

ICS 29.180

K44

备案号: 30110-2011

DB32

江苏省地方标准

DB32/T 1702—2010

电力用户变电所运行规程

Power Customer Substation Operation Rules

2010-11-18 发布

2010-02-18 实施

江苏省质量技术监督局 发布

目 次

前言

1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 一般要求	2
5 变（配）电所运行管理	2
6 电力变压器运行	14
7 电抗器运行	24
8 高压断路器运行	24
9 高压开关柜运行	28
10 隔离开关运行	30
11 互感器运行	31
12 避雷器及接地装置运行	32
13 并联补偿装置运行	33
14 绝缘子、母线及引线运行	34
15 耦合电容器及阻波器运行	35
16 消弧线圈运行	36
17 低电阻接地装置运行	37
18 电力电缆运行	38
19 继电保护及二次设备运行	40
20 公用系统运行	44
21 运行规程的编制	47
附录 A（资料性附录） 变（配）电所运行规程编写基本要求	48
附录 B（规范性附录） 标示牌式样	49

前 言

为规范我省电力用户变电所的运行管理，提高电力用户变电所安全用电的水平，防止用电事故的发生，在本规程制订过程中，编写组进行了广泛的调查研究，认真总结了全省电力用户变电所运行经验并根据现行国家标准、规范和行业标准，结合我省具体情况制定了《电力用户变电所运行规程》，作为我省电力用户变电所运行管理的依据。

本标准按 GB/T1.1-2009《标准化导则 第1部分：标准的结构和编写规则》编制。

本规程附录 A 为资料性附录。

本规程附录 B 为规范性附录。

本规程由江苏省电力标准化专业技术委员会提出并归口。

本规程由江苏省电力标准化专业技术委员会起草。

本规程主要起草人：李 斌、季 强、沈建新、徐 磊、金 农、朱 斌、刘伟平、张凌浩、陈林荣、毛士良、陆维维。

电力用户变电所运行规程

1 范围

本规程规定了电力用户变电所运行的适用范围、术语和定义、一般要求、变（配）电所的运行管理、高压电气设备的运行、继电保护装置及二次设备的运行等内容。

本规程适用于江苏省行政区域内 10（6）kV～220kV 工业与民用电力用户受电变（配）电的运行管理和技术管理。用户内部的其它各电压等级变（配）电所可参照执行。

本规程未涉及的内容，还应执行现行的国家标准、规范以及电力行业标准的有关规定。

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构成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均适用于本标准，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。

GB 6451-2008	油浸式电力变压器技术参数和要求
GB 24790-2009	电力变压器能效限定值及能效等级
GB/T 1094.7-1998	油浸电力变压器负载导则
GB/T 10288-2008	干式电力变压器技术参数和要求
GB/T 17211-1998	干式变压器负载导则
DL 408-91	电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）
DL/T 553-1994	220kV～500kV 电力系统故障动态记录技术准则
DL/T 572-2010	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 663-1996	220kV～500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求
DL/T 969-2005	变电站运行导则
DL/T 5136-2001	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本规程

3.1

拉开、合上（拉、合） Switch off/Switch on
指对断路器、隔离开关及控制电缆电源的操作。

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。俗称压板。

3.5

投入、退出（投、退） Connect/Disconnect
指保护连接片（压板）的投入、退出。

3.6

Z型变压器（曲折变压器） Z-shape transformer
在主变压器三角形侧，提供一个中性点。其三相绕组接成曲折形，形如“Z”。

3.7

监控中心 Inspection and control center
对无人值班或少人值守变（配）电所监视、控制的场所。

4 一般要求

4.1 为规范我省电力用户变电所的运行管理，贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，确保电力用户变电所的安全运行，根据现行国家标准、规范和行业标准，结合我省具体情况而制定，作为我省范围内 10（6）kV~220kV 电力用户变电所运行管理和技术管理工作的依据。

4.2 电力用户变（配）电所的运行管理应按照本规程的规定，结合本单位变（配）电所的电压等级、规模，制定符合现场实际的电气设备运行、检修和试验规程；做好电气工作人员的安全技术培训，提高运行管理水平。电力用户各级电气管理人员作为本单位变（配）电所的管理责任人，应对本规程的执行情况进行检查和监督。

4.3 电力用户在变（配）电所接入系统运行前，应建立健全用电管理机构，根据电气设备的电压等级、用电容量及电气设备的具体情况，按照我省电力监管部门的规定，配备变（配）电所运行值班人员以及检修（维修）专业人员。

4.4 电力用户的电气主管部门，应加强和改善电气设备的运行管理工作，不断提高设备完好率。并按《供电营业规则》的要求，做好无功功率补偿工作，降低电能损耗，实行供用电系统安全、合理、经济运行。

4.5 电力用户应结合季节性特点、本单位生产、工作特点及有关要求，组织电气工作人员对电气设备进行安全检查，加强设备缺陷管理，贯彻各项反事故措施。

4.6 电力用户的电气主管部门，应定期汇总、分析运行报表，编制维修工作计划，并负责建立和完善本单位的各种电气设备运行规章制度及技术管理资料。

4.7 电力用户运行中的从电网受电的变（配）电所，在改建、扩建、迁移新址或更新电气设备时，应与供电部门主管部门协商、研究技术方案，并应遵守有关的业务和技术管理的规定。运行中的电气设备需暂时退出运行时，应按规定办理暂停手续。

4.8 非本单位的电气检修、试验及安装人员到电力用户变（配）电所工作时，应实行工作票“双签发”制度。

4.9 电力用户变（配）电所电气工作人员，必须符合 DL/T 408 的有关规定，并持有国家电力监管委员会颁发且审验合格、有效的《电工进网作业许可证》。

5 变（配）电所运行管理

5.1 运行管理的基本要求

5.1.1 电力用户变（配）电所应建立以下运行管理制度：

- a) 值班制度；
- b) 交接班制度；
- c) 巡视检查制度；
- d) 电气设备验收制度；
- e) 电气设备缺陷管理制度；

- f) 运行维护工作制度；
- g) 运行分析制度；
- h) 电气设备预防性试验制度；
- i) 培训管理制度；
- j) 电气设备倒闸操作制度；
- k) 双电源（双回路）切换供电电源倒闸操作制度；
- l) 应急发电机组定期维护管理制度；
- m) 停送电联系制度；
- n) 变（配）电所人员进出、入制度；
- o) 电力用户还应根据本单位的具体情况制订有关制度。

5.1.2 供电部门对电力用户变（配）电所的调度管理

a) 调度管理制度是供电部门与电力用户所签订的关于停（送）电、改变运行方式以及事故处理等以调度任务票或电话命令进行电气操作的制度。

b) 凡符合各地供电部门规定，有调度关系的电力用户，应与供电部门签订《电力调度协议》。

c) 多电源供电的电力用户，且内部电气接线复杂或具有与电网直接连接的多座变（配）电所者，应成立总值班室（总调度室）。

d) 电力用户变电所中，属供电部门调度、许可或同意的电气设备未经供电部门值班调度员的发令、许可或同意，电力用户值班员不得随意改变其运行方式。

e) 供电部门值班电力调度员对电力用户值班员下达的操作命令，受令人必须执行。如果执行该命令将威胁人身和设备安全时，受令人应暂不执行，并立即将理由报告供电部门值班电力调度员和本单位主管部门，听候处理意见。

f) 电力用户值班员接到供电部门值班电力调度员的命令时，必须对其命令的意图有充分的理解，并将命令全部复诵无误后执行，执行后应立即报告供电部门值班电力调度员。如对调度员的命令有疑问之处，必须询问清楚后再执行。

g) 供电部门值班电力调度员和电力用户之间进行调度联系时，应使用普通话首先互相通报厂（所）名称和个人姓名。

h) 受供电部门调度的电力用户值班人员，应由本单位领导审定并经培训考试取得调度系统运行值班合格证书后方可值班，并将值班人员名单书面报供电部门的调度部门，值班人员变更时也应及时书面报告。未取得调度系统运行值班合格证书的非正式值班员无权接受供电部门的调度命令。

供电部门调度员名单，应书面通知电力用户，调度员变更也应及时通知电力用户。

i) 与供电部门签订《电力调度协议》的电力用户，其变（配）电所应具备以下条件：

- i) 必须安排昼夜有人值班；
- ii) 必须装有市内直通电话。有条件的重要用户，应装有带录音装置的调度专用电话。

5.1.3 有电力调度关系的电力用户，对电气值班人员的要求如下：

a) 应熟知本变（配）电所电气设备及调度范围的划分；

b) 应随时掌握本变（配）电所系统的运行方式及备用设备情况；

c) 电气值班人员只能在自己有权操作的设备范围内断开电源进行工作；

d) 属供电部门调度、许可、同意范围内的电气设备，应得到供电部门调度员的命令、许可或同意才能操作。如需在调度、许可设备上检修工作，应事先向供电部门办理停电工作申请手续，报送供电调度部门审核批准。在停电检修当日向供电部门调度员申请停电，在得到调度员许可工作命令后方可开始工作；

e) 事故情况下，双电源（双回路）供电的电力用户遇到事故时，其中一路电源无电时，在确认非本变电所故障的情况下，严格按照先拉开无电线路进线断路器，经检查确认无电压后，再合上备用线

路进线断路设备的次序进行。

5.1.4 变（配）电所运行值班人员的配备

5.1.4.1 35kV 及以上电压等级的变（配）电所，应按四值三班轮值制配备专职运行值班电工，每班至少二人，由技术熟练者担任正值班员。

5.1.4.2 10（20）kV 电压等级、单电源受电变压器总容量在 630kVA 及以上或有高压配电装置者，应有专职运行值班电工 24h 值班，每班二人。

5.1.4.3 10（20）kV 电压等级，单电源受电变压器总容量在 500kVA 及以下的变（配）电所，按本单位具体情况确定值班班次和配备运行值班电工，每班至少一人，操作时至少二人。

5.1.4.4 具有一、二级负荷的变（配）电所、双电源（双回路）、多电源（多回路）供电的变（配）电所、以及认定为重要用户的变（配）电所，应有专职运行值班电工全天 24h 值班，每班二人，且应明确其中一人为正值班员。

5.1.4.5 实现综合自动化功能的变（配）电所，运行值班可在本单位总值班室（生产调度室、电力调度室、监控中心）进行。需要进行 6kV 及以上电气设备和低压进线断路器、分段断路器的倒闸操作、电气测量、装设及拆除接地线等工作时，应由二人进行，一人操作、一人监护。

5.1.5 变（配）电所运行值班人员的岗位职责：

- a) 服从各级调度命令，认真执行倒闸操作和事故处理的规章制度；
- b) 负责按时巡视设备，做好记录，发现缺陷及时汇报；
- c) 负责正确填写各种运行记录，妥善使用并保管工器具、钥匙和备件，并应按值移交；
- d) 做好所用交直流、二次回路熔断器（微型断路器）检查、事故照明试验以及设备维护和文明生产；
- e) 做好楼宇内地下变电所通风、除湿、排水装置的运行工作。

5.1.6 变（配）电所运行值班长（值班负责人）的岗位职责：

- a) 值班长是本值的负责人，负责当值的安全、运行、维护工作；
- b) 领导全值接受、执行调度命令，正确迅速地组织倒闸操作和事故处理，并监护执行倒闸操作；
- c) 及时发现和汇报设备缺陷；
- d) 受理和审查工作票，组织或参加验收工作；
- e) 审查填写本值各种运行记录；
- f) 组织完成本值的安全活动、培训工作；
- g) 按规定组织好交接班工作。

5.1.7 变（配）电所运行专业技术人员岗位职责：

- a) 负责协助电气负责人做好运行、技术管理和培训工作；
- b) 负责监督检查规章制度执行情况和各种记录填写情况，根据存在问题采取改进措施；
- c) 掌握设备大、小修及预防性试验周期，负责编制保证安全经济运行、预防设备事故、人身事故的技术措施和对策；
- d) 负责制定大型停电作业的组织及技术措施，审查复杂操作的操作票；
- e) 负责建立健全图纸和技术资料，并保证其符合实际；
- f) 负责编制专业技术管理制度和培训计划。

5.1.8 变（配）电所电气负责人（所长）岗位职责：

- a) 负责本所安全经济运行、技术管理、人员培训等工作，落实所内工作人员的岗位责任制；
- b) 负责贯彻执行电力安全生产的各种规章制度，加强安全思想教育，组织开展安全活动，主持一般设备事故、障碍、异常的调查分析；
- c) 负责加强设备管理，及时组织消除设备缺陷，保障设备在完好状态下运行；
- d) 负责制定并实施控制运行异常和未遂的措施，编制本站工作计划。

