓄电池外壳无变形。蓄电池的消氢帽、防酸帽清洁。

8.1.2.6 铅酸蓄电池极板无弯曲、变形、断裂，极板间隔离物无脱落，无爬碱现象。

8.1.2.7 定期测试铅酸蓄电池的电压、电解液比重，并做记录。

8.1.3 运行维护

8.1.3.1 蓄电池组正常运行应以浮充电方式运行。

8.1.3.2 防酸蓄电池组浮充电压值一般控制为 $(2.15\text{V} \sim 2.17\text{V}) \times N$ 。GFD 防酸蓄电池组浮充电压值可控制在 $2.23\text{V} \times N$ 。

8.1.3.3 阀控蓄电池组宜控制为 $(2.23\text{V} \sim 2.28\text{V}) \times N$ 。均衡充电电压值宜控制为 $(2.30\text{V} \sim 2.35\text{V}) \times N$ (N 为蓄电池组中电池的个数)。

8.1.3.4 铬镍电池的浮充电压值，可参照 DL/T 724—2000 的相关要求执行。

8.1.3.5 个别落后的防酸蓄电池，应通过均衡充电的方法进行处理，不允许长时间保留在蓄电池组中运行，若处理无效应更换。

8.1.3.6 定期对蓄电池组进行清洁，导线的连接应安全可靠，严禁将蓄电池短路。

8.1.3.7 防酸蓄电池在定期充、放电过程中不可加蒸馏水。

8.1.3.8 蓄电池组均匀补充电时，室内的电热器应停用，充电后强制排风 2h，方可投入电热器。

8.1.3.9 新安装或大修后的阀控蓄电池组，应进行全核对性放电试验，以后每隔 2~3 年进行一次核对性试验，阀控蓄电池运行 6 年后，应每年进行一次核对性放电试验。

8.1.3.10 当用大电流进行充、放电时，禁止使用浮充电流检测按钮。

8.1.3.11 多台高频开关电源模块并机工作时，其均流不平衡度应不大于 $\pm 5\%$ 。

8.1.3.12 微机监控充电装置电源的电压、频率、波形应符合装置技术条件。设备场所环境满足设备工作要求。

8.1.3.13 微机监控充电装置投入运行后，不能随意改动整定参数。若在运行中控制失灵，可重新修改程序和重新整定，若达不到需要的运行方式，可启动手动操作，将微机监控充电装置退出运行。

8.1.4 异常及故障处理

8.1.4.1 直流接地故障处理：

- a) 直流接地时，应禁止在直流回路上工作，首先检查是否由于人员误碰造成接地；
- b) 有直流接地选检装置的变电站，直流接地必须进行复验，确定接地回路，再进行重点查找。
- c) 按下列原则查找接地点：
 - ① 在直流回路上操作的同时发生直流系统接地，应首先在该回路查找接地点；
 - ② 先查找事故照明、信号回路、充电机回路，后查找其他回路；
 - ③ 对于操作和保护电源不分开站，应首先查找主合闸，后查找操作回路，对于操作与保护电源分开的站，应先查找操作回路，后查找保护回路；
 - ④ 先查找室外回路，后查找室内回路；
 - ⑤ 按电压等级从低到高查找；
 - ⑥ 先查找一般回路，后查找重要回路；
 - ⑦ 寻找直流接地故障点应与专业人员协调进行。试停有关保护装置电源时，应征得调度同意，试停时间尽可能要短；
 - ⑧ 查找直流接地时，应断开直流熔断器或断开由专用端子到直流熔断器的联络点。在操作前，先停用由该直流熔断器或该专用端子所控制的所有保护装置。在直流回路恢复良好后，再恢复有关保护装置的运行。

8.1.4.2 充电装置的故障处理：

- a) 交流电源中断，若无自动调压装置，应进行手动调压，确保直流母线电压的稳定。交流电源恢复，应立即手动启动或自动启动充电装置，对蓄电池进行恒流限压充电—恒压充电—浮充电；
- b) 充电装置控制板工作不正常，应在停机更换备用板后，启动充电装置，调整运行参数，投入运行；
- c) 自动调压装置失灵时，应启动手动调压装置，退出自动调压装置，通知专业人员处理；
- d) 充电装置内部故障跳闸，应及时启动备用充电装置，并及时调整好运行参数。