5.1.9 变（配）电所运行值班交接班制度

5.1.9.1 交接班的一般规定：

a) 变（配）电所应按规定的值班方式进行值班和按规定的的时间进行交班。如接班人员未按时到达，交班人员应坚持工作直至接班人员到达。未经办理交接班手续，交班人员不得离开工作岗位；

b) 交接班时，交班人员应按规定详细介绍，接班人员应认真听取；

c) 在事故处理或进行倒闸操作时不得进行交接班，交接班过程中发生事故时，应停止交接班，并由交班人员处理，接班人员协助进行处理。处理事故、倒闸操作完毕或告一段落后，方可进行交接班；

d) 接班人员对设备进行检查确认无问题后，交接双方在值班记录上签字，交接班方可结束。

5.1.9.2 运行值班交班工作内容：

a) 电气设备运行方式、设备变更和异常情况处理经过；

b) 电气设备的修试、扩建和改造工作的进展情况；

c) 巡视发现的缺陷、处理情况以及本值自行完成的维护工作；

d) 许可的工作票、已执行的操作票，接地线使用组数、位置及备用接地线的数量；

e) 继电保护、安全自动装置、远动装置、微机、监控系统的运行及变动情况；

f) 规程制度、上级指示的执行情况；

g) 设备清扫、环境卫生、消防设施及其它；

h) 通讯设备、工具、钥匙的使用和变动。

5.1.9.3 运行值班接班工作内容：

a) 检查模拟图板、核对系统运行方式、设备位置，并对上值操作过的设备进行质量检查；

b) 检查设备缺陷，特别是新发现的缺陷，是否有进一步扩展的趋势；

c) 试验有关信号、远动及自动装置、电容补偿装置以及了解继电保护、微机、监控系统的运行及变更情况；

d) 了解设备的修试情况，重点检查修试工作质量和设备上的安全措施布置情况；

e) 审查各种记录、技术资料及安全用具、消防用具、维修工具、备品备件、钥匙、设备环境卫生等。

5.1.10 变（配）电所运行巡视检查制度

5.1.10.1 巡视检查的一般规定：

a) 变（配）电所应根据本所的具体情况，制订各类设备巡视周期、巡视时间及巡视要求。值班人员应按规定对设备进行巡视检查；

b) 变（配）电所电气设备巡视检查周期如下：

i) 有人值班的变（配）电所，每班巡视一次，无人值班的变（配）电所，至少每周巡视一次；

ii) 处于污染环境的变（配）电所，对室外电气设备的巡视周期，应根据污源性质、污秽影响程度及天气情况来确定；

iii) 变（配）电所设备特殊巡视周期，视具体情况确定；

iv) 电力用户有特殊用电的情况下，可根据上级指示安排特殊巡视。

c) 巡视高压设备时，应注意保持安全距离，禁止移开或越过遮拦，禁止触摸高压电气设备，不得在其上面进行工作。雷雨天巡视室外高压电气设备，不得靠近避雷器和避雷针，距避雷器和避雷针的距离应大于5m以上；

d) 寻找高压设备接地故障点时，应穿绝缘靴，运行人员对故障点的安全距离：室内应大于4m，室外应大于8m。手触摸设备外壳和架构时应戴绝缘手套；

e) 巡视人员在巡视开始和终了时，均应告知本值人员，终了时应说明巡视结果，并做好记录；

f) 巡视中发现设备缺陷，应报值长研究消除，对威胁设备安全运行的情况，并可能引起严重后果的，应向有关领导汇报，并做好记录；

g) 电力用户的电气技术负责人，应定期对变（配）电所的设备进行巡视检查。

5.1.10.2 根据下列具体情况应安排特别巡视检查。

- a) 设备过负荷或负荷有显著增加；
- b) 新设备、长期停运和维修后投入运行的设备；
- c) 运行中的异常现象和严重缺陷；
- d) 根据领导指示或要求，加强值班时；
- e) 重要节日及政治活动时；
- f) 遇有风、雷、雨、雪、雹等恶劣天气时；
- g) 设备发生重大事故，经处理恢复送电后，对事故范围内的设备。

5.1.10.3 巡视检查的一般内容。

a) 充油设备的油面应在标准范围内，充油套管的油面应在监视线内，充油设备外壳应清洁无渗油现象；

b) 导线应无松股、断股、过紧、过松等异常，接头、刀闸、插头应有示温腊片，并无发热现象；

c) 瓷质部分应清洁，无破损、裂纹、打火、放电、闪络和严重电晕等异常现象；

d) 配电柜、二次接线、仪表、继电保护、遥控（测）、自动装置和音响信号等，运行指示正常。试验时应动作正确，直流系统绝缘良好。

e) 楼宇内地下变电所内的通风、除湿、排水装置应完好无损。

5.1.10.4 特殊巡视检查重点内容。

a) 严寒季节，重点检查充油设备有无油面过低、导线过紧、接头融雪、瓷瓶结冰等现象，保温取暖装置应正常；

b) 高温季节，重点检查充油设备有无油面过高、导线松弛、通风降温设备应正常；

c) 刮风季节，检查所内设备附近有无刮起的杂物，检查导线的摆度是否过大或断股等异常现象；

d) 雷雨季节，检查瓷质部分有无放电痕迹、裂纹、避雷器的放电记录器有无动作，房屋有无漏雨，基础有无下沉，排水设备是否良好；

e) 冬季检查门窗是否严密，检查防止小动物进入室内的措施是否完好，春季检查构架上有无鸟巢；

f) 高峰负荷期间，检查各回路负荷是否超过载流元件的允许值，检查载流元件有无发热现象，必要时应用测温装置进行测试；

g) 大雾、霜冻、雨、雪期间检查瓷质部分有无严重闪络、放电、电晕等现象，污秽地区应加强巡视；

h) 具体设备的巡视检查内容，见本规程有关条款。

5.1.10.5 对实现综合自动化监控的变（配）电所，应根据电气设备的具体条件安排巡视检查。

5.1.11 变（配）电所电气设备验收制度

a) 凡新建、扩建、改建、大（小）修及预防性试验后的一、二次系统设备，应经验收合格、手续完备，方可投入系统运行；

b) 新建、扩建、改建、大（小）修及预防性试验的设备验收，均应按现行的国家标准、电力行业标准、江苏省地方标准及本规程有关部分进行；

c) 设备的安装或检修，在施工过程中，需要中间验收时，变（配）电所负责人应指定专人配合进行，其隐蔽部分应做好记录；中间验收项目应由变（配）电所负责人与施工、检修单位共同商定；

d) 大（小）修、预防性试验、继电保护、仪表校验后，应由有关修、试人员将修、试情况记入《电气设备修、试记录本》中，并注明是否可以投入运行，无疑问后方可办理完工手续。

5.1.12 变（配）电所的设备缺陷管理制度。

5.1.12.1 运行中的变（配）电设备发生异常，虽能继续使用，但影响安全运行，均称为设备缺陷。设备缺陷可分为三大类：

a) 危急缺陷：缺陷的严重程度已使设备不能继续安全运行，随时可能导致发生事故或危及人身安全，必须立即消除或采取必要的安全技术措施进行临时处理；

b) 严重缺陷：对人身和设备有严重威胁，不及时处理有可能造成事故者；

c) 一般缺陷：对运行虽有影响但尚能继续运行者。

5.1.12.2 有关人员发现设备缺陷后，无论消除与否均应由值班人员做好记录，并向有关领导汇报。严重缺陷应及时消除或采取措施，防止造成事故，并上报本单位主管部门。需其它部门处理时，应及时上报，并督促尽快处理，对一般缺陷可列入计划进行处理。

5.1.12.3 有关领导应定期检查设备缺陷消除情况，对未消除者应督促尽快处理。

5.1.13 变（配）电所的运行维护工作项目包括：

a) 控制屏清扫、带电测温、交（直）流熔丝（微型断路器）检查、设备标志修改和更新、电缆沟孔、洞封堵等；

b) 备品备件、消耗材料定期检查试验；

c) 安全工（器）具、仪表、防护用品等的定期试验、检查；

d) 按要求设置各种消防器具，值班人员应定期组织学习使用方法，并定期演习检查；

e) 给、排水系统，空调设备及变（配）电所房屋的检查。

5.1.14 变（配）电所应建立运行分析制度。运行分析工作主要是对变电设备运行工作状态进行分析，探索规律，找出薄弱环节，有针对性的制订防止事故措施。

运行分析分为综合分析和专题分析。综合分析为定期对本所安全运行、经济运行、运行管理等进行分析，找出影响安全的因素及可能存在的问题，提出解决措施；专题分析不定期进行，针对具体问题进行分析。

5.1.15 变（配）电所工作人员应负责做好以下各项所内环境管理工作：

a) 室内外环境整洁，场地平整，搞好绿化。设备区不应存放与运行无关的的闲散器材和私人物品，禁止无关人员进入场地；

b) 保持设备整洁，构架、基础无严重腐蚀，房屋不漏雨，安全网门完整、正常关闭加锁；

c) 电缆沟盖板齐全，沟内干净，有整洁的巡视道路；

d) 主控制室、高压配电装置室内严禁放置杂物，并应装设防止小动物的电气装置；

e) 各种图表悬挂整齐，资料装订成册，有专柜存放；

f) 室内外运行设备，应做到标志齐全、清楚、正确，设备上不准粘帖与运行无关的标志；

g) 室内外照明符合规定的照度要求，维护设施完好；

h) 配电室内严禁烟火，对明火作业需办理相应的《动火工作票》。

5.1.16 电力用户的变（配）电所，应根据 DL596 的规定，对电气设备进行预防性试验，用以判断电气设备是否符合运行条件，预防电气设备损坏，保证安全运行。

5.2 电力用户变（配）电所的技术管理

5.2.1 电力用户变（配）电所，应具备江苏省地方标准《高压电气装置规程》、《电力用户变电所运行规程》。电力用户还可以根据其电气设备的具体情况，备有以下国家标准和电力行业标准：

a) 继电保护和安全自动装置技术规程；

b) 微机继电保护装置运行管理规程；

c) 继电保护和电网安全自动装置检验规程；

d) 电业安全工作规程（发电厂和变电所电气部分）

e) 电业生产事故调查规程；

f) 变压器运行规程；

g) 电力电缆运行规程；

- h) 蓄电池运行规程;
- i) 气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程;
- j) 电气设备预防性试验及交接试验规程;
- k) 本地区调度规程;
- l) 电力设备典型消防规程;
- m) 电气装置施工及验收规范;
- n) 有关电气设备检修工艺导则;
- o) 各种反事故技术措施。

5.2.2 变(配)电所,应参照国家标准、电力行业标准、江苏省地方标准,结合本所具体情况制订现场工作规程,并认真贯彻执行。

5.2.3 变(配)电所,应根据现场生产需要,具备如下技术管理资料。

5.2.3.1 图纸

- a) 变(配)电所一、二次设备与实际相符的竣工图;
- b) 高压电气设备出厂技术文件、资料和产品使用说明书;
- c) 电缆敷设竣工图(包括用途、走向、型号、截面等);

5.2.3.2 图表

- a) 一次系统模拟操作图板;
- b) 最小载流元件表;
- c) 供电部门调度值班人员名单(有调度关系的单位)及本所值班人员名单;
- d) “双签发”工作票签发人名单;
- e) 事故处理及紧急应用电话号码表;
- f) 全所安全记录标示牌;
- g) 设备专责分工表。

5.2.3.3 记录

- a) 调度命令、操作记录簿;
- b) 运行工作记录(值班日志);
- c) 负荷记录;
- d) 设备巡视检查记录;
- e) 设备缺陷记录;
- f) 设备检修、试验记录;
- g) 设备和保护装置动作记录;
- h) 直流系统充放电及蓄电池调整记录;
- i) 继电保护定值通知单;
- j) 安全日活动记录;
- k) 运行分析记录;
- l) 各种运行管理制度;
- m) 变(配)电所出入登记簿;
- n) 其它。

5.2.4 变(配)电所的每台(组)设备均应建立设备档案,并有专人管理。设备档案的内容包括:产品使用说明书、设备台帐、试验报告单及绝缘分析鉴定书、检修记录、缺陷记录等。

设备台帐包括:设备型号、容量、额定电压、额定电流、生产厂家、出厂号、出厂日期及安装地点和设备名称、设备编号等。

5.2.5 变(配)电所内,应具备下列用具和器材:

- a) 各种安全用具、临时接地线、各种安全标示牌及其它常用工具；
- b) 常用的携带型仪表（包括：兆欧表、万用表、直流电桥等，有条件时应备有远红外测温仪）；
- c) 便携式应急照明、手电筒等；
- d) 消防器材。

5.2.6 变（配）电所，应根据设备的具体情况，备有备品、备件。

5.3 变（配）电所设备巡视检查

5.3.1 变（配）电所，应根据巡视检查制度的要求，制订巡视检查工作安排，其内容也包括：

- a) 有人值班或无人值班变（配）电所的巡视周期；
- b) 各种电气设备巡视项目；
- c) 电气设备巡视的要求。

5.3.2 对电气设备进行巡视检查时，通过值班人员的观察和必要的仪器辅助（远红外测温仪等），进行认真分析。发现异常现象时，应及时处理，并做好记录。对于重大异常现象应及时报告本单位主管部门。

5.3.3 对新投入运行或大修后投入运行的设备，在试运行 72h 期间内，应加强巡视，确认无异常情况，方可按正常巡视周期进行巡视。

5.3.4 巡视检查工作宜由二人进行。在符合并遵守 DL408 规定的情况下，亦可一人进行，但不得做与巡视无关的其他工作。

5.3.5 变（配）电所室内进行巡视检查时，还应对以下项目进行检查：

- a) 变（配）电所的门窗应完整，开启应灵活；
- b) 变（配）电所的正常照明、应急照明应完整齐全；
- c) 变（配）电所防止小动物的电气装置应完好。

5.4 变（配）电所的倒闸操作

5.4.1 变（配）电所倒闸操作，应按 DL408 的有关规定执行。

5.4.2 与供电部门有调度关系的电力用户，变（配）电所值班员应熟悉电气设备调度范围的划分。凡属供电部门调度、许可或同意的设备，均应按供电部门调度员的操作命令、许可或同意进行操作。

5.4.3 电气设备倒闸操作的技术要求规定如下：

- a) 受电时，应先合隔离开关，后合断路器，停电时，拉开顺序相反。严禁带负荷拉、合隔离开关；
- b) 断路器两侧隔离开关的操作顺序规定如下：送电时，先合电源侧隔离开关，后合负荷侧隔离开关；停电时，先拉负荷侧隔离开关，后拉电源侧隔离开关；
- c) 变压器两侧（或三侧）断路器的操作顺序规定如下：停电时，先拉负荷侧断路器，后拉电源侧断路器；送电时操作顺序与此相反；
- d) 双母线接线的变（配）电所，当出线断路器由一条母线切换至另一条母线供电时，应先合母线联络断路器，而后再切换出线断路器母线侧的隔离开关；
- e) 倒闸操作中，应注意防止通过电压互感器二次回路、数字式保护装置 UPS 不间断电源装置和所用变压器二次侧倒送电源至高压侧；
- f) 停用电压互感器时，应考虑有关继电保护、自动装置及电能计量装置的运行；
- g) 两台所用变压器切换电源时，应先拉后合；
- h) 装设或取下所用变压器二次总熔断器（断路器）时，应先断开所用变压器高压电源（所用变二次为空气断路器时除外）；
- i) 单极隔离开关及跌落式熔断器的操作顺序规定如下：停电时，先拉中相，后拉开上风向、下风相；送电时顺序与此相反。

5.4.4 用各型号高压隔离开关和跌落式熔断器拉、合电气设备时，应按制造厂的说明和试验数据确定

的范围进行操作。缺乏技术资料时可参照下列规定（指系统正常运行情况下的操作）：

- a) 可以拉、合电压互感器、避雷器；
- b) 可以拉、合母线充电电流和断路器的旁路电流；
- c) 可以拉、合变压器中性点直接接地点；
- d) 可以拉、合励磁电流不超过 2A、电容电流不超过 5A 的电气设备。

5.4.5 下列操作应按操作顺序列在操作步骤（操作票）内：

- a) 拉开或合上断路器、隔离开关或插头，拉、合断路器后检查断路器位置（遥控拉、合断路器操作以检查断路器位置信号为准）；
- b) 验电和装、拆接地线（或拉合接地刀闸）；
- c) 移开（中置）式断路器拉出或推入运行位置前检查断路器在断开位置；投入、退出所用变压器或电压互感器二次熔断器或负荷开关；
- d) 投入、退出断路器控制、信号电源；
- e) 切换继电保护装置操作回路或改变保护定值；
- f) 投入、退出继电保护、自动装置的连接片（压板）；
- g) 两条线路或两台变压器在并列后检查负荷分配（并列前、解列后应检查负荷情况，但不列入操作步骤）；
- h) 母线充电后带负荷前检查母线电压应列入操作步骤，不包括旁路母线；
- i) 改变消弧线圈分接头；
- j) 投入、退出遥控装置；
- k) 移开（中置）式断路器拉出或推入时，控制、合闸插件的装上或取下；
- l) 高、低压定相或核相；
- m) 调度下令悬挂的标示牌；
- n) 所内设备有工作，恢复供电时，在合刀闸之前，应列入“检查待恢复供电范围内接地线、短路线已拆除”。

5.4.6 倒闸操作术语

5.4.6.1 运行人员与调度联系时，应使用调度术语。

5.4.6.2 倒闸操作术语：

- a) 断路器、隔离开关和插头，称“拉开”、“合上”；
- b) 操作接地线，称“验电”、“装上”、“拆除”；
- c) 操作交、直流熔断器和移开（中置）式断路器插件，称“装上”、“取下”；
- d) 操作连接片（压板），称“投入”、“退出”、“改投”；
- e) 操作移开（中置）式断路器小车，称“推入”、“拉出”。

5.4.7 倒闸操作票的执行程序

5.4.7.1 操作准备程序：复杂操作前由电气负责人或值长，组织全体在班人员，做好如下工作：

- a) 明确操作任务和停电范围，并做好分工；
- b) 拟定操作顺序，确定装设接地线部位、组数及应设的遮拦、标示牌，明确工作现场临近带电部位，并订出相应措施；
- c) 考虑继电保护和自动装置相应变化及应断开的交、直流电源和防止电压互感器、所用变压器二次倒送高压的措施；
- d) 分析操作过程中可能出现的问题和应采取的措施；
- e) 根据调度命令（有调度关系的电力用户）写出操作票，由电气负责人或值长审核批准；
- f) 预定的一般操作亦应按上述要求进行准备；
- g) 设备检修后，恢复送电操作前，应认真检查设备状况及一、二次设备的拉合位置与工作前相符，

无遗留接地线。

5.4.7.2 接令程序

a) 接受调度命令，应由上级批准的人员进行，接令时先问清发令人姓名、发令时间，并主动报出所名（单位名）和姓名；

b) 接令时应随听随记，记录在《调度命令记录簿》中，接令完毕，应将记录的全部内容向发令人复诵一遍，并得到发令人认可；

c) 接受调度命令时，操作人应在旁监听；

d) 对调度命令有疑问时，应及时与发令人共同研究解决，对错误应提出纠正，未纠正前不准执行。

5.4.7.3 操作票填写程序

a) 操作票由操作人填写；

b) 操作票任务栏，应根据调度命令或工作票的工作任务，按本所现场规程规定的术语填写，也可将《调度命令记录簿》中的内容抄入任务栏中；

c) 操作顺序应根据调度命令并参照本所典型操作票的内容进行填写；

d) 操作票填写后，由操作人和监护人共同审核复查，并经值班负责人审核无误后，监护人和操作人分别签字，并填入开始操作时间。

5.4.7.4 核对“模拟操作图板”程序

a) 到图板前，应全面核对当前的运行方式是否与调度命令相符；

b) 在图板前，由监护人根据操作顺序逐项发令，由操作人复诵后执行，图板上无法模拟的步骤，也应按操作顺序进行发令、复诵；

c) 在图板上模拟操作完毕，应再次核对新的运行方式与调度命令是否相符；

d) 装、拆接地线，图板上应有明显标志。

5.4.7.5 操作监护程序

a) 每一操作步骤，应按下列步骤进行：

i) 监护人手持《倒闸操作票》将操作人带至操作设备处，指明设备编号，下达操作命令；

ii) 操作人手指操作部位，重复命令。监护人审核复诵内容和手指部位正确后，下达：“对。执行”；

iii) 操作人执行操作；

iv) 操作人和监护人共同检查操作质量（远方操作只检查相应的信号装置）；

b) 监护人在操作本步骤前画执行勾（√），再通知操作人下步操作内容。

5.4.7.6 操作质量检查程序

a) 操作完毕检查操作质量，远方操作的设备也必须到现场检查；

b) 检查无问题后，应在最后一张操作票上填入操作终了时间，并在最后一步下边加盖“已执行”章（不得压住操作步骤）。然后在《调度命令记录簿》内填入操作终了时间，报告调度员。

5.5 变（配）电所高压配电装置的异常运行及事故处理

5.5.1 运行中的高压配电装置发生异常情况，值班员应迅速、正确地判断和处理、做好记录、保留现场，并向供电部门主管单位和本单位主管部门报告。

凡属供电部门调度、许可或同意的设备发生异常，应报告供电部门值班调度员，如威胁到人身安全或设备安全运行时，应先进行处理，然后立即向供电部门值班调度员和本单位主管部门报告。

5.5.2 高压断路器跳闸时的处理

5.5.2.1 出线为架空线路的断路器跳闸，应按下列规定处理：

a) 装有一次重合闸而重合未成功者，允许试送一次。试送成功后，应及时报告本单位主管部门，进行巡视线路，查找事故原因；试送未成功时，不得再次试送。应在排除故障后，方可送电；

b) 装有二次重合闸而重合再次未成功时，不允许试送（若重合闸未动作，可试送一次）；

c) 无重合闸或重合闸失灵者, 可允许试送一次, 试送不成功时, 未查明故障原因时不得再试送。

5.5.2.2 变压器、电容器及全线为电缆线路的断路器发生跳闸时不允许试送, 待查明故障原因, 排除后方可试送。

5.5.2.3 架空线和电缆混合的线路断路器发生跳闸时, 按 5.5.2.1 条的规定处理。

5.5.2.4 断路器越级跳闸, 应按以下规定处理:

a) 出线断路器保护动作未跳闸, 而造成主变压器或电源进线断路器跳闸者, 应先拉开该出线断路器, 如断路器拉不开时, 应拉开该断路器的两侧刀闸, 还应拉开电源进线断路器及电容补偿装置断路器, 其它各出线断路器不需拉开。经判别主变压器保护范围内设备无故障后, 试送主变压器或电源进线断路器, 并将试送结果及时报告本单位主管部门;

b) 出线断路器保护未动作时, 应先检查主变压器保护范围内的设备, 确无故障时, 拉开各出线断路器(包括电容补偿装置断路器), 试送主变压器或电源进线断路器, 再逐步试送各出线断路器, 试送中如主变压器断路器再次跳闸, 拉开故障的出线断路器, 合上主变压器或电源进线断路器并报告本单位主管部门; 其它出线断路器也应继续试送。出线断路器与主变压器或电源进线断路器同时跳闸时, 应先拉开故障的出线断路器, 试送主变压器或电源进线断路器, 检查主变压器保护范围内设备无问题, 可确认是出线线路故障造成越级跳闸, 此时应按本条 a) 款执行。

在试送发生故障的出线断路器前, 应检查两级继电保护定值的配合情况。

5.5.2.5 35kV及以上内桥接线的变电所, 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, 各自投装置失灵或无各自投装置, 经供电部门调度同意, 合上另一回线路的断路器; 若两回进线同时运行而桥断路器在备用的方式下, 当发生一回进线跳闸, 自投装置失灵或无自投装置, 经供电部门调度同意, 合上桥断路器。

5.5.3 变(配)电所发生全所失电时的处理

5.5.3.1 电源有电, 电源进线断路器跳闸时, 应按以下规定处理:

a) 各出线断路器的继电保护装置均未动作, 应详细检查设备, 排除故障后方可恢复送电;

b) 出线断路器的继电保护装置已动作, 不论跳闸与否, 可按越级跳闸处理。

5.5.3.2 电源无电时, 应按以下规定处理:

a) 电源进线断路器的继电保护装置已动作而未跳闸者, 应立即拉开电源进线断路器, 检查所内设备, 查明故障点, 待故障排除后, 电源有电时, 方可恢复送电或倒备用电源供电

b) 本所无故障者, 可倒用备用电源供电, 但应先拉开停电线路的进线断路器, 而后再合备用电源进线断路器。

5.5.4 35kV及以下非有效接地系统, 发生单相接地故障时, 应按下列规定处理:

a) 从变(配)电所的测量仪表及信号指示发现单相接地故障后, 应立即检查所内设备有无接地, 在查明所内设备无接地时, 可按出线线路的重要程度依次拉开出线断路器的方法, 查找接地故障线路;

b) 两台及以上变压器并列运行, 当发生单相接地故障时, 为了缩小影响范围, 应断开分段断路器, 判明是哪段母线系统接地;

c) 应采用断路器断开接地点电源, 禁止使用隔离开关断开接地点电源;

d) 消弧线圈在单相接地情况下, 运行时间应以铭牌数据为准, 但不应超过 2h, 若上层油温未超过 95℃时, 可运行至上层油温 95℃。

5.5.5 6kV~20kV低电阻接地系统的运行

5.5.5.1 低电阻接地系统不允许退出接地电阻运行。

5.5.5.2 当6kV~20kV母线分段运行时, 每段母线应有一组接地电阻投入运行。

5.5.5.3 当6kV~20kV分段断路器在合闸位置时, 而其中一段母线的受电总断路器在分闸位置时, 应投入运行的受电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。

5.5.5.4 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6kV~20kV

侧的受电总断路器保护亦应投入运行。

5.5.5.5 变压器6kV~20kV侧受电总断路器联跳对应接地电阻的保护连接片（压板）应投入运行。6kV~20kV母线上运行设备的零序保护均应投入运行。

5.5.6 变（配）电所全停故障

5.5.6.1 变（配）电所全停故障的处理：

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，并报告本单位主管部门和供电部门调度；

b) 恢复所用电，确保直流系统完好。

5.5.6.2 变（配）电所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，只恢复所用电和部分重要设备的供电；

b) 防止非同期并列，防止向有故障的电源线路反送电。

5.5.6.3 电网故障造成变（配）电所全停时，检查确认所内设备正常，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，报告供电部门调度，等候指令。

5.5.6.4 所内故障造成变电所全停时，应尽快隔离故障点，恢复所用电，检查各线路有无电压，按供电部门调度和本单位主管部门指令处理事故。

5.6 变（配）电所反事故措施管理

5.6.1 电力用户应根据本单位变（配）电所的电气设备重大隐患治理目标、事故防范对策和电气设备技术升级需求，制订反事故技术措施。

5.6.2 在进行变（配）电所大型作业项目时，应提前制订本变（配）电所相应的反事故措施。

5.7 事故应急处理预案

5.7.1 电力用户应结合变（配）电所的实际情况，针对不同的事故类型，编制变（配）电所电气事故应急处理预案，内容包括：

a) 电气事故应急处理组织机构；

b) 电气事故应急处理联系制度和联系电话；

c) 电气事故应急处理的具体措施与实施步骤。

5.7.2 电气事故应急处理的具体措施与实施步骤，应科学合理、简单明了、针对性明确。电气事故应急处理过程中涉及的双电源切换、倒母线等操作步骤应做为电气事故应急预案中的重要内容必须正确完备。

5.7.3 电气事故应急预案，应随本单位用电系统的变化和供电系统的发展进行调整和补充。

5.7.4 电气事故应急预案，应报供电部门备案。

5.7.5 电气事故应急预案，每年至少进行一次模拟演练，并及时审核、修订。

5.8 停送电联系

5.8.1 电力用户因变（配）电所检修、试验等工作，需要拉开供电电源进线隔离装置或电源侧柱上断路器、跌落式熔断器时，均应向供电部门办理“停送电申请单”。停电申请单内容，应包括：需要停电的供电线路名称或需要拉开进线隔离装置的设备名称和设备编号、计划停（送）电起始和终止时间、停送电联系人、工作内容、联系电话等。

5.8.2 35kV及以上供电线路不停电时的停送电联系，按以下规定执行：

a) 在拉开进线隔离装置前，应与供电部门值班调度员联系，经同意后方可进行拉开进线隔离电器的倒闸操作；

- b) 拉开进线隔离装置后，应立即向供电部门值班调度员汇报；
- c) 需要延长送电时间时，也应向供电部门值班调度员汇报并同意；
- d) 恢复送电前，应向供电部门值班调度员汇报后进行倒闸操作；
- e) 倒闸操作完成，应立即向供电部门值班调度员汇报。

5.8.3 10（20）kV电力用户，需要断拉开供电电源侧柱上断路器、跌落式熔断器、环网开关（隔离插头）等时，应由供电部门工作人员，按照电力用户“停送电申请单”的计划时间，进行停送电操作。未经许可电力用户不得自行操作。

5.8.4 配合供电线路停电或申请供电线路停电时的停送电联系，应按以下规定执行：

a) 供电线路停电后，电力用户的停送电联系人，应与供电部门值班调度员联系，经同意后，方可在电源侧进行验电，当验明供电线路确无电压后方可装设接地线；

b) 电源侧接地线装设完成后，应立即向供电部门值班调度员汇报，经同意后方可进行工作；

c) 工作完成、人员撤离现场、接地线拆除后，应立即向供电部门值班调度员汇报“工作结束、接地线已拆除”；

d) 电力用户停送电联系人，一经向供电部门值班调度员汇报“工作结束、接地线已拆除”后，严禁再在供电线路电源侧上工作。

5.8.5 严禁电力用户在没有办理“停送电”申请手续时，在供电线路电源侧上工作，或装设接地线或合上接地开关。

5.9 应急发电机组（不并网）的运行和维护

5.9.1 应急发电机组及其电气装置，应每月对其进行检查、维护，使其处于完好状态。

5.9.2 应急发电机组，应每月进行开机空载运行，运行时间不小于1h。

5.9.3 当应急发电机组确需运行供电时，应首先断开供电电源侧的高压总断路器，将低压侧双投刀闸（二合一断路器）切换至发电机侧，防止向电网倒送电事故的发生。

5.9.4 应急发电机组原动力油料贮存和管理，应符合消防部门的有关规定。

6 电力变压器运行

6.1 一般规定

6.1.1 油浸式变压器本体的安全保护装置、冷却装置、油保护装置、温度测量装置和油箱及附件等应符合 GB6451 的要求。干式变压器的有关装置应符合 GB/T 10228 的要求。