8.2 站用电系统

8.2.1 一般规定

8.2.1.1 站用变压器采用两台及以上，一次侧接于不同的电源上，两台站用变压器正常时应分段运行，其容量应能满足站用电负载要求。

8.2.1.2 生产用电与生活用电应分别计量，检修工作应使用专用检修电源。

8.2.1.3 站用变压器负载应均匀，其二次侧应装设电压表、电流表、电能表，并分级安装漏电保护装置。

8.2.1.4 站用变压器的继电保护装置应定期检验，备用电源应定期进行切换试验。

8.2.2 巡视检查

参照本导则 6.2.2 执行。

8.2.3 异常及故障处理

8.2.3.1 站用变压器出现下列情况，应立即停电处理：

- a) 站用变压器冒烟、着火；
- b) 运行中出现严重漏油，油标无油或跑油；
- c) 内部有强烈的放电声或异常噪声。

8.2.3.2 站用变压器高压侧断路器跳闸或高压熔断器熔断，应查明故障原因，再恢复送电。

8.3 在线监测装置

各地区根据实际情况，编写相应的规定。

8.4 变电站消防

8.4.1 设备区内严禁存放可燃物和爆炸物品。

8.4.2 站内防火警示牌齐备，值班人员能正确使用防火器具。

8.4.3 主控室、配电室、变压器室、电缆夹层宜安装一定数量的烟感、温感报警装置。

8.4.4 消防器材，应定期检查校验。放置地点应固定、整齐、有明显标志、禁止挪做他用。

8.5 变电站场地设施

8.5.1 变电站进站道路、围墙、设备区、电缆沟、水井、隐蔽建筑、庭院花园等均属生产场所。凡站所合一或变电站与其他生产经营部门、生活场所靠近设备区的，应有隔离设施。

8.5.2 配电室、控制室、开关室应具备防火、抗震、防洪功能和措施，配电室、开关室应有防雨雪、防小动物的措施。配电装置室装有向外开的防火门。

8.5.3 设备区内无杂物，进站道路和生产通道、消防通道应畅通。

8.5.4 场地应平整，有防止电缆沟着火蔓延至控制室及电缆夹层的防火措施。电缆沟应有排水设施，无人值班站应有自动排水装置。

8.5.5 围墙应符合治安防范规定。

8.5.6 设备区内照明充足、完好，控制室要有自动切换的事故照明电源。

8.5.7 设备标志规范、齐全，设备区绿化应满足安全距离。

8.5.8 设备区内应有明显的巡视路线标志。

8.6 变电站灾害事故的防范

8.6.1 变电站应有防洪、防火、抗震预案，应有排涝设施。

8.6.2 定期对各种防震措施进行检查，发现缺陷及时处理。

8.6.3 恶劣天气时，值班人员应做好事故预想。

8.6.4 汛期应加强巡视，无人值班站和有可能被洪水冲刷淹泡的站应配备防汛器材。

8.6.5 应定期检查设备各部基础，如有异常，应及时上报；对于防洪能力较差的基础、墙壁应及时加固。

8.7 防小动物短路事故

8.7.1 配电室、电容器室出入口应有一定高度的防小动物挡板，临时撤掉时应有相应措施。

8.7.2 设备室通往室外的电缆孔洞应封堵严密。检修或施工后应及时进行封堵。

8.7.3 设备室不得存放谷物、食品；

8.7.4 开关柜、电气设备间隔、端子箱和机构箱门应关闭严密。

8.7.5 设备室的门窗应完好、严密，应随时将门关好，通风窗和排风孔洞应加装防护网。

9 运行规程的编制

9.1 变电站运行规程的编制

各省、市、自治区电力公司应根据本单位实际情况，参照本导则编制地区《变电站运行规程》。本导则未涉及的设备，亦应编制到地区《变电站运行规程》内。

9.2 变电站现场运行规程的编制

变电站应结合实际设备和运行方式，根据本地区的《变电站运行规程》，编写本站的《变电站现场运行规程》，并随设备变更及时修订。