6.1.2 变压器采用熔断器保护时，应符合以下规定：

a) 应采用负荷开关—熔断器组合电器，转移电流不应小于：10kV 为 1700A；20kV 为 1400A。

b) 应采用高分断熔断器。熔断器性能应满足系统短路容量、灵敏度和选择性的要求；

c) 运行中，当发生一相熔断器熔丝熔断时，宜同时更换三相熔断器；

d) 严禁采用隔离开关（负荷开关）另加熔断器的安装方式。

6.1.3 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%~1.5%的升高坡度。

6.1.4 变压器应按下列规定装设温度测量装置：

a) 应有测量顶层油温的温度计（柱上变压器可不装设）。无人值班变电所内的变压器应装设指示顶层油温最高值的温度计；

b) 1000kVA及以上油浸式变压器、630kVA及以上干式变压器，应将信号温度计接远方信号；

c) 8000kVA及以上的变压器，应装有远方测温装置；

d) 强迫油循环水冷却的变压器，应在冷却器进出口分别装设测温装置；

e) 温度计管座内应充有变压器油；

f) 干式变压器应按制造厂的规定，装设温控、温显测量装置。

6.1.5 20000kVA及以上的变压器，应装设远方监视负载电流和顶层油测温的测温装置。

6.1.6 释压装置的安装应保证事故喷油畅通，并且不致喷入电缆沟、母线及其它设备上，必要时应予遮挡。

6.1.7 变压器应有铭牌，并标明设备编号和相位。

安装在变压器室内或柱上的配电变压器亦应编号并悬挂警告牌。

6.1.8 变压器在运行情况下，应能安全地查看储油柜和套管油位、顶层油温、气体继电器以及能安全取油样、气样等。应装设固定爬梯。

6.1.9 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。

6.1.10 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。

6.1.11 备用变压器应按DL/T596的规定进行预防性试验。

6.1.12 运行中的变压器遇有下列工作或情况时，由值班人员向本单位主管部门或供电部门调度（有调度关系的）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。

6.1.13 变压器在受到近区短路冲击后，35kV及以下宜做低电压短路阻抗测试；110kV及以上宜采用频率响应法测试绕组变形，并与原始记录比较，判断变压器无故障后，方可投运。

6.1.14 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，应报告本单位主管部门。

6.1.15 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。

6.1.16 如制造厂无特殊规定，变压器压力释放阀宜投信号位置。

6.1.17 夏季前，对强迫油循环风冷变压器的冷却器进行清扫。

6.1.18 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。

6.1.19 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。

6.1.20 冷却系统：

a) 油浸风冷变压器风扇的投入、退出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) 强迫油循环风冷系统必须有两个独立的工作电源并能手动或自动切换。当工作电源发生故障时，应发出音响、灯光等报警信号；强迫油循环风冷系统失电后，变压器温度不超过规定值的措施应写入《变（配）电所现场运行规程》；

c) 强迫油循环变压器，当切除故障冷却器时应发出音响、灯光等报警信号，并自动（水冷的可手动）投入备用冷却器；对有两组或多组冷却系统的变压器，应具备自动分组延时启停功能。

d) 散热器应经蝶阀固定在变压器油箱上或采用独立落地支撑，以便在安装或拆卸时变压器油箱不必放油。

e) 风扇、水泵及油泵的附属电动机应有过负荷、短路及断相保护；应有监视油流方向的装置。

f) 水冷却器的油泵应装在冷却器的进油侧，并保证在任何情况下冷却器中的油压大于水压约0.05MPa（双层管除外）。冷却器出水侧应有防水旋塞。

g) 强迫油循环水冷却的变压器，各冷却器的潜油泵出口应装逆止阀（双层管除外）。

h) 强迫油循环冷却的变压器，应能按温度和（或）负载控制冷却器的投切。

i) 潜油泵应采用E级或D级轴承，油泵应选用较低转速油泵（小于1500rpm）。

j) 发电厂变压器发电机出口的合、断应与发电机主变压器冷却器联锁，即当发电机并网其出口开关合入后，并网机组主变压器冷却器应自动投入，当发电机解列其出口开关断开后，冷却器应自动停止。

k) 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。冷却装置的投入、退出应按制造厂的规定，写入《变（配）电所现场运行规程》。

6.1.21 运行中的备用变压器应随时可以投入运行。长期停运者应定时充电，同时投入冷却装置。如系强迫油循环变压器，充电后不带负载或带轻负载运行时，应轮流投入部分冷却器，其数量不超过制造厂规定空载时的运行台数。

6.1.22 干式变压器在停运和保管期间，应防止绝缘受潮。

6.2 变压器运行

6.2.1 变压器的运行电压一般不应高于该运行分接额定电压的105%。对于特殊使用情况（例如变压器的有功功率可以在任何方向流通），允许在不超过110%的额定电压下运行，对电流与电压的相互关系无特殊要求，对负载电流为额定电流的 K （ $K \leq 1$ ）倍时，按以下公式对电压 U 加以限制：

$$U(\%) = 110 - 5K^2$$

并联电抗器、消弧线圈、调压器等允许过电压运行的倍数和时间，按制造厂的规定。

6.2.2 无励磁调压变压器在额定电压±5%范围内改换分接位置运行时，其额定容量不变。如为-7.5%和-10%分接时，其容量按制造厂的规定；如无制造厂规定，则容量应相应降低2.5%或5%。

有载调压变压器各分接位置的容量，按制造厂的规定。

6.2.3 变压器三相负载不平衡时，应监视最大一相的电流。接线为YN yno的大、中型变压器允许的中性线电流，按制造厂及有关规定。接线为Y yno和D yn11的配电变压器，中性线电流的允许值分别为额定电流的25%和40%，或按制造厂的规定。

6.2.4 油浸式变压器顶层油温，一般不超过表1的规定（制造厂有规定的按制造厂规定）。当冷却介质温度较低时，顶层油温也应相应降低。自然循环冷却变压器的顶层油温一般不宜经常超过85℃。

变压器上层油温的报警温度为80℃，冷却风扇在65℃启动，55℃返回（制造厂另有规定除外）。

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（℃）	最高上层油温（℃）
自然循环自冷、风冷	40	95
强迫油循环风冷	40	85
强迫油循环水冷	30	70

经改进结构或改变冷却方式的变压器，必要时应通过温升试验确定其负载能力。

6.2.5 干式变压器温度一般不超过表2的规定。

表 2 干式变压器温度限值

绝缘系统的温度等级℃	绕组热点温度℃		额定电流下平均温升 $\Delta \theta_r$ 的 限值
	额定值	最高允许值	
120	110	155	75
155	145	190	100

6.2.6 油浸式变压器的正常周期性负载、长期急救周期性负载和短期急救负载的运行要求，按DL/T 572的规定执行。

6.2.7 变压器允许正常和事故过负荷情况下运行，变压器过负荷运行时，应密切监视运行温度，当变压器过负荷或顶层油温达到报警温度时，应报本单位主管部门并做好记录。

6.2.8 变压器负荷达到额定容量的130%时，即便运行温度未达到最高油温限值时，亦应立即报告本单位主管部门申请减负荷。

6.2.9 变压器负荷达到额定容量的120%时，暂停有载调压操作（制造厂另有规定者除外）。

6.2.10 油浸风冷变压器的正常负荷为额定容量的70%以上时，风扇应自动或手动投入运行（制造厂另有规定者除外）。

6.2.11 干式变压器的正常周期性负载和急救负载的运行要求，按制造厂规定和GB/T17211的要求。

6.2.12 无人值班变电所内变压器超额定电流运行方式，可视具体情况，在《变（配）电所现场运行规程》中规定。

6.2.13 强迫冷却变压器的运行条件：

a) 强迫油循环冷却变压器运行时，必须投入冷却器。空载和轻载时不应投入过多的冷却器（空载状态下运行短时不投）。各种负载下投入冷却器的相应台数，应按制造厂的规定。按温度和（或）负载投切冷却器的自动装置应保持正常。

b) 油浸风冷和干式风冷变压器，风扇停止工作时，允许的负载和运行时间，应按制造厂的规定。油浸风冷变压器当冷却系统故障停风扇后，顶层油温不超过65℃时，允许带额定负载运行。当顶层油温超过85℃而风扇不能恢复运行时，应立即报告本单位主管部门，申请减负荷。

c) 强迫油循环风冷和强迫油循环水冷变压器，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℃，则允许上升到75℃.但在这种状态下运行的最长时间不得超过1h。若制造厂说明书上有规定时，按制造厂规定执行。

6.2.14 新装、大修、事故检修或换油等情况下重新注油后的变压器，在施加电压前，静止时间不应小于以下规定：

a) 110kV及以下为24h；

b) 220kV为48h。

6.2.15 变压器停止运行6个月及以上，准备投入运行时，应做预防性试验，合格后方可投入运行。

6.2.16 在110kV及以上中性点有效接地系统中，投运或停运变压器的操作，中性点必须先接地。投入后可按系统需要决定中性点是否断开。110kV及以上中性点接小电抗的系统，投运时可以带小电抗投入。

6.2.17 对于中性点不接地的110kV及以上变压器正常运行时，停电操作规定如下：

a) 低压侧（中压侧）无电源的一律先将变压器一次侧中性点接地，再由高压侧拉开变压器；

b) 低压侧或中压侧有电源的（包括两台变压器并列的电源）：

i) 110kV双绕组变压器：由低压侧断路器拉空载变压器；

ii) 110kV三绕组变压器：一般由中压侧断路器拉空载变压器；

iii) 220kV双绕组变压器：由低压侧断路器拉空载变压器；若低压侧为110kV且正常中性点不接

地运行时，应临时将110kV中性点接地后用110kV侧断路器拉空载变压器；

iv) 220kV三绕组变压器：110kV侧中性点正常接地运行时，一律由110kV侧断路器拉空载变压器。110kV侧中性点正常不接地运行时，宜由低压侧（6kV~20kV）断路器拉空载变压器。

c) 三绕组变压器，当低压或中压侧无电源时，按双绕组变压器操作。

6.2.18 气体保护装置的运行，应符合下列规定：

a) 变压器运行时，气体继电器应有两副接点，彼此间完全电气隔离。一套用于轻瓦斯报警，另一套用于重瓦斯跳闸。有载分接开关的气体保护应接跳闸。当用一台断路器控制两台变压器时，当其中一台转入备用，则应将备用变压器重瓦斯改接信号。

b) 变压器在运行中滤油、补油、换潜油泵或更换净油器的吸附剂时，应将其重瓦斯改接信号，此时其它保护装置仍应接跳闸。作业完成后，立即改回原运行方式。

c) 已运行的气体继电器应每2~3年开盖一次，进行内部结构和动作可靠性检查。对保护大容量、超高压变压器的气体继电器，更应加强其二次回路维护工作。

d) 当油位计的油面异常升高或呼吸系统有异常现象，需要打开放气或放油阀门时，应先将重瓦斯改接信号。

d) 在地震预报期间，应根据变压器的具体情况和气体继电器的抗震性能，确定重瓦斯保护的运行方式。地震引起重瓦斯动作停运的变压器，在投运前应应对变压器及瓦斯保护进行检查试验，确认无异常后方可投入。

6.2.19 压力释放阀的运行，应符合下列规定：

a) 变压器的压力释放阀接点宜作用于信号；

b) 定期检查压力释放阀的阀芯、阀盖是否有渗漏油等异常现象；

c) 定期检查释放阀微动开关的电气性能是否良好，连接是否可靠，避免误发信；

d) 采取有效措施防潮防积水；

e) 结合变压器大修应做好压力释放阀的校验工作；

f) 释放阀的导向装置安装和朝向应正确，确保油的释放通道畅通；

g) 运行中的压力释放阀动作后，应将释放阀的机械电气信号手动复位。

6.2.20 变压器分接开关的运行，应符合下列规定：

a) 无励磁调压变压器在变换分接位置时，应做多次转动，以便消除触头上的氧化膜和油污。变压器在确认变换位置正确并锁紧后，应测量绕组的直流电阻。分接变换情况应做记录。

b) 变压器有载分接开关的操作，应遵守下列规定：

i) 应逐级调压，同时监视分接位置及电压、电流的变化；

ii) 单相变压器组和三相变压器分相安装的有载调压分接开关，其调压操作宜同步或轮流逐级进行；

iii) 有载调压变压器并联运行时，其调压操作应轮流逐级或同步进行；

iv) 有载调压变压器与无励磁调压变压器并联运行时，其分接电压应尽量靠近无励磁调压变压器的分接位置；

v) 应核对系统电压与分接额定电压间的差值，使其符合本规程第6.2.1条的规定；

c) 变压器有载调压分接开关的维护，应按制造厂和DL/T574的规定进行，无制造厂规定者可参照以下规定：

i) 运行6~12个月或切换2000~4000次后，应取切换开关箱中的油样做试验；

ii) 新投入运行的分接开关，在投运后1~2年或切换5000次后，应将切换开关吊出检查，此后可按实际情况确定检查周期；

iii) 运行中的有载分接开关切换5000~10000次后，或绝缘油的击穿电压低于25kV时，应更换切换开关箱的绝缘油；

- iv) 操作机构应经常保持良好状态;
- v) 长期不调或有长期不用的分接位置的有载分接开关, 应在有停电机会时, 在最高和最低分接间操作几个循环。

6.2.21 变压器并列运行, 应符合下列规定:

- a) 变压器并列运行的基本条件:
 - i) 联接组标号相同;
 - ii) 电压比应相等, 差值不得超过 $\pm 0.5\%$;
 - iii) 阻抗电压值偏差小于 10% ;

阻抗电压不等或电压比不等的变压器, 任何一台变压器除满足GB/T 1094.7和制造厂规外, 其每台变压器并列运行绕组的环流应满足制造厂的要求。阻抗电压不同的变压器, 可适当提高阻抗电压高的变压器的二次电压, 使并列运行变压器的容量均能充分利用。

- b) 新装或变动过内外连接线的变压器, 并列前应核对相位;
- c) 变压器并列运行后, 应检查负荷分配情况。

6.2.22 变压器的经济运行

- a) 变压器的投运台数应按负载情况, 从安全、经济原则出发, 合理安排;
- b) 可以相互调配负载的变压器, 应考虑合理分配负载, 使总损耗最小;
- c) 并列运行的变压器应计算经济点, 并按经济运行的范围投入和退出运行。

6.3 巡视检查

6.3.1 变压器的日常巡视检查, 应按下列规定进行:

- a) 有人值班变电所内的变压器, 一般每天一次, 每周进行一次夜间巡视;
- b) 无人值班变电所内的变压器, 每周至少巡视检查一次;
- c) 变电所外安装的变压器, 每周至少巡视检查一次。

6.3.2 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) 强迫油循环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。

6.3.3 变压器日常巡视检查项目如下:

- a) 变压器的油温和温度计应正常, 储油柜的油位应与温度相对应, 各部位无渗油、漏油;
- b) 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; 套管渗漏油时, 应及时处理, 防止内部受潮损坏;
- c) 变压器声响均匀、正常;
- d) 各冷却器手感温度应相近, 风扇、油泵、水泵运转正常, 油流继电器工作正常, 特别注意变压器冷却器潜油泵负压区出现的渗漏油;

- e) 水冷却器的油压应大于水压（制造厂另有规定者除外）；
- f) 吸湿器完好，吸附剂干燥；
- g) 引线接头、电缆、母线应无发热现象；
- h) 压力释放阀、安全气道及其防爆隔膜应完好无损；
- i) 有载分接开关的分接位置及电源指示应正常；
- j) 有载分接开关的在线滤油装置工作位置及电源指示正常；
- k) 气体继电器内应无气体（一般情况）；
- l) 各控制箱和二次端子箱、机构箱应关严，无受潮，温控装置工作正常；
- m) 干式变压器的外部表面应无积污；
- n) 变压器室的门窗、照明应完好，房屋不漏水；温度正常；
- o) 根据变压器的结构特点在《变（配）电所现场运行规程》中补充检查的其他项目。

6.3.4 应对变压器作定期检查，检查周期可根据具体情况在《变（配）电所现场运行规程》中规定，应增加以下检查内容：

- a) 各部位的接地应完好，并定期测量铁芯和夹件的接地电流；
- b) 强迫油循环冷却的变压器，应做冷却装置的自动切换试验；
- c) 外壳及箱沿应无异常发热；
- d) 水冷却器从旋塞防水检查应无油迹；
- e) 有载调压装置的动作情况应正常；
- f) 各种标志应齐全明显；
- g) 各种保护装置应齐全、良好；
- h) 各种温度计应在检定周期内，温度报警信号应正确可靠；
- i) 消防设施应完好；
- j) 室内变压器通风设备应完好；
- k) 贮油池和排油设施应保持良好状态；
- l) 检查变压器及散热装置无任何渗漏油；
- m) 电容式套管末屏有无异常声响或其他接地不良现象；
- n) 变压器红外测温。

6.3.5 下列情况应进行特殊巡视检查，增加巡视检查次数：

- a) 新设备或经过检修、改造的变压器在投运72h内；
- b) 有严重缺陷时；
- c) 气象突变（如大风、大雾、大雪、冰雹、寒潮等）时；
- d) 高温季节、高峰负载期间；
- e) 变压器急救负载运行时；

6.3.6 在投运变压器之前，值班人员应仔细检查，确认变压器及其保护装置在良好状态，具备带电运行条件。并注意外部有无异物，临时接地线是否已拆除，分接开关位置是否正确，各阀门开闭是否正确。变压器在低温投运时，应防止呼吸器因结冰被堵。

6.3.7 运行中的备用变压器应随时可以投入运行。长期停运时应定期充电，同时投入冷却装置。如系强迫油循环变压器，充电后不带负载或带较轻负载运行时，应轮流投入部分冷却器，其数量不超过制造厂规定空载时的运行台数。

6.3.8 变压器投运和停运的操作程序应在《变（配）电所现场运行规程》中规定，并遵守下列各项规定：

- a) 强迫油循环变压器投运时应逐台投入冷却器，并按负载情况控制投入冷却器的台数；水冷却器应先启动油泵，再开启水系统；停电操作先停水后停油泵；冬季停运时将冷却器中的水放尽。

b) 变压器充电应在有保护装置的电源侧用断路器操作，停运时应先停负载侧，后停电源侧。

c) 在无断路器时，可用隔离开关投切110kV及以下且电流不超过2A的空载变压器；用于切断20kV及以上变压器的隔离开关，必须三相联动且装有消弧角；装在室内的隔离开关必须在各相之间安装耐弧的绝缘隔板。若不能满足上述规定，又必须用隔离开关操作时，须经本单位总工程师批准。

6.4 变压器运行异常及故障处理

6.4.1 变压器有下列异常运行情况，应报告本单位主管部门并加强监视：

- a) 设备接头过热；
- b) 轻瓦斯保护动作。

6.4.2 变压器有下列异常运行情况之一者应立即停运，若有运用中的备用变压器，应尽可能先将其投入运行，并应报告本单位主管部门和供电部门调度：

- a) 变压器内部出现异常声响，内部有爆裂声；
- b) 变压器严重漏油或喷油，使油面下降到低于油位计的指示限度；
- c) 套管有严重的破损和放电现象；
- d) 变压器冒烟着火；
- e) 干式变压器温度突升至120℃。

6.4.3 当发生危及变压器安全的故障，而变压器的有关保护装置拒动时，值班人员应立即将变压器停运。

6.4.4 当变压器附近的设备着火、爆炸或发生其他情况，对变压器构成严重威胁时，值班人员应立即将变压器停运。

6.4.5 变压器油温指示异常，值班人员应按以下步骤检查处理：

- a) 检查变压器负载和冷却介质的温度，并与在同一负载和冷却介质温度下正常的温度核对；
- b) 检查校验温度测量装置；
- c) 检查变压器冷却装置和变压器室的通风情况；
- d) 若温度升高的原因是由于冷却系统的故障，且在运行中无法修理者，应将变压器停运修理；若不能立即停运修理，则值班人员应按现场规程的规定，调整变压器的负载至允许运行温度下的相应容量；
- e) 在正常负载和冷却条件下，变压器温度不正常并不断上升，应查明原因，必要时应立即将变压器停运；
- f) 变压器在各种超额定电流方式下运行，若顶层油温超过105℃时，应立即降低负载。

6.4.6 当发现变压器的油面较当时油温所应有的油位显著降低时，应查明原因。补油时应遵守本规程第6.2.18条b)款的规定，禁止从变压器下部补油，所补的新油应与原牌号油一致，如牌号不一致，应做混油试验。

6.4.7 变压器油位因温度上升有可能高出油位指示极限，经查明不是假油面所致时，则应放油，使油面降至与当时油温相对应的高度，以免溢油。

6.4.8 铁芯多点接地而接地电流较大时，应安排检修处理。在缺陷消除前，可采取措施将电流限制在300mA左右，并加强监视。

6.4.9 变压器过负载，按以下规定处理：

- 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℃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本单位主管部门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相关规定执行。

6.4.10 有载调压装置失灵，按以下规定处理：

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。

6.4.11 油浸风冷装置故障，按以下规定处理：

油浸风冷变压器失去全部风扇时，顶层油温不超过65℃，允许带负载运行。当顶层油温超过65℃而风扇不能恢复时，应立即报告本单位主管部门。

6.4.12 强迫油循环风冷装置故障，按以下规定处理：

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（配）电所现场运行规程》；

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) 强迫油循环风冷变压器，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℃，允许上升到75℃，但这种情况下的最长运行时间不得超过1h。

6.4.13 气体保护装置动作，按以下规定处理：

a) 信号动作时的处理

i) 气体保护装置信号动作时，应立即对变压器进行检查，查明动作的原因，是否因积聚空气、油位降低、二次回路故障或是变压器内部故障造成的。如气体继电器内有气体，则应记录气量，观察气体颜色及试验是否可燃，并取气样及油样做色谱分析，可根据有关规程判断变压器的故障性质。并将检查结果报告本单位主管部门；

ii) 若气体继电器内的气体为无色、无臭且不可燃，色谱分析判断为空气，则变压器可继续运行并及时消除进气缺陷；

iii) 若气体是可燃的或油中溶解气体分析结果异常，应综合判断确定变压器是否停运。

b) 跳闸时的处理

气体保护装置动作跳闸后，立即报告本单位主管部门和供电部门调度，原因不清，未排除故障不得试送。应重点考虑下列因素：

i) 变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象；

ii) 压力释放阀动作情况；

iii) 吸湿器是否阻塞或排气未尽；

iiii) 气体继电器中积聚气体量，是否可燃；

v) 必要的电气试验及气体继电器中的气体和油中溶解气体的色谱分析结果；

vi) 继电保护装置及二次回路有无故障；

vii) 是否发生穿越性故障，继电器触点误动；

viii) 变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象。

6.4.14 差动保护动作，按以下规定处理：

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動作情况；

e) 必要的电气试验及油、气分析。

6.4.15 变压器跳闸和着火时，按以下规定处理：

a) 变压器跳闸后，应立即查明原因。如综合判断确定变压器跳闸不是由于内部故障所引起的，可重新投入运行；

若变压器有内部故障的症状时，应进一步进行检查；

b) 变压器跳闸后，应立即停用油泵；

c) 变压器着火时，应立即断开电源，停运冷却器，并迅速采取灭火措施，防止火势蔓延。

6.4.16 变压器有下列情况之一者，应立即报告本单位主管部门申请停运，若有停运中的备用变压器，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。

6.5 干式变压器运行及故障处理

6.5.1 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：

a) 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；

b) 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；

c) 变压器室内通风良好，环境温度满足技术条件要求；

d) 绕组温度高于温控器启动值时，应自动启动风机；

e) 干式变压器投运前应投入保护和温度报警；

f) 巡视检查干式变压器不得越过遮栏；

g) 定期更换冷却装置的润滑脂；

h) 定期进行变压器单元的清扫；

i) 定期进行测温装置的校验。

6.5.2 巡视检查时，应检查以下项目、内容：

a) 接地应可靠；

b) 风冷装置应正常；

c) 温控温显装置温度指示应正常；

d) 变压器外表应无裂痕、无异物；

e) 检查变压器室内通风装置应正常；

f) 接头无过热。

6.5.3 干式变压器运行异常及故障处理

6.5.3.1 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。

6.5.3.2 超温跳闸处理：

a) 检查各侧总断路器是否在分闸位置；

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。

6.5.3.3 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3规定的数值执行。

表 3 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

6.6 气体绝缘变压器运行

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（配）电所现场运行规程》。

7 电抗器运行

7.1 一般规定

7.1.1 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。

7.1.2 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。

7.1.3 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。

7.2 巡视检查

7.2.1 干式电抗器巡视检查项目如下：

- a) 电抗器线圈绝缘层完好，相色正确清晰；
- b) 电抗器周围及风道整洁，无铁磁性杂物；
- c) 支架无裂纹，线圈无松散变形，垂直安装的电抗器无倾斜；
- d) 各连接部分接触良好，无过热；
- e) 引线线夹处连接良好；
- f) 外表无开裂，无放电痕迹；
- g) 使用红外热成像或红外测温仪监测异常温升及局部热点；
- h) 防雨措施良好。

7.2.2 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。

7.3 电抗器异常及故障处理

7.3.1 电抗器在运行中，发生下列情况应报告本单位主管部门（调度）：

- 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。

7.3.2 并联电抗器过负载时，应报告本单位主管部门，并记录电抗器电流、系统电压和顶层油温。

8 高压断路器运行

8.1 一般规定

- 8.1.1 分、合闸指示器应指示清晰、正确。
- 8.1.2 断路器应有动作次数计数器，计数器调零时应作累计统计。
- 8.1.3 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。
- 8.1.4 应具备远方和就地操作动能。
- 8.1.5 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校核。断路器允许开断故障次数写入《变（配）电所现场运行规程》。
- 8.1.6 应按制造厂规定投入、退出驱湿装置和保温装置。
- 8.1.7 定期对断路器的端子箱、操作箱、机构箱清扫及通风。
- 8.1.8 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制造厂规定，应安排更换。
- 8.1.9 定期检查SF₆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，应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。
- 8.1.10 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。
- 8.1.11 对操动机构的要求：
- 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；
 - 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；
 - 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；
 - 液压或气动机构，应有压力安全释放装置；
 - 弹簧操动机构的储能电动机宜采用交流电源操作。
- 8.1.12 断路器的机械脱扣方法应写入《变（配）电所现场运行规程》。
- 8.1.13 每台断路器的操动机构箱（开关柜内除外）上应有设备编号和名称。
- ## 8.2 巡视检查
- 8.2.1 运行中和处于备用状态的高压断路器必须定期进行巡视检查。正常运行巡视检查，可与变（配）电所高压配电装置一并进行。巡视检查由当班运行值班人员进行。
- 8.2.2 各种类型断路器巡视检查项目如下：
- 均压电容器无渗漏；
 - 无异味、无异常响声；
 - 分、合闸位置与实际运行工况相符；
 - 引线应无松股、断股、过紧、过松等异常情况；
 - 操作箱、机构箱内部整洁，箱门关闭严密；
 - 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；
 - 套管、绝缘子无裂痕，无闪络痕迹；
 - 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；
 - 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。
- 8.2.3 液压操动机构重点检查以下内容：
- 机构箱内无异味、无积水、无凝露；
 - 液压机构的压力在合格范围之内；
 - 油箱油位正常，工作缸储压筒及各阀门管道无渗漏油；
 - 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。

8.2.4 弹簧操动机构的储能电动机电源或熔断器（微型断路器）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。

8.2.5 气动操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。

8.2.6 断路器的特殊巡视要求如下：

- a) 新装投入运行后，应相对缩短巡视周期，投入运行72h后，可转入正常巡视检查；
- b) 根据设备具体情况安排夜间巡视，夜间巡视应闭灯进行；
- c) 气温突变和高温季节应加强巡视检查；
- d) 雷雨季节雷电活动后应进行巡视检查；
- e) 有重要活动或高峰负荷期间应加强巡视检查。

8.2.7 SF₆断路器的巡视检查项目如下：

- a) 记录SF₆气体压力和温度；
- b) 断路器各部分及管道无异声（漏气声、振动声）、异味，管道夹头正常；
- c) 套管无裂痕，无放电声和电晕；
- d) 断路器分、合位置指示正确，并和当时实际运行工况相符；
- e) 落地罐式断路器应检查防爆膜有无异状；
- f) 保护接地装置完好；
- g) 环境条件良好，附近无杂物。

8.2.8 真空断路器的巡视检查项目如下：

- a) 断路器分、合位置指示正确，并和当时实际运行工况相符；
- b) 支持绝缘子无裂痕及放电声，绝缘杆、撑板、绝缘子上无尘土；
- c) 真空灭弧室无异常；
- d) 保护接地装置完好；
- e) 引线接触部分无过热，引线弛度适中。

8.2.9 断路器操动机构的巡视检查

8.2.9.1 弹簧操动机构巡视检查项目如下：

- a) 机构箱门平整、开启灵活、关闭严密；
- b) 断路器在运行状态时，储能电机的控制开关，在断开位置。当装设“备用电源自动投入装置”时，储能电机控制开关，应在闭合位置；
- c) 检查储能电机、行程开关接点无卡住和变形，分、合闸线圈无冒烟异味；
- d) 断路器在分闸备用状态时，分闸连杆应复归，分闸锁扣到位，合闸弹簧应储能；
- e) 加热器正常完好。

8.2.9.2 液压操动机构巡视检查项目如下：

- a) 机构箱门平整、开启灵活、关闭严密；
- b) 检查油箱油位正常、无渗漏油；
- c) 高压油的油压在允许范围内；
- d) 每天记录油泵启动次数；
- e) 机构箱内无异味；
- f) 加热器正常完好。

8.2.9.3 气动操动机构巡视检查项目如下：

- a) 气压机构的压力应合格并且无漏气现象；
- b) 气动机构的开关，每周进行一次放水，定期检查空气压缩机润滑油的油位。

8.3 高压断路器运行异常及故障处理

8.3.1 值班人员在断路器运行中发现不正常现象时（如SF₆气压下降或有异响、分合闸位置指示不正确等），应及时消除，不能及时消除的应报告本单位主管部门，并记入运行记录簿和设备缺陷记录簿内。

8.3.2 值班人员发现设备有威胁电网安全运行，且不停电难以消除的缺陷，应及时报告本单位主管部门，同时向供电部门调度报告，申请停电处理。

8.3.3 断路器有下列情况之一，应报告本单位主管部门并采取措施退出运行：

- a) 引线接头过热；
- b) 套管有严重破损和放电现象；
- c) 空气、液压机构失压，弹簧机构储能弹簧损坏；
- d) SF₆断路器本体严重漏气，发出操作闭锁信号；
- e) 真空断路器出现真空损坏的滋滋声、不能可靠合闸、合闸后声音异常、合闸铁芯上升后不返回、分闸脱扣器拒动；
- f) 断路器操动机构有不正常现象。

8.3.4 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，必要时应佩戴防毒面具、穿防护服；

8.3.5 SF₆断路器发生意外爆炸或严重漏气等事故，值班人员接近设备要谨慎，尽量从“上风”接近设备，必要时应佩戴防毒面具、穿防护服；

8.3.6 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。

8.3.7 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。

8.3.8 断路器动作分闸后，值班人员应立即记录发生时间，停止音响信号，并立即进行“事故特巡”检查，判断断路器本身有无故障。

8.3.9 断路器对故障跳闸实行强送后，无论成功与否，均应对断路器外观进行仔细检查。

8.3.10 断路器故障分闸时发生拒动，造成越级分闸，在恢复系统送电时，应将发生拒动的断路器脱离系统并保持原状，待查清拒动原因并消除缺陷后方可投入。

8.4 气体绝缘金属封闭电器运行及故障处理

8.4.1 一般规定

8.4.1.1 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。

8.4.1.2 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大于24V，故障条件下不应大于100V，其温升不应超过30K。

8.4.1.3 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。

8.4.1.4 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。

8.4.2 巡视检查项目如下：

- a) 接地应完好；

- b) 各类箱门关闭严密，加热器、驱湿器工作正常；
- c) 无异常声响或异味；
- d) 各种压力表、油位计的指示正确；
- e) 断路器、避雷器的动作计数器指示正确；
- f) 压力释放装置防护罩无异常，其释放出口无障碍物；
- e) 无漏气、漏油；
- h) 现场控制盘上各种信号指示、控制开关的位置正确；
- i) 外壳、支架等无锈蚀、损伤；
- j) 通风系统、断路器、隔离开关及接地开关的装置指示正确，并与实际运行工况相符；
- k) 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。

8.4.3 定期检查项目如下：

- a) 检查接地装置；
- b) 检查各种外露连杆的紧固情况；
- c) 断路器的最低动作压力与动作电压试验；
- d) 清扫气体绝缘金属封闭开关外壳，对压缩空气系统排污；
- e) 检查或校验压力表、压力开关、密度继电器或密度压力表；
- f) 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；
- g) 对操动机构进行维修检查，处理漏油、漏气等缺陷。

8.4.4 运行异常及故障处理

8.4.4.1 有下列情况之一者应立即报告本单位主管部门和供电部门调度，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。

8.4.4.2 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，将情况报告本单位主管部门并加强监视；
- 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，立即报告本单位主管部门。

8.4.4.3 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。

8.4.4.4 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。

9 高压开关柜运行

9.1 一般规定

9.1.1 具备五防功能，操作时按照联锁条件进行。

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

9.1.3 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；每次小车推入开关柜之前，应检查相应断路器的位置，严禁在合闸位置推入小车。

9.1.4 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。

9.1.5 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。

9.2 巡视检查

9.2.1 正常巡视检查项目如下：

a) 开关柜上指示灯、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；

b) 柜面表计、继电器工作正常，无异常、异味及过热现象；

c) 柜内设备正常：绝缘子完好，无破损和闪络放电痕迹；

d) 柜内应无放电声、异味和不均匀的机械噪声；

e) 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。

f) 断路器操动机构应完好，接触器等无积尘，二次端子无锈蚀。

g) 各部位的连接点应无腐蚀及过热现象，监视温度的示温蜡片或变色漆应无融化或变色现象，应无异常响声；

h) 隔离开关和负荷开关除按上述的规定内容巡视检查外，还应重点检查以下内容：

i) 固定触头与可动触头的接触是否良好，有无发热现象；

ii) 操动机构和传动装置是否完整，无断裂；

iii) 真空负荷开关灭弧室无异常、SF₆负荷开关无漏气现象。

i) 接地牢固可靠，封闭性能及防小动物设施应完好。

9.2.2 断路器事故跳闸后或过负载运行时，增加下列检查项目：

a) 真空断路器有无异响、异常辉光，外壳有无裂纹或闪络现象；

b) 各支持绝缘子有无破损，绝缘拉杆有无断裂、变形、移位；

c) SF₆断路器气体压力无异常；

d) 操动机构分闸弹簧、缓冲器有否松脱、断裂、变位；

e) 机构分、合闸指示应正确，分、合闸线圈有无冒烟、过热，跳闸铁芯应复原，一字联臂及合闸滚轮位置正常。

9.3 运行异常及故障处理

9.3.1 发生下列情况应立即报告本单位主管部门和供电部门调度，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) SF₆断路器严重漏气、真空断路器灭弧室故障。

9.3.2 开关柜发生故障时，应及时对高压室进行事故排风。

9.3.3 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。

10 隔离开关运行

10.1 一般规定

10.1.1 隔离开关导电回路长期工作温度不宜超过80℃。

10.1.2 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、合空载所用变压器；
- 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20 kV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。

10.2 巡视检查

10.2.1 正常巡视检查项目如下：

- a) 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；
- b) 构架底座应无变形、倾斜、变位，接地良好；
- c) 支持绝缘子应清洁、完整、无破损、无裂纹和放电痕迹；
- d) 触头接触良好，各部分螺丝、边钉、销子齐全紧固；
- e) 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；
- f) 接头无过热、无变色、无氧化、无断裂、无变形。

10.3 运行异常及故障处理

10.3.1 当隔离开关拉不开时，不得强行操作。

10.3.2 运行中隔离开关支柱绝缘子断裂时，严禁操作此隔离开关，应立即报告本单位主管部门停电处理。

10.3.3 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。

10.3.4 发现隔离开关触头过热、变色，应报告本单位主管部门和供电部门调度。

10.3.5 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。

10.3.6 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。

10.3.7 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。

10.3.8 当发生带负荷拉、合隔离开关时，按以下原则处理：

a) 如发生带负荷拉隔离开关，在刀片刚离开刀口发生弧光时，应立即将隔离开关合上；但已拉开时不准再合，并立即报告本单位主管部门和供电部门调度；

b) 如发生带负荷合隔离开关，无论是否造成事故，均不准将错合的隔离开关再拉开，并立即报告

本单位主管部门和供电部门调度，进行处理。

11 互感器运行

11.1 一般规定

11.1.1 互感器必须满足仪表、继电保护装置对容量和准确度等级的要求，电压互感器二次应满足带额定负荷，不允许过负荷运行，电流互感器二次负载不得超过铭牌规定值。

11.1.2 互感器运行中一次电压、电流不得超过额定值的120%。

11.1.3 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。

11.1.4 6kV~35kV电压互感器一次侧应装设合格的熔断器，二次侧应装设熔断器或微型断路器。

11.1.5 35kV及以上变电所的6kV~10kV系统的中性点为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。

11.1.6 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。

11.1.7 当电压互感器停电时，应断开电压互感器的二次回路，以免从二次侧反送电，危及人身及设备安全。电压互感器送电时，在电压互感器二次侧无电压的情况下，可先投二次侧，后投一次侧，停电时，可先停一次侧，后停二次侧。

11.1.8 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微型断路器断开，防止电压反送。

11.1.9 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) 测量熔断器、消谐装置是否良好；
- d) 检查二次回路有无开路或短路；
- e) 零序电流互感器铁芯不应与架构或其他导磁体直接接触。

11.1.10 若继电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。

11.1.11 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。

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

11.2 巡视检查

11.2.1 巡视检查项目如下：

- a) 外绝缘表面应清洁、无裂纹及放电痕迹；
- b) 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；
- c) 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；
- d) 二次引线接触良好，接头无过热，温度正常，接地可靠；
- e) 底座、支架牢固，无倾斜变形，金属部分无严重锈蚀；
- f) 防爆阀、膨胀器应无渗漏油或异常变形；
- g) 干式互感器表面应无裂纹和明显的老化、受潮现象。

11.3 运行异常及故障处理

11.3.1 互感器发生下列情况之一，应立即报告本单位主管部门和供电部门调度，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。

11.3.2 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。

11.3.3 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，报告本单位主管部门和供电部门调度，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。

11.3.4 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。

11.3.5 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。

11.3.6 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。

12 避雷器及接地装置运行

12.1 一般规定

12.1.1 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。

12.1.2 雷雨季节到来前，应完成预防性试验。

12.1.3 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。

12.1.4 变压器中性点应装有两根与接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。

12.1.5 在避雷针、避雷线的架构上，严禁装设未采取保护措施的通信线、低压电力照明线。

12.1.6 变（配）电所、电力线路进行改建、扩建或改变运行方式时，应对以下各项进行检查、验算：

- a) 直接雷保护范围；
- b) 避雷器与被保护设备间的电气距离；
- c) 避雷针与电气设备以及工作接地网的地中距离。

12.1.7 在避雷针周围5m范围内严禁搭设临时建筑物。

12.2 巡视检查

12.2.1 正常巡视检查项目如下：

- a) 接地引下线连接螺栓及焊接处连接良好，无锈蚀、无脱焊；
- b) 避雷器一次连线良好，接头牢固，接地可靠；
- c) 避雷器内部无放电响声，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；
- d) 避雷器外绝缘瓷套及金属法兰等应清洁完整、无裂纹和放电、电晕及闪络痕迹，法兰无裂纹、锈蚀、进水。

12.2.2 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。

12.3 运行异常及故障处理

12.3.1 避雷器有下列情况之一者应立即报告本单位主管部门和供电部门调度，申请退出运行：

- a) 绝缘瓷套有裂纹或放电闪络；
- 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。

12.3.2 发现避雷器电导电流值超过规定范围或逐渐增加时，应及时上报本单位主管部门。

12.3.3 由于避雷器内部有异常音响或外套炸裂，而引起系统接地时，工作人员应避免靠近。此时可用断路器或采用人工接地转移的方法，将避雷器退出运行。若已引起系统永久性接地，则应禁止使用隔离开关操作。

13 并联补偿装置运行

13.1 一般规定

13.1.1 电容器长期运行中的工作电压，不应超过电容器额定电压的1.05倍；电容器长期运行中的工作电流不应超过电容器额定电流的1.3倍。其允许最高工频电压和相应的持续时间，可按表4规定的数值执行。

表 4 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 $1.1U_n$
$1.15U_n$	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	

13.1.2 电容器室的运行温度及运行中的电容器本体温度不得超过制造厂的规定值。

13.1.3 电容器套管相互之间和电容器套管至母线或熔断器的连接线，应采用软连接，有一定的松弛度，移动电容器时不应搬动套管。

13.1.4 电容器组分闸后再次合闸，其间隔时间不应小于5min。

13.1.5 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；

13.1.6 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；

13.1.7 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；

13.1.8 室内安装的电容器应有良好的防尘和通风装置；

13.1.9 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；

13.1.10 在接触停运的电容器端子前，必须进行放电处理。

13.2 巡视检查

13.2.1 电容器巡视检查项目如下：

- 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，自动投切装置动作正确；
- 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。

13.2.2 除对电容器组进行日常巡视检查外，还应定期进行停电检查。在发生断路器动作、熔丝熔断等现象后，应进行特殊巡视检查。

13.2.3 电容器组定期停电检查的项目如下：

- a) 检查各部螺丝接点的松紧及接触情况；
- b) 检查放电回路的完整性；
- c) 检查通风道的畅通情况；
- d) 检查电容器外壳的保护接地线是否完好（不允许接地者除外）；
- e) 检查继电保护装置的動作情况及熔丝是否完好；
- f) 检查电容器组的断路器及线路等电气设备；
- g) 清扫检查架构瓷绝缘有无破损等情况；
- h) 清扫检查电容器组回路其它设备元件。

13.3 运行异常及故障处理

13.3.1 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；

13.3.2 电容器爆炸、起火而未跳闸时，应立即将电容器组退出运行；

13.3.3 自动投切的电容器组，发现自动装置失灵时，应将其停用，改为手动并报告本单位主管部门；

13.3.4 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；

13.3.5 电容器本身温度超过制造厂规定时，应将其退出运行；

13.3.6 电容器组发现如下异常时，应停运并报告本单位主管部门：

- a) 电容器声响 异常；
- b) 瓷质部分破损、放电；
- c) 三相电流不平衡度在10%以上；
- d) 电容器外壳膨胀变形，严重漏油；
- e) 电容器引线 接头过热；
- f) 集合式电容器已看不见油位，压力异常。

13.3.7 电容器组的断路器跳闸后，不准强送。保护电容器的熔丝熔断后，允许更换熔丝试送一次，再次熔断在未查明原因前，不准再更换熔丝送电，电容器有击穿现象时应更换电容器。

14 绝缘子、母线及引线运行

14.1 一般规定

14.1.1 母线应有设备编号和相位标志。

14.1.2 母线及引线应满足最大负荷要求，母线在晴天气象条件下不应产生电晕。母线瓷质绝缘子应根据污秽等级的变化采取防污闪措施。

- 14.1.3 支撑式硬母线瓷质部分应按周期进行耐压、探伤试验。
- 14.1.4 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。
- 14.1.5 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。
- 14.1.6 软母线不应有断股、松股及明显损伤；矩形母线弯曲处应光洁平整，不应有裂纹；管形母线不应有变形、扭曲或明显的弯曲；母线引下线不得绑接或使用并沟线夹；铜铝接头无严重腐蚀现象。
- 14.1.7 硬母线应在适当处（直线段为20m左右），装设伸缩接头，接头软连接应完整，无断裂。
- 14.1.8 设备接头在运行中最大允许发热和温升，可按表5规定的数值执行。

表 5 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

- 14.1.9 导线、母线金具及支持绝缘子法兰应完好、不变形、无裂纹、锈蚀现象，金具连接处销子应齐全、牢固，绝缘子应清洁、无破损、裂纹和放电痕迹。
- 14.1.10 新母线运行前应做三次合闸冲击试验。

14.2 巡视检查

14.2.1 正常巡视检查项目如下：

- a) 定期利用测温仪检测设备接头温度，在负荷突然增加时应增加测温次数；
- b) 构架、绝缘子等设备接地应完好；
- c) 硅橡胶复合绝缘子无鸟粪、无脱胶；
- d) 设备接头无过热、无氧化、无异常；
- e) 多股导线无松散、无伤痕和断股；
- f) 三相导线弛度应适中，管型母线无异常；
- g) 雨雾天气观察设备放电情况和雪天设备融雪情况；
- h) 硬母线应平直不弯曲，固定金具与母线之间应有问隙；
- i) 发生短路故障后，检查硬母线有无变形和其他异常现象；
- j) 绝缘子、套管无裂纹和破损。设备标志正确、相色正确清晰。

14.3 运行异常及故障处理

- 14.3.1 硬母线有变形情况时，应找出变形的原因。
- 14.3.2 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。
- 14.3.3 绝缘子表面有裂纹，应报告本单位主管部门，并加强监视。
- 14.3.4 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，并报告本单位主管部门和供电部门调度。
- 14.3.5 发现低值、零值及严重破损的瓷质绝缘子，应立即报告本单位主管部门。

15 耦合电容器及阻波器运行

15.1 一般规定

- 15.1.1 耦合电容器的电容值应符合安装地点工况要求。

- 15.1.2 耦合电容器本体渗油，应按危急缺陷上报处理。
- 15.1.3 阻波器内部的电容器、避雷器应完整，连接良好，固定可靠。
- 15.1.4 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。
- 15.1.5 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。
- 15.1.6 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。
- 15.1.7 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。

15.2 巡视检查

15.2.1 正常巡视检查项目如下：

- a) 耦合电容器本体和抽取装置无渗油、放电和异响；
- b) 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；
- c) 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；
- d) 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；
- e) 阻波器内无鸟巢、引线无断股，吊挂或固定牢固；
- f) 落地式阻波器防护遮栏安全可靠，接地良好。

15.3 运行异常及故障处理

15.3.1 发现下列异常应及时报告本单位主管部门和供电部门调度，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。

15.3.2 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，及时报告本单位主管部门将其退出运行。

15.3.3 发现阻波器导线接头过热时，应及时通知本单位主管部门减负载，必要时停电处理。

16 消弧线圈运行

16.1 一般规定

16.1.1 消弧线圈的运行。停运及切换分接头等，均应根据本单位主管部门（调度）命令进行（自动调谐者除外），非自动调节的消弧线圈切换分接头后，应测量直流电阻。

16.1.2 消弧线圈二次电压回路应安装熔断器。

16.1.3 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。

16.1.4 自动补偿的消弧线圈，当自动失灵时，应改为手动调整。

16.1.5 消弧线圈切换分接头或有检修工作时，一次侧应有明显断开点并验电、接地。

16.1.6 当系统发生接地时，禁止使用消弧线圈小电流表。

16.1.7 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。

16.1.8 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。

16.1.9 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。

16.1.10 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，应立即报告本单位主管部门（调度），查找接地点。

16.1.11 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。

16.1.12 中性点位移电压超过50%额定相电压或不对称电流超过表6规定的数值时，禁止用隔离开关投、停消弧线圈。

表 6 不对称电流数值表

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

16.2 巡视检查

16.2.1 正常巡视检查项目如下：

- a) 油温应正常；
- b) 内部无异响；
- c) 吸潮剂无潮解；
- d) 设备标志正确、清晰；
- e) 套管应清洁无破损和裂纹；
- f) 引线接触牢固，接地线良好；
- g) 油面正常，无渗油、漏油现象；
- h) 消弧线圈固定遮栏安全可靠，接地良好。

16.3 运行异常及故障处理

16.3.1 消弧线圈冒烟起火时，应将其退出运行并迅速进行灭火。

16.3.2 发现消弧线圈有下列异常现象时，应报告本单位主管部门（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。

16.3.3 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，并及时报告本单位主管部门和供电部门调度。

17 低电阻接地装置运行

17.1 一般规定

17.1.1 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DL408的规定；
- c) 电阻柜室温度及湿度应满足设备的要求。

17.1.2 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。

17.1.3 一套接地装置停运时，允许两段母线共用一套接地装置。

17.1.4 中性点接地装置投入前，应先投入相应的零序保护。

17.1.5 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。

17.1.6 配合停电，测量接地电阻的电阻值。

17.1.7 中性点分别经Z形变压器接地的两段6kV~20kV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。

17.1.8 6kV~20kV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，应经本单位主管部门（调度）同意。

17.2 巡视检查

17.2.1 Z形变压器巡视检查可参照变压器巡视检查项目进行。

17.2.2 电阻柜巡视检查项目如下：

- 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) 电阻柜应无异常、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。

17.3 运行异常及故障处理

17.3.1 电阻接地装置发生故障时，应立即将其退出运行。

17.3.2 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。

17.3.3 运行中变压器受电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。

18 电力电缆运行

18.1 一般规定

18.1.1 电缆终端处应有明显的相位标志，并标明电缆线号、起止点。变电所内电缆夹层、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。

18.1.2 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。

18.1.3 电缆沟道与站内电缆夹层间应设有防火、防水隔墙。

18.1.4 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。

18.1.5 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。

18.1.6 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。

18.1.7 备用电缆应视停用时间按DL/T 596的规定进行试验，合格后方可投入。

18.2 巡视检查

18.2.1 电力电缆巡视周期规定如下：

- a) 敷设在土壤中、隧道中、沟道中及沿桥梁架设的电力电缆，每三个月一次；
- b) 竖井内敷设的电力电缆，至少每6个月一次；
- c) 变(配)电所内的电缆终端头，可按高压配电装置的巡视与检查周期进行；
- d) 室外电力电缆终端头，应每月一次；
- e) 暴雨后，对可能被雨水冲刷的地段，应进行特殊巡视检查；
- f) 根据季节及基建施工的特点，应增加巡视检查次数。

18.2.2 电力电缆巡视检查项目如下：

- a) 电缆外护套应无破损；
- b) 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；
- c) 电缆终端无异响、异味；

- d) 电缆套管无裂纹、积污、闪络；
- e) 电缆运行时的电流不超过允许值；
- f) 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；
- g) 电缆支架牢固，无松动现象，无严重锈蚀，接地良好；
- h) 引入室内的电缆孔封堵严密，电缆支架应牢固，接地良好；
- i) 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；
- j) 电缆的各种标示牌是否脱落；
- k) 隧道内的电缆中间接头有无变形，温度是否正常；
- l) 室内电缆沟、电缆隧道及人孔井内是否进水。

18.2.3 对于通过桥梁架设的电力电缆，应检查桥堍两端电缆是否拖拉过紧，保护管或槽有无脱开或锈蚀现象；

18.2.4 巡视检查后，巡视人员应将巡视检查结果，记入巡视记录簿内。巡视检查中发现的缺陷，应记入缺陷记录簿内。并根据其严重程度安排处理。

18.2.5 电力电缆停运后投运前，应确认电缆完好，应分别采取以下试验确认电缆绝缘良好：

- a) 停电超过1周但不满1个月，应测量绝缘电阻（异常时按本条b)款处理；
- b) 停电超过1个月但不满1年的，做规定的直流耐压试验值50%耐压1min试验；
- c) 停电超过1年的电力电缆线路，应按DL/T 596的规定做直流耐压试验。

18.2.6 对额定电压为0.6/1kV的电缆线路，可用1000V或2500V兆欧表测量导体对地绝缘电阻代替直流耐压试验。

18.3 运行异常及故障处理

18.3.1 发现下列情况应报告本单位主管部门和供电部门调度：

- 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。

18.3.2 下列情况，应报告本单位主管部门和供电部门调度，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。

18.3.3 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。

19 继电保护及二次设备运行

19.1 一般规定

- 19.1.1 二次端子箱、操作箱应标有明显的设备编号。照明箱、动力箱应有明显标志。
- 19.1.2 控制屏上线路出线模拟母线底部应有线路名称。模拟母线的色别应符合DL/T 5136附录C的规定。
- 19.1.3 控制屏、保护屏正面顶部应有设备编号及名称（控制屏可写电压等级），操作把手处应有明显的设备编号。
- 19.1.4 各种表计、继电器、连接片和交直流熔断器（断路器）以及电压、电流端子、按钮、切换开关等，应在标签框内标明设备编号及名称。
- 19.1.5 控制屏、保护屏背面每个元件应有元件编号。
- 19.1.6 在一面保护屏上装有两路及以上保护时，应在屏前、屏后用红漆画出警戒分界线，隔离端子排在分界处应标明设备编号及名称。
- 19.1.7 二次电缆应有编号牌。编号牌应标明型号、编号名称、起止地点。
- 19.1.8 交、直流回路不得共用同一条电缆。
- 19.1.9 高压设备投运时，必须投入相应的二次设备。
- 19.1.10 二次设备的工作环境应满足设备运行要求。
- 19.1.11 运行中的保护装置应按照本单位主管部门或供电部门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，值班人员应与本单位主管部门或供电部门调度核对定值。
- 19.1.12 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，报告本单位主管部门或供电部门调度。
- 19.1.13 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，并应报告本单位主管部门和供电部门调度。
- 19.1.14 在二次回路上的工作应有有效的防误动、防误碰保安措施。
- 19.1.15 对所用电、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。
- 19.1.16 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。

19.2 继电保护及安全自动装置运行

19.2.1 一般规定

- 19.2.1.1 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。
- 19.2.1.2 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。
- 19.2.1.3 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。
- 19.2.1.4 若二次回路中的电源熔断器熔断或空气断路器跳闸，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。
- 19.2.1.5 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。
- 19.2.1.6 继电保护及安全稳定自动装置应有《变（配）电所现场运行规程》。
- 19.2.1.7 继电保护装置在运行中出现异常信号且不能复归，应报告本单位主管部门和供电部门调度申

请将异常装置退出运行。

19.2.1.8 变（配）电所的进线断路器及影响电力系统运行的联络（桥）开关等的继电保护装置，由供电部门负责整定值的计算以及整定、校验和调整。

未经供电部门继电保护专业人员的同意，电力用户不得自行更改进线断路器的继电保护装置及其二次回路或改变其定值。

19.2.1.9 具有一定技术水平的大（特大）型电力用户，经供电部门同意后，在供电部门下达的其进线断路器继电保护整定值限额以内，可以对其进线断路器的继电保护整定值进行计算及整定、校验和调整。继电保护装置整定计算书，应报供电部门审核；继电保护装置的试验报告应报供电部门备案。

19.2.1.10 电力用户内部的继电保护装置，其定值应与进行断路器保护相配合，以免发生越级跳闸事故；其继电保护装置整定计算书，应报供电部门备案。

19.2.2 继电保护装置运行

19.2.2.1 运行值班人员对继电保护的操作，一般只允许接通或断开连接片、切换转换开关及卸、装熔断器的熔丝工作。

19.2.2.2 各种继电保护装置投入运行前，值班人员应熟知其原理、特性、保护范围和定值及二次接线等。

19.2.2.3 但电气设备发生故障或异常时，运行人员应准确记录（先记录后复归信号指示），并立即报告本单位主管部门和供电部门调度。记录的内容应包括：

- a) 断路器掉、合闸的时间、设备编号、相别；
- b) 保护装置信号和光字牌动作情况；
- c) 自动装置信号和光字牌动作情况；
- d) 电力系统的电流、电压及功率波动情况。

19.2.2.4 查找直流接地时，如确已查明保护屏内二次回路接地，应报告本单位主管部门和供电部门调度，由专业人员处理。

19.2.2.5 发出直流消失信号时，应报告本单位主管部门和供电部门调度申请停用相应保护并迅速查找原因。

a) 熔断器熔断（或空气断路器断开），应更换熔断器试送（或试投空气断路器），试送成功应报告本单位主管部门和供电部门调度申请恢复保护；试送不成功，则应报告本单位主管部门和供电部门调度听候处理；

b) 熔断器未熔断（或空气断路器未断开），应立即报告本单位主管部门和供电部门调度听候处理。

19.2.2.6 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。

19.2.2.7 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。

19.2.2.8 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。

19.2.2.9 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。

19.2.2.10 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。

19.2.2.11 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。

19.2.2.12 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。

19.2.2.13 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。

19.2.2.14 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，并报告本单位主管部门（调度）。

19.2.2.15 数字式保护装置的运行，还应执行以下规定：

a) 运行人员应了解数字式保护装置的时钟校对、采样值打印、定值单打印、报告复制、按规定的
方法改变保护定值、保护的停用及投入和使用打印机等操作；

b) 每天巡视时，应检查数字式保护装置的电源指示灯的明亮；

c) 保护装置及光纤通讯设备出现异常时，应立即报告本单位主管部门和供电部门调度。

19.2.2.16 变压器新投入或差动保护电流回路一、二次设备变动后，应对变压器保护进行向量检查及
不平衡量的测量，未经向量检查的差动保护，在变压器充电前差动保护应投入跳闸，当充电完毕正式带
负荷前，必须将差动保护停用，带负荷后进行向量检查和不平衡量测量，证实回路接线无误后，方可将
差动保护投入运行。

19.2.3 微机监控系统

19.2.3.1 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。

19.2.3.2 监控系统设备因故停运或出现严重缺陷时，应立即报告本单位主管部门和供电部门调度。

19.2.3.3 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。

19.2.3.4 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，并立即报告本单位主管
部门和供电部门调度。

19.2.4 备用电源自动投入装置运行

19.2.4.1 自投装置在投入运行前，由专业技术人员将自投装置的运行要求写入《变（配）电所现场运
行规程》。

19.2.4.2 自投装置投入运行时的顺序的规定如下：

a) 先投交流电源，后投直流电源；

b) 先投合闸连接片，后投分闸连接片；

c) 停用时相反。

19.2.4.3 当装有自投装置的断路器需要停电时，应先退出自投装置。

19.2.5 继电保护装置异常运行与事故处理

19.2.5.1 运行中的继电保护装置和自动装置出现异常情况时，除应加强巡视并报告本单位主管部门和
供电部门调度外，运行值班人员应采取果断措施，立即处理。

19.2.5.2 继电保护装置动作断路器跳闸，运行值班人员应报告本单位主管部门，并作强细记录。电力
用户的电源进线断路器因继电保护装置动作而引起跳闸，应同时通知供电部门用电检查。

19.2.5.3 应继电保护装置误动作而引起断路器跳闸后，应检查保护装置的动作情况并报告本单位主管
部门查明原因。恢复送电前应将保护装置的所有掉闸信号全部复归。

对特殊负荷情况，如电炉等的保护，可以不必履行上述手续。

19.2.5.4 运行值班人员发现表计指示异常，如电流冲击、电压下降等，应立即检查信号装置，判明是
否发生故障。

19.2.5.5 变压器差动保护动作，经检查判断是由于引线故障或电流互感器及其二次回路等原因造成

的，则经过处理后，变压器可继续运行。

19.2.5.6 变压器气体保护装置动作后，仍不能判定是变压器内部故障时，则应立即收集气体继电器内聚积的气体，并判定其性质。

19.2.5.7 为全面分析事故，应对继电保护装置的动作情况，进行细致检查并做好以下记录：

- a) 保护装置动作时，变（配）电所有部分的运行方式；
- b) 故障发生的时间、地点、顺序、延续时间、故障种类和其它各种事故现象；
- c) 断路器跳、合闸的顺序和引起运行方式的变化；
- d) 故障发生时，电气系统中出现的不正常现象，如振荡、电压和频率变化及失去负荷等；
- e) 故障前、后有功和无关负荷的情况；
- f) 发生事故时，断路器的保护装置虽已动作，但未引起跳闸；
- g) 发生事故后，若有必要，应对保护装置进行事故校验，以便找出保护装置本身可能存在的问题。

19.3 仪表及计量装置

19.3.1 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。

19.3.2 新建和改建变电所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。

19.3.3 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。

19.3.4 计量设备变更时应及时修正表计量程、倍率和极限值。

19.3.5 供电部门安装的电能计量装置，电力用户不得更动或拆封。

19.3.6 电力用户发现供电部门安装的电能计量装置运行异常和故障（如互感器损坏、电压互感器熔丝熔断、电能表不走等）时，均应立即通知供电部门。

19.4 远动装置

19.4.1 一般规定

19.4.1.1 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。

19.4.1.2 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。

19.4.1.3 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。

19.4.1.4 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。

19.4.1.5 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（配）电所现场运行规程》。

19.4.1.6 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。

19.4.2 远动维护注意事项

19.4.2.1 变电所高压设备、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。

19.4.2.2 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。

19.4.2.3 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。

19.4.2.4 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。

19.4.3 运行异常及故障处理

19.4.3.1 远动装置故障影响监控功能时，按危急缺陷处理。

19.4.3.2 双机监控系统单机运行时，不宜过长，应及时恢复双机运行。

19.4.3.3 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。

19.4.3.4 在远动装置上工作，若变电所发生异常情况，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。

19.5 防误闭锁装置

19.5.1 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。

19.5.2 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。

19.5.3 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。

19.5.4 电气操作时防误装置发生异常，应立即停止操作，经当值班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。

19.5.5 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。

19.5.6 带电显示装置运行要求应按DL408的相关规定执行。运行中应监视其完好。

19.5.7 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。

19.5.8 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。

19.5.9 严禁在数字式防误专用计算机上进行其他工作。

19.6 故障录波器装置

19.6.1 故障录波器的技术准则应符合DL/T 553的规定。

19.6.2 故障录波器应长期投入运行，每班应对其进行一次检查，使故障录波器处于完好状态。每年应按DL/T 663的检测要求，定期进行检测、校验。有关运行规定，应写入《变（配）电所现场运行规程》。

19.6.3 当发生事故（故障）后，故障录波器所记录的各种数据，在故障原因未查明之前不得删除，以便于对故障性质进行分析。

20 公用系统运行

20.1 直流系统

20.1.1 一般规定

20.1.1.1 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。

20.1.1.2 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。

20.1.1.3 直流回路不可环路运行，在环路中间应有断开点。

20.1.1.4 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。

20.1.1.5 蓄电池的选用应保证整组电池特性一致。

20.1.1.6 不同类型的蓄电池不宜放在一个蓄电池室内。

20.1.1.7 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℃。

20.1.1.8 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，应经本单位主管部门和供电部门调度同意。

20.1.1.9 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。

20.1.1.10 改变直流系统运行方式的操作，应执行《变（配）电所现场运行规程》规定。

20.1.1.11 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。

20.1.1.12 无人值班变电所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。

20.1.1.13 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。

20.1.1.14 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%~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%。

20.1.1.15 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。

20.1.2 巡视检查

20.1.2.1 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。

20.1.2.2 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。

20.1.2.3 运行中的直流母线对地电阻值应不小于10MΩ，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。

20.1.2.4 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。

20.1.2.5 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。

20.1.2.6 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。

20.1.2.7 定期测试铅酸蓄电池的电压、电解液比重，并做记录。

20.1.3 运行维护

20.1.3.1 蓄电池组正常运行应以浮充电方式运行。

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

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

20.1.3.4 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。

20.1.3.5 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。

20.1.3.6 防酸蓄电池在定期充、放电过程中不可加蒸馏水。

20.1.3.7 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。

20.1.3.8 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。

20.1.3.9 当用大电流进行充、放电时，禁止使用浮充电检测按钮。

20.1.3.10 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±5%。

20.1.3.11 数字式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。

20.1.3.12 数字式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。

20.1.4 运行异常及故障处理

20.1.4.1 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（配）电所，直流接地必须进行复验，确定接地回路，再进行重点查找。
- c) 按下列原则找接地点：
 - i) 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；
 - ii) 先查找事故照明、信号回路、充电机回路，后查找其他回路；
 - iii) 对于操作和保护电源不分离的站，应首先查找主合闸回路，后查找操作回路，对于操作与保护电源分离的站，应先查找操作回路，后查找保护回路；
 - iv) 先查找室外回路后查找室内回路；
 - v) 按电压等级从低到高查找；
 - vi) 先查找一般回路，后查找重要回路；
 - vii) 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本单位主管部门和供电部门调度同意，试停时间尽可能要短；
 - viii) 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。

20.1.4.2 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，调正运行参数，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。

20.2 所用电系统

20.2.1 一般规定

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

20.2.1.2 所用变压器负载应均匀，其二次侧应装设电压表、电流表、电能表或具有其功能的多功能仪表，并按需要分级安装剩余电流动作保护装置。

20.2.1.3 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。

20.2.2 巡视检查

参照本规程第6.3节执行。

20.2.3 运行异常及故障处理

20.2.3.1 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。

20.2.3.2 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。

20.3 在线监测装置各电力用户根据实际情况，编写相应的规定。

20.4 变电所消防

- 20.4.1 设备区内严禁存放可燃物和爆炸物品。
- 20.4.2 站内防火警示牌齐全，值班人员能正确使用防火器具。
- 20.4.3 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。
- 20.4.4 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。

20.5 变电所场地设施

- 20.5.1 变电所进站道路、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。凡站所合一或变电所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。
- 20.5.2 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、防小动物的电气装置。配电装置室装有向外开的防火门。
- 20.5.3 设备区内无杂物，进站道路和生产通道、消防通道应畅通。
- 20.5.4 场地应平整，有防止电缆沟着火蔓延至控制室及电缆层的防火措施。电缆沟应有排水设施，无人值班站应有自动排水装置。
- 20.5.5 围墙应符合治安防范规定。
- 20.5.6 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。
- 20.5.7 设备标志规范、齐全，设备区绿化应满足安全距离。
- 20.5.8 设备区内应有明显的巡视路线标志。

20.6 变电所灾害事故的防范

- 20.6.1 变电所应有防洪、防火、抗震预案，应有排涝设施。
- 20.6.2 定期对各种防震措施进行检查，发现缺陷及时处理。
- 20.6.3 恶劣天气时，值班人员应做好事故预想。
- 20.6.4 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。
- 20.6.5 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。

20.7 防小动物短路事故

- 20.7.1 配电室、电容器室出入口应有一定高度的防小动物的电气装置和挡板，临时撤掉时应有相应措施。
- 20.7.2 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。
- 20.7.3 设备室不得存放谷物、食品。
- 20.7.4 开关柜、电气设备间隔、端子箱和机构箱门应关闭严密。
- 20.7.5 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。

20.8 视频监控系统

各电力用户根据实际情况，编写相应的规定。

21 运行规程的编制

21.1 变（配）电所运行规程的编制

各电力用户应根据本单位实际电气设备和运行方式的具体情况，参照本规程编制本单位的《变（配）电所运行规程》，并随设备变更及时修订。本规程未涉及的设备，亦应编制到本单位的《变（配）电所现场运行规程》内。《变（配）电所现场运行规程》编写要求见附录A。

附 录 A
变（配）电所运行规程编写基本要求
(资料性附录)

A.1 总则

A.1.1 本规程为江苏省各电压等级电力用户电气设备的综合性运行管理规程。10kV及以上电压等级的各电力用户应根据本单位电气设备的电压等级、设备容量、用电规模及负荷性质，参照本规程的有关规定，制订本单位的《变（配）电所现场运行规程》，做为本规程的补充规定，一并执行。

A.1.2 电力用户变（配）电所运行规程，应由本单位电气运行主管部门，按本编写要求的内容，组织编写。

A.1.3 电力用户新建的变（配）电所，在电气设备安装工程开始时，运行主管部门即应开始编写《变（配）电所现场运行规程》。并经过变（配）电所投运后，试运行期间试用、修改、审批后，正式执行。

A.1.4 电力用户变（配）电所电气设备变更或改建、扩建后，应对《变（配）电所现场运行规程》做相应的修改，经本单位运行主管部门组织审核后，由本单位运行主管领导审批。

A.2 变（配）电所运行规程编写要求

A.2.1 变（配）电所电气设备概况

A.2.1.1 变（配）电所的主接线方式、供电方式（单回路供电、双电源（双回路）供电、多电源（多回路）供电；供电线路名称和供电电源点变电站名称）、供电电压等级。

A.2.1.2 变（配）电所的负荷性质及负荷特点。

A.2.1.3 变（配）电所的控制方式（有人值班、无人值班、自动集中监控）。

A.2.1.4 主变压器及无功补偿装置设备容量（总容量及单台容量）。

A.2.1.5 继电保护及自动装置的配置情况。

A.2.1.6 电气主设备的技术数据（变压器、断路器的型式、铭牌数据）。

A.2.2 变（配）电所调度范围的划分和运行方式

A.2.2.1 电气设备调度的划分情况。

A.2.2.2 电气设备的正常运行方式和可能出现的几种主要运行方式。

a) 正常运行方式，应根据《供用电合同》、《电力调度协议》制订；

b) 故障、检修情况下的异常运行方式；

c) 带有自备电源系统的运行方式；

d) 内部配电网的运行方式。

A.2.2.3 电气设备运行、操作的注意事项（包括高压设备、接线方式、自动化设备及监控系统等）。

A.2.2.4 继电保护、自动装置（包括监控系统及附属设施）的有关运行规定。

A.2.2.5 消防、通风、排水系统。

A.3 电气设备异常运行及事故处理附属及要求

A.3.1 断路器跳闸的试送规定。

A.3.2 母线及电气主设备的故障处理。

A.3.3 越级跳闸的处理程序。

A.3.4 直流系统接地故障的处理。

A.3.5 非有效接地系统接地故障的处理。

A.3.6 事故处理的其它有关规定。

附 录 B
标示牌式样
(规范性附录)

名称	悬挂处	式样		
		尺寸 (mm)	颜色	字样
禁止合闸， 有人工作！	一经合闸即可送电到施工设备的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）操作把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠， 黑色禁止标志符号	黑字
禁止合闸， 线路有人工作！	线路断路器（开关）和隔离开关（刀闸）操作把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠， 黑色禁止标志符号	黑字
禁止分闸！	接地刀闸与检修设备之间的断路器（开关）操作把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠， 黑色禁止标志符号	黑字
在此工作！	工作地点或检修设备上	200×160 和 80×65	衬底为绿色，中有直径 200mm 和 65mm 白圆 圈	黑字，写于 白圆圈中
止步， 高压危险！	施工地点临近带电设备的遮拦上；室外工作地点的围栏上；禁止通行的过道上；高压试验地点；室外构架上；工作地点临近带电设备是横梁上	300×240 和 200×160	白底，黑色正三角形及 标志符号，衬底为黄色	黑字
从此 上下！	工作人员可以上下的铁梯、爬梯上	250×250	衬底为绿色，中 有直径 200mm 白圆圈	黑字， 写于白圆 圈中
从此 进出！	室外工作地点围栏的出入口处	250×250	衬底为绿色，中 有直径 200mm 白圆圈	黑体黑字， 写于白圆 圈中
禁止攀登， 高压危险！	高压配电装置构架的爬梯上、 变压器、电抗器等设备的爬梯 上	300×240 和 200×160	白底，红色圆形斜杠， 黑色禁止标志符号	黑字

注：在计算机操作系统图上的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）的操作把手处所设置的“禁止合闸，有人工作！”和“禁止合闸，线路有人工作！”和“禁止分闸！”的标记可参照上表中有关标示牌的式样。